

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ім. Г.В. КАРПЕНКА

На правах рукопису

БАСАРАБ РОМАН МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 622.692.4.052
+620.179.1(043)

**ПРОГНОЗУВАННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ
ВНУТРІШНЬОСТАНЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ
НАФТОПРОВІДІВ НА ОСНОВІ ДІАГНОСТУВАННЯ ЇХ
ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

дисертація

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Вед. адміністративної дисертації (диплома)
Вчений секретар спеціалізованої вченої
Рада Д 25.04
Скальський В.Р.
2014р.

Науковий керівник:
Скальський Валентин Романович
професор, доктор технічних наук



Львів – 2014

d509



ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. Обладнання нафтопомпувальних станцій та методи його діагностування. Огляд	14
1.1. Обладнання нафтопомпувальних станцій та умови його експлуатації.	15
1.1.1. Загальні відомості.	15
1.1.2. Особливості експлуатації нафтопроводів	17
1.2. Характерні дефекти внутрішньостанційних нафтопроводів.	20
1.3. Контроль дефектності обладнання нафтопровідного транспорту.	23
1.4. Акустичні методи діагностування стану обладнання НПС.	31
1.4.1. Основи акустико-емісійного діагностування об'єктів.	31
1.4.2. Окремі засади ультразвукового контролю.	39
Висновки до розділу 1	41
РОЗДІЛ 2. Аналіз обстежень стану обладнання НПС та модель алгоритму розрахунку його залишкового ресурсу.	43
2.1. Результати експертних обстежень реально діючого обладнання НПС.	44
2.2. Аналіз факторів, що призводять до утворення і розвитку макротріщин у матеріалах обладнання НПС.	49
2.3. Модель розрахунку залишкового ресурсу та алгоритм її реалізації.	64
Висновки до розділу 2.	71
РОЗДІЛ 3. Випробування матеріалів на втому за високих значень напружень у циклі.	72

3.1. Деякі загальні поняття про втомне руйнування конструкційних матеріалів.	73
3.2. Розроблення для проведення втомних випробувань.	78
3.3. Результати експериментальних досліджень та їх тлумачення. ...	80
3.4. Результати натурних випробувань котушок нафтопроводів.	89
3.4.1. Розроблення та виготовлення випробувального стенда	90
3.4.2. Проведення і результати випроб.	93
Висновки до розділу 3	96
РОЗДІЛ 4. Обстеження стану внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів та методика оцінки їх залишкового ресурсу за наявності тріщин	97
4.1. Загальні положення.	98
4.2. Алгоритм комплексного акустичного діагностування обладнання НПС.	100
4.3. Підготовка засобів для АЕ-діагностування.	103
4.4. Методика АЕ-діагностування внутрішньостанційних техноло- гічних нафтопроводів і обладнання НПС.	107
4.5. Результати АЕ-діагностування та їх обговорення.	112
4.6. Ультразвукове діагностування внутрішньостанційних техно- логічних нафтопроводів і обладнання НПС.	125
4.7. Аналіз результатів ультразвукового контролю.	129
4.8. Методика розрахунку залишкового ресурсу елементів обладнання НПС з наявними тріщинами	135
Висновки до розділу 4	144
ВИСНОВКИ	145
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	147
ДОДАТОК.	164

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

α	коефіцієнт Морроу
α_1	коефіцієнт лінійного розширення металу труб;
δ	коефіцієнт зникання пружної хвилі
φ	частота пружної хвилі; кут
η	перенапруження
κ	критеріальний параметр
λ	довжина пружної хвилі
ν	прогин зразка
$\nu(S)$	швидкість підростання мікротріщини до автономних розмірів
ν_0	амплітуди коливної швидкості частинок середовища
ρ	густина матеріалу тіла
σ	напруження
$\Delta\sigma$	розмах напруження циклу
σ_o	усереднене значення кільцевих напружень
σ_{-1}	середнє значення границі витривалості
σ_a	амплітуда напруження циклу
σ_m	середнє напруження циклу
τ	тривалість імпульсу
τ_1	час наростання імпульсу
τ_2	час спадання імпульсу
∇^2	оператор Лапласа
∇	оператор градієнта
A	амплітуда
c	швидкість поширення пружної хвилі; швидкість звуку в середовищі
C	концентрація водню в металі
C_H	рівноважна концентрація водню в металі; концентрація водню в стінці труби біля контуру тріщини
D	коефіцієнт дифузії водню в металі

D_0	зовнішній діаметр труби
d	внутрішній діаметр труби; коефіцієнт апроксимації
E	модуль пружності
F	летючість водню
f	частота навантаження
Δf	ширина смуги спектра частот
h	товщина зразка
i	густина струму
$K_{I\max}$	максимальне значення КІН
K_S	константа Сівертса
N	період докритичного росту втомної тріщини; сумарний рахунок імпульсів; кількість циклів зміни тиску в трубі
N_d	залишкова довговічність стінки труби за наявності тріщини
\dot{N}	швидкість рахунку АЕ
N_i	кількість циклів навантаження
P, P^*, P_{np}	тиск
p_0	амплітуда звукового тиску
Q	повздожні напруження
R	універсальна газова стала; коефіцієнт асиметрії циклу
R^*	відстань до точки спостереження
r	коефіцієнт кореляції
S_0	елементарна площа новоутвореної поверхні зародженої мікротріщини
S_1	мінімальна площа зародженої автотривальної тріщини через N_1 циклів навантаження
$S_{\sigma-1}$	середньоквадратичне відхилення границі витривалості
$S_{\sigma 0}$	середньоквадратичне відхилення усереднених значень кільцевих напружень
S_{kin}	площа кінцевої тріщини
$S_{кр}$	критична площа макротріщини за повного руйнування
$S_{поч}$	площа початкової тріщини

T	період навантаження
T_e	температура трубопроводу під час експлуатації
T_M	температура трубопроводу під час монтажу
U	енергія зв'язку водню з дефектом
V	швидкість поширення втомної тріщини
V_H	парціальний молярний об'єм водню в металі
W	відносна потужність звуку
WT_{\max}	максимальне значення вейвлет-коефіцієнта
x	відстань проходження хвилі
АЕ	акустична емісія
ВСК	вихрострумний контроль
МН	магістральний нафтопровід
НВП	неперервне вейвлет-перетворення
НД	нормативна документація
НДС	напружено-деформований стан
НК	неруйнівний контроль
НПС	нафтопомпвальна станція
ОК	об'єкт контролю
ПАЕ	первинний перетворювач сигналів АЕ
ПК	персональний комп'ютер
САЕ	сигнал акустичної емісії
СЗП	стандартний зразок підприємства
ТД	технічна діагностика
ТО	технічне обслуговування
УЗ	ультразвук
УЗК	ультразвуковий контроль

ВСТУП

Актуальність теми. Надійна експлуатація магістральних нафтопроводів є однією із найважливіших науково-технічних загальнодержавних задач, оскільки наслідки їх аварій часто стають значними техногенними катастрофами. За час довготривалої експлуатації внаслідок старіння в матеріалах елементів обладнання нафтопроводів пройшли зміни структури металу, його механічних властивостей, з'явилися корозивно пошкодженні та суттєво напружені ділянки. Проте негайна заміна вузлів чи окремих ділянок трубопроводів у більшості випадків є технічно та економічно недоцільною, оскільки метал ще не вичерпав свій залишковий ресурс і за належної організації експлуатації можна забезпечити їхню надійну безаварійну роботу поза регламентованим терміном. Для цього необхідно проводити технічне діагностування (ТД) та моніторинг найнебезпечніших ділянок сучасними методами і засобами неруйнівного контролю (НК), які побудовані на різних фізичних явищах та використовувати новітні досягнення теоретичних і експериментальних досліджень для побудови ефективних методик розрахунку залишкового ресурсу.

Найскладнішими вузлами, що входять до складу магістральних нафтопроводів, є внутрішньостанційні технологічні нафтопроводи та обладнання нафтопомпувальних станцій (НПС), які найчастіше визначають терміни їх безпечної експлуатації. Внаслідок цього саме таке обладнання потребує найбільше обстежень та моніторингу з використанням сучасних методологічних підходів та методик для ТД і розрахунку залишкового ресурсу. Адже експлуатація його в умовах дії зовнішніх силових навантажень, перепадів температур, високих механічних напружень, циклічної зміни експлуатаційного тиску, протікання корозії, наводнення тощо призводить до виникнення у матеріалі різного роду дефектів, найнебезпечніші з яких є тріщини.

На даний час у ТД згаданого вище обладнання та трубопроводів поєднують підходи лінійної механіки руйнування, металознавство і неруйнівний контроль. Однак відомі методи розрахунку залишкового ресурсу

не повністю враховують окремі особливості умов експлуатації. У зв'язку з цим виникла необхідність удосконалення існуючих і створення нових методів і засобів ТД та оцінки залишкової довговічності, які дали б змогу визначати координати місць зародження чи розвитку руйнування, брати до уваги такі важливі умови експлуатації нафтопроводів і їх обладнання як високі механічні напруження у низькочастотних циклах перепадів тиску робочого середовища, вплив водневого чинника і циклічного навантаження у разі наявності у матеріалі тріщини.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Вибраний напрям досліджень відповідає науковій тематиці відділу акустико-емісійної діагностики елементів конструкцій ФМІ ім. Г.В. Карпенка НАН України, де виконана дисертація. Дослідження за темою дисертації проводились у рамках держбюджетної наукової теми за відомчим замовленням НАН України у 2011–2013 рр. – “Дослідження особливостей впливу наводнення та концентрації водню на параметри магнетопружної акустичної емісії”, номер держреєстрації 0111U002378, а також госпдоговірної тематики інституту: “Акустико-емісійне діагностування обладнання нафтопомпувальних станцій”, г/д №693; “Акустико-емісійна локація місць зародження та розвитку тріщин у зварних з'єднаннях обладнання нафтопомпувальних станцій” г/д №880; “Розроблення, виготовлення та налаштування портативної восьмиканальної вимірювальної системи SKOP-8M для АЕ-діагностування промислових об'єктів”, г/д №1086, де дисертант був виконавцем.

Мета і задачі дослідження - прогнозування залишкового ресурсу внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів тривало експлуатованих НПС на підставі застосування акустичних методів неруйнівного контролю та підходів лінійної механіки руйнування для діагностування їх стану.

Для досягнення поставленої в роботі мети необхідно розв'язати такі науково-технічні задачі:

- зробити аналіз і синтез фізичних процесів, що призводять до зародження і розвитку дефектів різної природи у матеріалах внутрішньостанційних техно-

логічних нафтопроводів НПС і побудувати модель їхнього взаємозв'язку, а відтак і модель розрахунку залишкового ресурсу за наявності в них тріщин;

- дослідити вплив експлуатаційного динамічного навантаження на руйнування нафтопроводів на основі побудови діаграми малоциклової втоми для трубних сталей таких нафтопроводів з урахуванням різного ступеню їхнього деградування.

- експериментально дослідити реальний опір руйнуванню деградованого за час тривалої експлуатації матеріалу фрагмента нафтопроводу під дією внутрішнього циклічного гідравлічного тиску;

- оцінити характер зміни технічного стану внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів комплексним акустичним діагностуванням і на цій основі зробити прогноз їх залишкової довговічності за наявності тріщин і під дією багатоциклового навантаження та водню;

Об'єктом досліджень є процес зміни технічного стану внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів за час довготривалої експлуатації та їхнє руйнування.

Предметом досліджень є методи та засоби контролю технічного стану внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів нафтопомпувальних станцій та розроблення методик розрахунку залишкового ресурсу за наявності в матеріалах тріщин і дії циклічного навантаження та наводнювання.

Методи досліджень. У дослідженнях використано методи і критерії механіки руйнування за малоциклової втоми та циклічної тріщиностійкості, методи фізико-хімічної механіки руйнування з урахуванням сумісної дії експлуатаційних навантажень і водневовмісного середовища, метод триангуляції для визначення координат джерел акустичної емісії (АЕ), числовий метод Рунге-Кутта для розв'язування диференціальних рівнянь поширення контуру півеліптичної втомної тріщини, узагальнений закон Фіка для визначення концентрації водню у вершині тріщини, методи магнетної та ультразвукової дефектоскопії, фізичний експеримент та методи статистичного опрацювання результатів випробувань.

Положення, що захищаються. Встановлення закономірностей зміни амплітудно-частотних характеристик сигналів АЕ для виявлення місць утворення та типів руйнування шляхом поширення тріщин у внутрішньостанційних технологічних нафтопроводах НПС з метою розрахунку їх залишкового ресурсу за швидкістю росту макротріщини із урахуванням концентрації водню у її вершині.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у такому:

- вперше побудовано описову фізичну модель взаємозв'язку факторів впливу, що спричиняють зародження і розвиток руйнування елементів внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів НПС і на цій основі також модель алгоритму розрахунку їх залишкового ресурсу за наявності тріщин;

- розвинуто методи акустичного неруйнівного контролю стану таких нафтопроводів і на підставі цього запропоновано нову комплексну методику, яка дає змогу виявляти як динаміку та координати руйнування, так і визначати його типи;

- вперше показано, що розрахунок залишкового ресурсу за параметрами малоциклової втоми зразків-вирізків не є коректним, оскільки при цьому можуть не попадати у місця вирізання макротріщини і не ураховується вплив середовища, що підтверджено результатами натурних випроб'ювань фрагментів нафтопроводу;

- для ідентифікування типів руйнування за сигналами АЕ розвинуто застосування методу їх вейвлет-перетворення, що дозволило розрізняти ріст тріщини від інших джерел генерування пружних хвиль, а відтак і підвищило достовірність результатів діагностування;

- вперше у новоствореній методиці аналітичного розрахунку залишкового ресурсу внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів та обладнання НПС за результатами діагностування їх стану не тільки враховано кінетику росту втомної тріщини, а й вплив концентрації водню у її вершині і показано, що такий підхід дає зменшення залишкового ресурсу на 25– 30%, що йде у

запас міцності і наближається до даних експериментальних випробувань фрагментів напрацьованого нафтопроводу.

Практична цінність отриманих результатів. Створено комплексну методику акустичного діагностування внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів, яка дає змогу визначати місця локального руйнування і після цього визначати розміри та глибину залягання дефектів типу тріщин. Її застосування показало високу ефективність за співвідношенням вартість затрат – якість і достовірність отриманих результатів за рахунок того, що майже виключено необхідність підготовки чистоти поверхні до обстеження.

Практична реалізація положень методики дала змогу виявити місця непроварів й інших дефектів зварного з'єднання трійника труби технологічної обв'язки НПС, тріщин в околі кільцевого зварного з'єднання труб, неякісні ремонтні роботи засувки фільтрів тощо на реально діючому обладнанні НПС в польових умовах обстежень.

Проведено розрахунок за запропонованою новою методикою оцінки залишкового ресурсу елементів внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів НПС, урахуваючи дані їх акустичних обстежень. Отримані результати дали змогу підвищити ресурс обладнання.

Встановлено критичне початкове значення радіуса півеліптичної тріщини, за якого за певних умов експлуатації елемент трубопроводу з дефектом можна безпечно експлуатувати під дією втомного циклічного навантаження.

Одержані у дисертаційній роботі результати та рекомендації щодо технічної діагностики внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів тривало експлуатованих НПС магістральних нафтопроводів успішно впроваджено в інженерно-технічних структурах Філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ПАТ “Укртранснафта” НАК “Нафтогаз України”.

Достовірність отриманих результатів і висновків забезпечується використанням фундаментальних положень фізики і механіки руйнування конструкційних матеріалів, застосуванням сучасних числових методів розрахунку, коректною постановкою експериментальних досліджень, зіставленням деяких

часткових і узагальнених результатів із відомими, застосуванням в експериментальних дослідженнях сучасних метрологічно атестованих засобів вимірювання і опрацювання результатів експериментів.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові положення та результати, які становлять суть дисертаційної роботи, одержані автором самостійно. У публікаціях, написаних у співавторстві, здобувачеві належить: огляд літературних джерел [2], аналіз найсуттєвішого впливу різних фізичних чинників на зародження і ріст макротріщин [10, 13]; участь у розробленні та виготовленні обладнання для випробувань зразків–вирізків і проведенні експериментальних випроб зразків та фрагментів напрацьованого трубопроводу [7]; вибір варіантів встановлення первинних перетворювачів на об'єкті контролю з урахуванням згасання пружних хвиль АЕ в матеріалі труб; налаштування портативної АЕ-системи SKOP-8М за розробленою методикою [5, 9]; проведення АЕ-локації джерел небезпечних сигналів, що свідчать про динаміку руйнування [4]; отримання даних для розрахунку залишкового ресурсу елементів НПС з наявними макротріщинами [8]; опрацьовані результати розрахунку [3, 6, 11, 12] та підготовці рукописів до друку [1, 4, 9, 10]; розроблені рекомендації щодо подальшої експлуатації обладнання.

Автор брав безпосередню участь у плануванні, організації і проведенні всіх експериментальних досліджень і натурних випробувань та аналізі їх результатів, розробці практичних рекомендацій щодо підвищення ефективності проведення діагностики технологічних трубопроводів та обладнання НПС з тривалим терміном експлуатації.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень доповідались на міжнародних науково-технічних конференціях: “Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах” (ВКДТС – 2013), (29–30 жовтня 2013, м. Вінниця); “Втома та термовтома матеріалів і елементів конструкцій” (28-31 травня, м. Київ, 2013); 19th Europ. Confer. on Fracture “Fracture Mechanics for Durability, Reliability and Safety” (Kazan, Russia, 26–31 August, 2012); 6 Міжнар. конф. “Математичне моделювання та інформаційні технології у зварюванні та

споріднених технологіях” (29 травня – 1 червня 2012, Кацивелі); IV Міжнар. конф. “Актуальні проблеми прикладної механіки та міцності конструкцій”, 8–12 червня 2012, м. Запоріжжя); “Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу” (15 – 18 травня 2012 м. Івано-Франківськ); “Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтопромислового обладнання” (29 листопада – 2 грудня 2011 р., м. Івано-Франківськ); “Нафтогазова енергетика–2011” (10–14 жовтня 2011 р., м. Івано-Франківськ).

У повному обсязі робота доповідалась і обговорювалась на наукових семінарах відділу акустико-емісійного діагностування елементів конструкцій Фізико-механічного інституту ім. Г.В. Карпена НАН України (м. Львів) та кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (м. Івано-Франківськ).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 13 друкованих наукових праць, з них 6 – у фахових наукових виданнях, 3 з яких входить до наукометричної бази даних Scopus, отримано 1 патент України на винахід, решта праць – у збірниках міжнародних конференцій.

Структура дисертації. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновку, списку використаних джерел (162 посилання) і додатку. Її загальний обсяг становить 146 сторінок, куди входять 67 рисунків і 13 таблиць.

РОЗДІЛ 1

ОБЛАДНАННЯ НАФТОПОМПУВАЛЬНИХ СТАНЦІЙ ТА МЕТОДИ ЙОГО ДІАГНОСТУВАННЯ. ОГЛЯД

Для транспортування великих об'ємів нафти необхідно забезпечувати надійність магістральних трубопроводів, попереджати їх відмови та аварії. Природне старіння магістральних трубопроводів і у зв'язку з цим значне підвищення вимог до їх екологічної безпеки – характерні особливості умов роботи трубопровідного транспорту України. Відмови на магістральних нафтопроводах завдають не тільки великого економічного збитку через втрати продукту і порушення безперервного виробництва суміжних галузей, але й можуть супроводжуватися забрудненням навколишнього середовища, виникненням пожеж і навіть людськими жертвами.

За час довготривалої експлуатації магістральних трубопроводів України внаслідок старіння пройшли зміни структури металу, його механічних властивостей, з'явилися корозійно пошкодженні та суттєво напружені ділянки трубопроводів. Проте негайна заміна такого обладнання в більшості випадків є технічно та економічно недоцільною, оскільки метал ще не вичерпав свій залишковий ресурс.

Для продовження терміну безпечної експлуатації трубопроводів та їх елементів необхідно проводити технічне діагностування (ТД) та моніторинг найнебезпечніших ділянок. Із цією метою використовують методи неруйнівного контролю (НК), які побудовані на різних фізичних явищах [1], а також сучасні технічні засоби для їх реалізації [2–4], що зумовлює виявлення дефектів трубопроводів із високою достовірністю і, таким чином, забезпечує їхню надійну експлуатацію.

Результати оглядових досліджень, які викладено у цьому розділі дисертаційної роботи, частково опубліковані у працях [5, 6].

1.1 Обладнання нафтопомпувальних станцій та умови його експлуатації

Трубопровідний транспорт – найекономічніший та технологічно найдосконаліший серед усіх інших видів транспорту. Він має такі суттєві переваги: низьку собівартість транспортування, невеликі питомі капітальні затрати на одиницю транспортної роботи і швидку окупність затрат, безперервний хід технологічного процесу транспортування, який практично не залежить від кліматичних умов, незначні втрати продукту під час транспортування. Саме це зумовило широке застосування його як в Україні, так і в більшості промислово розвинених країнах світу.

1.1.1. Загальні відомості. Система магістральних нафтопроводів (МН)

України включає 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно загальною довжиною 3506,6 км, а в одну нитку - 4767,1 км, нафтопомпувальні станції (НПС) і морський нафтовий термінал (МНТ) «Південний», резервуарні парки, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні та протиерозійні споруди. Потужність системи на вході - 114 млн. т/рік, на виході 56,3 млн. т/рік. Роботу 51 НПС забезпечують 176 помпувальних агрегатів одиничною продуктивністю до 12500 м³/год з електроприводом потужністю понад 357,5 тис. кВт. Загальна номінальна ємність резервуарних парків системи МН складає 1083 тис.м³. В експлуатації знаходяться 79 резервуарів вертикальних сталевих (РВС) різних конструкцій.

МНТ «Південний» призначений для приймання, відвантаження та транспортування нафти МН України. Потужність терміналу – 14,5 млн. т/рік, з можливістю розширення до 45 млн. т/рік. Дедвейт танкерів - до 150 тис. т з максимальною осадкою 13,8 м. Ємність резервуарного парку 200 тис.м³. Всі магістральні нафтопроводи підтримуються в технічно справному стані, який забезпечує безумовне виконання контрактів з транспортування нафти, оператором системи є ПАТ «Укртранснафта».

Нафтопомпувальні станції (НПС) є комплексом споруд, установок та устаткування, призначених для забезпечення трубопровідного транспортування

нафти. Вони поділяються на головні та проміжні. До складу НПС входять: магістральні та підпірні помпувальні агрегати; резервуарні парки; системи водопостачання, тепlopостачання, каналізації, пожежогасіння, електропостачання, автоматики, телемеханіки, зв'язку; технологічні трубопроводи; печі підігріву нафти; вузли обліку та контролювання показників якості нафти; виробничо-побутові будівлі, споруди та інші об'єкти [7].

До складу системи технологічних нафтопроводів входять внутрішньомайданчикові нафтопроводи, запірні, регулююча та запобіжна арматура, фільтри-брудовловлювачі, система згладжування хвиль тиску та інші пристрої. Границі технологічних трубопроводів визначаються вхідними і вихідними засувками НПС [7].

Оперативний та плановий діагностичний контроль арматури необхідно, за можливості, суміщати з аналогічними роботами на НПС. Технічний стан арматури на технологічних трубопроводах НПС, тимчасово виведеної з експлуатації, необхідно перевіряти не менше, ніж два рази на рік (навесні та восени) [8].

Як показує аналіз статистики відмов обладнання НПС, вони розподіляються приблизно так [8]: обладнання контрольно-вимірювальних приладів і автоматики – 46%; помпувальних агрегатів – 11%; систем енергозабезпечення – 12%; масляних та інших допоміжних систем – 18%; із вини персоналу та інших причин – 13%.

Для виготовлення елементів нафтопроводів і НПС, зокрема, застосовують в основному сталі марок 14Г2АФ, 09Г2С, 17Г1С та Сталь 20.

Хімічний склад та механічні властивості перерахованих вище сталей наведені в таблицях 1.1 та 1.2, відповідно. Методики розрахунку міцності та тріщинистійкості, а також залишкової міцності матеріалів трубопроводів приведено у нормативному документі [9].

Таблиця 1.1 – Хімічний склад сталей

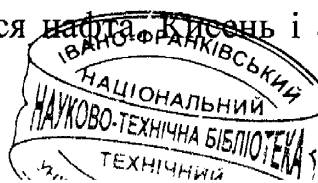
Марка сталі	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	P	S	N	As	V
				не більше							
17Г1С	0,15-0,20	0,40-0,60	0,50-0,80	0,30	0,30	0,30	0,035	0,040	0,008	0,08	-
14Г2АФ	0,10-0,16	0,30-0,60	1,20-1,60	0,40	0,30	0,30	0,035	0,040	0,015 - 0,025	0,08	0,07-0,12
09Г2С	≤0,12	0,50-0,80	1,30-1,70	0,30	0,30	0,30	0,035	0,040	0,012	0,08	-
Сталь 20	0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	0,25	0,30	0,30	0,035	0,040	0,008	0,08	-

Таблиця 1.2 – Механічні властивості сталей

Марка сталі	ГОСТ	Стан постачання	Переріз, мм	$\sigma_{0,2}$	σ_B	$\delta_5, (\delta_4)$
				МПа		%
				не менше		
17Г1С	5520-79	Сортовий і листовий	До 20мм	280	430	23
14Г2АФ	19282-73	“_”	“_”	470	620	20
09Г2С	5520-79	“_”	“_”	325	470	21
Сталь 20	550-75	“_”	“_”	250	410	22

1.1.2. Особливості експлуатації нафтопроводів. Робочим середовищем магістральних нафтопроводів є сира нафта. Нафта – пальна масляниста рідина зі специфічним запахом, розповсюджена в осадовій оболонці Землі.

Нафта складається, головним чином, з вуглецю – 79,5 – 87,5 % і водню – 11,0 – 14,5 % від маси нафти [10]. Крім них у складі нафти присутні ще три елементи – сірка, кисень і азот. Їхня загальна кількість переважно становить 0,5 – 8 %. У незначних концентраціях у нафті зустрічаються елементи: ванадій, нікель, залізо, алюміній, мідь, магній, барій, стронцій, марганець, хром, кобальт, молібден, бор, миш'як, калій та інші. Їхній загальний вміст не перевищує 0,02 – 0,03 % від маси нафти. Зазначені елементи утворюють органічні і неорганічні сполуки, з яких складається нафта. Кисень і азот знаходяться в нафті



тільки у зв'язаному стані. Сірка може зустрічатися у вільному стані чи входити до складу сірководню.

Численними дослідженнями доведено, що процеси руйнування конструкцій під впливом сумісної дії механічних навантажень і корозійних робочих середовищ обумовлені низкою фізико-хімічних локалізованих процесів утворення та розвитку в матеріалі тріщиноподібних дефектів. При цьому поряд із місцями підвищеної концентрації напружень (отвори, вирізки, щілини та інші технологічні та конструкційні концентратори напружень), ці процеси часто виникають і на гладких деформованих поверхнях, що зумовлено гетерогенністю їх фізико-хімічного стану. Це підтверджено, зокрема, останніми статистичними даними, а саме: майже 80% усіх відмов нафтопроводів зумовлено первинними корозійно-механічними пошкодженнями та утворенням і подальшим розвитком поверхневих тріщиноподібних дефектів у місцях корозійних каверн і зварних з'єднань.

Отже, трубопровідна система нафтопроводів постійно перебуває під впливом агресивного середовища – нафти, яка у своєму складі має високий вміст сірки, парафінів та смолистих речовин. Небезпечним газовим складником є також азот. Водяні розчини, які є складником нафти, відносять до хлоридно-кальцієвого та хлоридно-натрієвого типу. Можлива також наявність лугів та утворення їхнього твердого осаду. Небезпечним газовим складником є азот та супутні гази – жирні, які містять у своєму складі бензинові фракції. У вуглеводневій частині газу переважаючими є етан, метан і пропан. Часто трапляються рідкісні компоненти: гелій та аргон.

Виходячи зі складу сирової нафти, можна стверджувати про наявність у середині трубопроводу таких активних середовищ: поверхнево активного (поверхнево активні речовини у вуглеводнях чи у воді, які вступають в адсорбційну взаємодію з металом); хімічно та електрохімічно активне (розплави солей, водяні розчини електролітів тощо, які викликають електрохімічну чи хімічну корозію).

Поглинання речовини, що знаходиться в газоподібному або розчиненому станах, поверхнею твердого тіла називається адсорбцією. У результаті адсорбції поверхнею тіла труби деяких речовин міцність і пластичність його під час навантаження може істотно змінитися [9, 11]. Внаслідок змін механічних властивостей під дією поверхнево активних речовин відбувається зменшення роботи зародження та поширення поверхневих тріщин.

Дослідження витривалості елементів магістральних нафтопроводів під час статичного й, особливо, за знакозмінного навантаження та за одночасної дії корозивного середовища мають дуже велике практичне значення. Сталі, що перебувають під тривалою дією напружень розтягу та корозійного середовища, руйнуються через утворення та поширення у них корозивних тріщин. Останні, як правило, зароджуються і поширюються перпендикулярно до напружень розтягу [12]. Часто корозивне розтріскування виникає внаслідок електрохімічного розчинення анодних ділянок поверхні металу. При цьому на його поверхні утворюються корозійні виразки або вузькі щілини. Під час дії напружень розтягу розчинення анодних ділянок пришвидшується, за рахунок чого утворюються корозійні тріщини.

Механізм корозійної втоми значною мірою аналогічний до розтріскування. Під час дії знакозмінних навантажень та корозійного середовища на анодних ділянках із часом виникають заглиблення, так звані пітінги. В околі таких ділянок у результаті концентрації напружень зароджуються корозійновтомні тріщини. Їхнє поширення може полегшуватись за рахунок розклинювальної дії продуктів корозії, якщо вони займають більший за метал об'єм і не розчиняються в електроліті [12].

Зварні з'єднання через відмінності за хімічним складом та структурою окремих зон, наявності залишкових напружень та пластичних деформацій є складною неоднорідною та термодинамічно нестійкою системою. У зв'язку з цим зварні з'єднання характеризуються підвищеною макро- та мікроелектрохімічною неоднорідною порівняно з основним металом. Їх можна розглядати як

багатоелектродний елемент із такими ж макроелектродами, як зварний шов, зона сплавлення, різні ділянки зони термічного впливу та основний метал.

Найнебезпечнішими для нафтопровідного транспорту є корозія за наявності напружень, до якої належать корозійне розтріскування й корозивна втома. Напруження збільшують швидкість загальної корозії в кислих та лужних середовищах.

Корозивне розтріскування в нафтопроводах викликає спільна дія динамічних навантажень розтягу (гідравлічні поштовхи) та корозійноактивного середовища. Умови для руйнування створюють динамічні навантаження, які разом із структурними напруженнями ініціюють виникнення тріщин. Локалізація корозії, зазвичай внаслідок мікронеоднорідністю металу, є однією з причин виникнення мікровиразок чи пітингів, які розвиваються в мікро- та макротріщини.

Залежно від стану металу та корозивних умов, схильність до розтріскування й величину зони розтріскування визначають природа неоднорідності: хімічної, структурної, пластичної деформації, або їхнє поєднання. Корозивне середовище знижує циклічну міцність як основного металу, так і зварних з'єднань. Руйнування за корозивного розтріскування та корозивної втоми мають багато спільного, зокрема – утворення тріщин за відсутності на поверхні металу значних корозивних уражень [13].

1.2 Характерні дефекти внутрішньостанційних нафтопроводів

У результаті фазових перетворень під час нагріву або охолодження металу, а також внаслідок пластичної деформації, відпуску, рекристалізації тощо проходить формування мікро- і макроструктури металу [14]. Структура будь-якого металу чи сплаву не є ідеально суцільною. Метал або сплав є фізико-хімічною системою, яка складається з кристалів основного металу, всередині та по границях яких розподілено домішки легуючих елементів, а також різноманітні дефекти (відхилення від нормальної будови структури), що

відрізняються розмірами, формою та розміщенням у металі. Так, наприклад, у тонкій структурі можна спостерігати дислокації та вакансії, у мікроструктурі – мікротріщини, мікропори, а в макроструктурі – раковини, розшарування, розрихлення. Найнебезпечнішими є мікро- і макроскопічні порушення суцільності чи однорідності металу.

Кожна окрема невідповідність продукції вимогам, встановленим нормативною документацією, називається дефектом. Для того, щоб правильно оцінити ступінь впливу дефектів на працездатність виробу, необхідно врахувати вид навантаження, можливість і характер перевантажень, рівень діючих напружень, вплив робочого середовища і температури, розмір, місцезнаходження та орієнтацію дефекту, створений ним ступінь концентрації напружень тощо.

Основними елементами внутрішньостанційних нафтопроводів є труби, згини та відповідна технологічна арматура, які, у свою чергу, з'єднуються між собою за допомогою зварних з'єднань. Якість зварних з'єднань у значній мірі визначає експлуатаційну надійність та економічність конструкцій. Присутність у зварних з'єднаннях дефектів може призвести до порушення герметичності, міцності та інших експлуатаційних властивостей виробу.

Дефекти відрізняються за місцем розташування (зовнішні і внутрішні) і причинами їх виникнення. У залежності від причин виникнення їх можна розділити на конструкційні та експлуатаційні. До першої групи відносять дефекти, пов'язані з металургійними, термічними і гідродинамічними явищами, які проходять у процесі виникнення, формування і кристалізації зварювальної ванни чи основного металу та їх охолодження. Це кристалізаційні і холодні тріщини в металі шва і пришовній зоні, пори, непровари, підрізи, напливи, пропали, кратери, несиметричність розміщення кутових швів, зменшення розмірів швів, шлакові канали, флокени, зона несплавлення, відхилення від необхідних міцнісних і пластичних властивостей основного металу і зварного з'єднання, а також небажані зміни властивостей металу пришовної зони.

До експлуатаційних відносять дефекти, які виникли після роботи виробу в результаті втоми металу, корозії, зносу, чи неправильного технічного обслуго-

ування і експлуатації. Виникнення подібних дефектів обумовлено експлуатацією, несправністю обладнання.

Кристалізаційними тріщинами називають макроскопічні і мікроскопічні несучільності, які мають характер надрізу і зароджуються під час первинної кристалізації металу [15]. Ці тріщини можуть розвиватись і під час охолодження металу в твердому стані. Характерною особливістю кристалізаційних тріщин є міжкристалітний вид руйнування. Вони тісно пов'язані з первинною структурою металу і розміщені вздовж напрямку росту стовпчастих кристалітів.

У пришовній зоні зварних з'єднань конструкційних сталей і сплавів інколи спостерігають *гарячі тріщини*, які проходять уздовж границь зерен основного металу. Ці тріщини можуть поширюватись у метал шва або інші ділянки пришовної зони.

Гарячі тріщини виникають під час виготовлення виробу та в пришовній зоні в процесі зварювання за температур нижчих від точки плавлення основного металу. У такому випадку на границях зерен збираються поверхнево активні елементи, у тому числі і шкідливі домішки.

На відміну від кристалізаційних тріщин *холодні тріщини* утворюються в основному металі та зварних з'єднаннях за охолодження їх до відносно невисоких температур, як правило нижче 200 °С. Холодні тріщини є типовими дефектами зварних з'єднань зі середньолегованих і високолегованих сталей перлітного і мартенситного класу. Значно рідше вони виникають у з'єднаннях із низьколегованих феритно-перлітних сталей і високолегованих сталей аустенітного класу. Холодні тріщини найчастіше виникають у пришовній зоні і рідше – у металі шва.

Неметалеві (шлакові і флюсові) *включення* з'являються через порушення технології процесу плавлення чи зварювання. Вони можуть утворитися внаслідок засмічення шлаками, продуктами розкислення, мають неправильну форму та розміщуються в будь-якому місці деталі.

Порами називають заповнені газом порожнини в металі та швах, які мають круглу, витягнуту або складнішу форму. Вони виникають за первинної

кристалізації металу (зварювальної ванни) у результаті виділення газів. Пори розміщуються вздовж осі шва або його перерізу, а також поблизу границі сплавлення. Під час дугового зварювання пори виходять або не виходять на поверхню шва, розміщуються ланцюжком вздовж осі шва або окремими групами. Пори – недопустимий дефект для обладнання, яке працює під тиском чи у вакуумі або призначене для зберігання і транспортування рідких та газотворюючих продуктів. Для інших конструкцій пори не є настільки серйозним дефектом, як тріщини. Однак наявність пор за всіх умов є небажаною. Питання про допустимість пор вирішується залежно від умов експлуатації конструкції.

1.3 Контроль дефектності обладнання нафтопровідного транспорту

Магістральні нафтопроводи, як основний засіб транспортування нафти та різних нафтопродуктів на великі відстані, відносяться до особливо відповідальних інженерних споруд. Проблема забезпечення їхньої високої експлуатаційної надійності має важливе значення для народного господарства як України, так і багатьох інших держав світу, оскільки значна частина нафтопроводів експлуатується протягом тривалого часу і вже здебільшого вичерпала свій нормативний ресурс. Із такою проблемою зіткнулися багато країн і Україна – у тому числі.

Машини, агрегати, механізми тощо, особливо великогабаритні об'єкти підвищеної небезпеки, до яких належить нафтопровідний транспорт, проходять планові попереджувальні ремонти, випробування, огляди, що відображено в їхніх технічних паспортах. Проте останнім часом були випадки аварійного руйнування цих великогабаритних об'єктів підвищеної небезпеки внаслідок раптового спонтанного руйнування розрахункових металоконструкцій за відсутності дефектів, які можна було б виявити відомими методиками із застосуванням методів НК. Значною мірою це пов'язано з продовженням розрахункового терміну експлуатації через економічні причини – понаднормативним терміном експлуатації.

Існуючі методи прогнозування ресурсу трубопроводів базуються на врахуванні фізико-механічних властивостей сталей у їх вихідному стані. Разом із тим, внаслідок складної та тривалої взаємодії напруженого металу з агресивними компонентами робочого середовища відбувається деградація технічних характеристик металу, які визначають його реальну працездатність. Це нерідко призводить до зниження ресурсу трубопроводів та технологічного обладнання через передчасне, як правило, неконтрольоване руйнування трубопроводів [16]. Тому важливою стає проблема створення відповідних методик для проведення моніторингу стану труби, особливо на проблемних ділянках (переходи через природні і технічні перешкоди, морське дно та дно річок, ділянки ґрунту з підвищеною кислотністю тощо), а також методик визначення залишкового ресурсу обладнання з урахуванням експлуатаційних параметрів.

Ілюстрацією цього можуть бути катастрофи техногенного характеру, які сталися в останні роки у промислово розвинутих країнах світу. Так, у штаті Альберта (Канада) у 2000 р. внаслідок корозійного пошкодження зварного з'єднання та пришовної зони відбулося крихке руйнування газогону зі швидкістю поширення тріщини 100...300 м/с (360...1100 км/год.). Це спричинило розрив труби на ділянці 100 м з утворенням земляного кратера діаметром 90 м і глибиною 8 м. Збитки від аварії становили кілька мільйонів доларів. Аналогічна аварія сталася у 2003 р. біля міста Толедо, штат Вашингтон, США. Наслідок – багатомільйонні збитки (екологічні та матеріальні), як і в Новому Карлсбаді, штат Нью Мехіко, США (2000 р.).

Відомо і про потужні аварії нафтопроводів. У 2002 році сталася велика техногенна катастрофа внаслідок руйнування труби біля м. Когасет, штат Міннесота, США, внаслідок чого вигоріло десятки гектарів лісу, а над містом на висоті 1,5 км тривалий час стояла димова хмара діаметром 8 км.

Як бачимо, перелік техногенних катастроф, спричинених аварійним руйнуванням об'єктів підвищеної небезпеки, які мають тривалий термін експлуатації, можна продовжувати, бо їх відбувається по декілька на рік. Наведені приклади

яскраво підкреслюють актуальність проблеми запобігання катастрофічному руйнуванню таких відповідальних об'єктів тривалої експлуатації.

Аналіз вітчизняних та зарубіжних досягнень в області технічного діагностування стану відповідальних об'єктів тривалої експлуатації свідчить, що в світовій практиці відсутні ефективні методики неруйнівного контролю, які б дозволяли визначати ступінь деградації сталей магістральних трубопроводів в умовах наднормативної їх експлуатації з необхідним метрологічним забезпеченням вимірювань. На сьогодні для технічного діагностування магістральних нафтопроводів застосовують різноманітні методи і засоби НК, які дають змогу оцінити технічний стан системи та зробити висновок про можливість її подальшої безпечної експлуатації.

Усі дефекти зумовлюють зміни фізичних характеристик металів та сплавів. Дослідження змін характеристик металів і виявлення дефектів, які є причиною цього, складають фізичну основу методів НК. Ці методи ґрунтуються на використанні проникаючого випромінювання рентгенівських і гама-променів, акустичних сигналів, магнітних та електромагнітних полів, оптичних спектрів тощо.

До переваг НК відносять: порівняно велику швидкість контролю, його суттєву надійність (достовірність), можливість механізації та автоматизації процесів контролю, можливість застосування в умовах експлуатації, порівняно низьку вартість тощо.

Під час виконання технічного діагностування як первинний контроль використовують внутрішньотрубну діагностику, що дає змогу знайти дефект і вказати орієнтовне місце його розташування. Після цього дефектне місце досліджують іншими методами НК, визначають його критерії відносно бракувального рівня і приймають рішення щодо допустимості дефекту чи встановлення його в ремонтну чергу для забезпечення безпечної експлуатації нафтопроводу. Розглянемо коротко ті методи НК, які найбільше застосовують для діагностування стану обладнання нафтопроводів.

Візуальний контроль здійснюють до проведення огляду та обстеження обладнання іншими методами НК і виконують неозброєним оком або за допо-

могою лупи 4-7 кратного збільшення. Особливу увагу звертають на виявлення тріщин в основному металі обладнання та у зварних швах, стан кріплень та з'єднань. За виявлення похідних ознак наявності дефектів досліджуваний об'єкт потрібно детальніше проконтролювати іншими методами НК. Їх вибір проводять з урахуванням результатів аналізу експлуатаційно-технічної документації на обладнання, аналізу експлуатаційних показників і причин відмов та результатів візуального контролю.

Основними методами НК технічного стану обладнання є магнетний, акустико-емісійний, ультразвуковий, капілярний, магнетопорошковий та віброакустичний [1]. Для контролю конструкційних параметрів і властивостей матеріалу вимірюють, як правило, товщину та твердість матеріалу стінки обладнання чи трубопроводів обв'язки. В окремих випадках, з урахуванням конструкції виробу і умов проведення контролю, можуть також застосовувати вихрострумовий та радіаційний методи НК.

Неруйнівний контроль методом *коерцитивної сили* проводять згідно ГОСТ-30415, вимірюючи її значення для деталей та конструкцій. Коерцитивна сила (магнетна характеристики металу) характеризує міцнісні і пластичні властивості, ступінь втоми металу, а також напружено-деформований стан металоконструкції. Для цього, як правило, використовують магнетні структуроскопи-коерцитиметри МС-04Н-1 або їх аналоги.

Капілярний метод контролю ґрунтується на капілярному проникненні індикаторних рідин у порожнини поверхневих тріщин і наскрізних несучільностей металу об'єктів контролю (ОК) і реєстрації індикаторних слідів, які виявляють візуальним способом.

Необхідною умовою виявлення дефектів типу порушення суцільності матеріалу капілярним методом є наявність порожнин, вільних від забруднень та інших речовин, що мають вихід на поверхню об'єктів і глибину поширення, яка значно перевищує ширину їх розкриття.

Магнетопорошковий метод неруйнівного контролю застосовують для контролю виробів із феромагнетних матеріалів, тобто таких, які змінюють свої

магнетні властивості під впливом зовнішнього магнетного поля. За дії зовнішнього магнетного поля на матеріал змінюється його магнетна проникність на ділянках, що мають дефекти у вигляді несуцільностей, які виходять на поверхню.

Для реалізації магнетопорошкового методу застосовують спеціальні магнетні порошки, що дозволяють візуально знаходити дефекти у вигляді поверхневих і підповерхневих тріщин. Найчастіше це подрібнений окис-закис заліза Fe_3O_4 .

Залежно від магнетних властивостей матеріалу, форми і розмірів контрольованої деталі (обладнання) застосовують контроль за *залишковою намагніченістю* або контроль у *прикладеному магнетному полі*. Для цього використовують магнетопорошкові переносні дефектоскопи типу ПМД-70 (рисунок 1.1) з приставними магнетами.

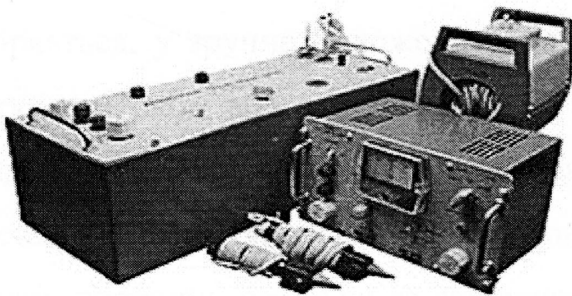


Рисунок 1.1 – Загальний вигляд комплекту магнетного дефектоскопа ПМД-70

Основним недоліком магнетопорошкового методу НК є його низька чутливість до невеликих дефектів, оскільки у цьому випадку відбуваються незначні зміни магнетного потоку.

Контроль способом *прикладеного магнетного поля* відрізняється тим, що такі операції, як намагнення, нанесення магнетного індикатора та огляд виконуються одночасно. Його застосовують у випадках, коли ОК: виконані з магнетом'якого матеріалу, наприклад, зі сталей ст.3, ст. 10, ст. 20 та інших, з коерцитивною силою $H_c \leq 9,5$ А/см; мають складну форму і їх важко намагнетити до достатньо високої залишкової намагненості; мають великий діаметр, а потужність дефектоскопа недостатня для намагнення; контролюють невеликі ділянки великогабаритного обладнання (деталей) за допомогою переносних електромагнетів; контролюють деталі (обладнання) із викори-

станням електромагнетів постійного струму і в інших випадках, обумовлених у спеціальних методиках.

Контроль способом залишкової намагненості проводять у випадках, коли: контрольований матеріал має коерцитивну силу $H_c > 9,5$ А/см; контроль проводять із метою виявлення поверхневих дефектів (тріщин, волосовин тощо); пристрій, що намагнечу (рисунок 1.2), дозволяє створити достатнє намагнення.

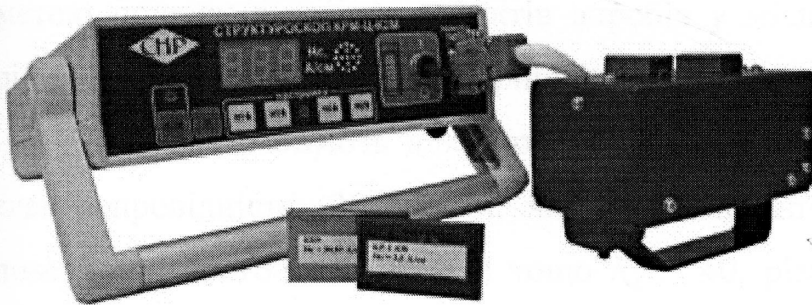


Рисунок 1.2 – Загальний вигляд комплексу магнетного структуро-скопа КРМ-Ц-К2М

Спосіб має низку переваг: можливість установки деталі (обладнання), що перевіряється, у зручне положення для доброго освітлення поверхні і огляду неозброєним оком або з застосуванням лупи, мікроскопа чи інших оптичних приладів; можливість нанесення суспензії шляхом поливу або одночасним зануренням у ванну зі суспензією декількох деталей; простоту розшифрування осаджень порошку, оскільки за залишкової намагненості порошок у меншій мірі осідає за рамками, у місцях грубого оброблення.

Недоліком магнетних методів контролю є те, що результати контролю, зазвичай, потребують додаткового дефектоскопічного обстеження за допомогою інших методів. Тому використання їх для оцінки стану технологічних об'язок НПС стримується через недостатньо високу точність та необхідністю застосування інших методів для уточнення отриманих результатів.

Вихрострумний контроль (ВСК) призначений для виявлення поверхневих і підповерхневих дефектів металевих виробів, в основному валів помп, штоків, гільз та інших подібних деталей, що мають пази, проточки чи різьби. Він ґрунтується на взаємодії зовнішнього електромагнетного поля з електромагнетним полем вихрових струмів, що наводяться збуджуючою котушкою в

електропровідному ОК. Розпізнавання сигналів, характерних для дефектів, здійснюється за рахунок чутливих елементів вихрострумівих перетворювачів, налаштованих на вимірювання магнетного поля, що змінюється за величиною за наявності дефектів у вигляді тріщин і підповерхневих пустот.

ВСК використовують для: виявлення поверхневих і підповерхневих дефектів без видалення з виробів захисних (неелектропровідних) покриттів; точного визначення меж тріщин. Його проводять після візуального контролю з метою пошуку вказаних дефектів виробів у місцях пазів шпонок, проточок, різьб, а також контролю циліндричних і конічних поверхонь.

ВСК застосовують для виробів зі сталі 30Х, 40Х, 45Х, 50Х та інших, з електропровідністю 30 Мсм/м, чистотою механічної обробки циліндричних поверхонь, проточок, галтелей тощо $R_z = 40$, різьбових поверхонь, пазів під шпонки і контрувальні шайби не гірше $R_z = 20$. Для цього застосовують: вихроструміві дефектоскопи типу ВД-87НСт (рисунок 1.3) чи аналогічні в комплекті з вихрострумівими перетворювачами; спеціальні вихроструміві перетворювачі для контролю плоских, конічних і циліндричних поверхонь, галтелей, проточок на конічних і циліндричних поверхнях, різьбових поверхонь.



Рисунок 1.3 – Вихрострумівий дефектоскоп ВД-87-НСт

Радіаційний метод НК використовують для контролю зварних швів обладнання, ремонт якого під час експлуатації виконували з застосуванням зварювальних робіт з урахуванням вимог ГОСТ-20426. Його застосовують також за неможливості дефектоскопії обладнання ультразвуковим методом.

Для дефектоскопії матеріалів обладнання використовують рентгенівські апарати з напругою 100÷400 кВ. Зі збільшенням напруги відбувається зсув

максимуму випромінювання у бік коротких хвиль і збільшується проникаюча здатність випромінювання. Товщина матеріалів для сталей, що діагностуються, від 5 до 120 мм.

Під час діагностування після проходження через обладнання іонізуюче випромінювання послаблюється, поглинається і розсіюється. Ступінь послаблення залежить від товщини і густини матеріалу ОК, а також від інтенсивності й енергії випромінювання. Реєстрація дефектоскопічної інформації здійснюється на радіографічному знімку з подальшим розглядом на світловому фоні.

Із досвіду виконання робіт з експертного обстеження (технічного діагностування) НПС нафтопроводу “Дружба” на ділянці Мозир – Броди – Карпати у 2009 – 2011 роках найбільш ефективним методом НК виявився метод акустичної емісії (АЕ) у поєднанні з іншими, зокрема ультразвуковим та магнетопорошковим. Разом з тим, суттєвим недоліком даного поєднання є необхідність встановлення перетворювачів АЕ (ПАЕ) на віддалі не більше 4 м. один від одного для прямих ділянок та 1-2 м – для ділянок зі змонтованим обладнанням та фасонними виробами.

Особливу увагу необхідно звернути на дослідження стану підземних трубопроводів, оскільки проведення їх візуально-вимірювальними методами неможливе через велику трудомісткість розчистки самих труб та обладнання і наступної ізоляції цих ОК. Дана проблема на сьогодні залишається частково вирішеною і потребує особливої уваги як для трубопровідних систем транспортування нафти, так і для інших галузей народного господарства (газопостачання, водопостачання та водовідведення, інші види діяльності, де експлуатуються підземні комунікації).

Отож, існуючі традиційні методи НК зорієнтовані, в основному, на пошук дефектів, визначення їх геометричних розмірів. Окремі з них дають інформацію про динаміку розвитку дефектів. Найпоширенішими і добре розвинутими серед сучасних методів НК для виявлення експлуатаційних дефектів типу тріщин є акустичні методи. Вони мають високу чутливість, надійність і простоту застосування, відносно дешевизну. Контроль об'єктів даними методами є найпро-

дуктивнішим, має найкраще співвідношення вартість-достовірність отриманих результатів порівняно з іншими методами НК.

Для визначення дефектів на магістральних трубопроводах необхідно застосувати комплексно методи НК. Стосовно діагностування акустичними методами, то доцільно застосовувати їх так, щоб переваги одного доповнювалися перевагами іншого. Наприклад, за допомогою акустичної емісії можна виявити джерела зародження та розвитку руйнування під час навантаження конструкції зміною тиску, встановити приблизні координати дефектів, оцінити стан конструкції на основі аналізу її сигналів. Ультразвуковий метод НК, дає змогу визначити не тільки місце знаходження дефекту, але і його геометричні характеристики, глибину залягання дефекту тощо. Застосування цих двох методів сприяє точнішій оцінці ступеня небезпеки дефекту, а відтак і висновку про можливість подальшої експлуатації обладнання магістральних трубопроводів.

Таким чином, комплексне діагностування акустичними методами НК (поєднання методу АЕ та ультразвукового контролю) для оцінки стану магістральних трубопроводів є, поза сумнівом, актуальним завданням, вирішення якого дозволить підвищити достовірність оцінки стану трубопроводу у поєднанні з мінімізацією експлуатаційних витрат за рахунок покращення параметрів діагностування. Це, в свою чергу, призведе до підвищення економічної ефективності експлуатації трубопровідного транспорту та забезпечить його надійну експлуатацію.

1.4 Акустичні методи діагностування стану обладнання НПС

1.4.1. Основи акустико-емісійного діагностування об'єктів. Акустичною емісією називають явище випромінювання пружних хвиль, які виникають внаслідок динамічної локальної перебудови структури матеріалу ОК [17, 18]. АЕ супроводжує практично всі фізичні процеси, що виникають у матеріалах під дією навантаження: мартенситні перетворення, рух дислокацій, двійникування кристалічної ґратки, руйнування зерен зсувом, тертя на границях зерен, утво-

рення мікротріщин, рух тріщин, корозійне розтріскування, тертя берегів тріщини, процеси пластичного деформування, руйнування матеріалів та ін.

Дислокаційні процеси. У монокристалах алюмінію високої чистоти АЕ генерується за напружень, що менші від порога макроскопічного течіння металу [19]. Пізніше встановлено аналогічний ефект і для інших металів. Зокрема, зафіксовано генерацію АЕ залежно від енергії дефекту кристалічної структури монокристалів мідного сплаву [20]. У термінах перерозподілу і руху дислокацій пояснено ефект Баушингера, який також призводить до генерування АЕ [21]. Існує думка, що рухома гвинтова дислокація генерує АЕ під час переміщення з одного низькоенергетичного стану в інший, виключаючи момент коливання у ґратці [22]. Це підтверджують певні теоретичні розрахунки. Потрібно зазначити, що сигнал АЕ, зумовлений одиничною дислокацією, дуже низького енергетичного рівня, тому виявити його проблематично, однак кооперативний рух багатьох дислокацій зафіксувати сучасними апаратурними засобами можна [23].

Анігіляція дислокацій. Відомі моделі виникнення АЕ під час анігіляції дислокацій на вільній поверхні або під час їх переходу через межу поділу двох ділянок металу, які характеризуються різними модулями пружності [24–26]. Підтверджує ці моделі факт, що АЕ випромінюється під час електрохімічного зняття плівки Al_2O_3 із алюмінієвих зразків [27].

Рівномірний рух груп дислокацій. Досліджено, що в кооперативному русі задіяно від сотень пар до декількох тисяч дислокацій [28, 29]. Для безперервного АЕ-випромінювання ця кількість може бути і значно меншою – від 10 до 100. Існує гіпотеза, що навіть випромінювання дислокацій імпульсної АЕ зумовлено рівномірним рухом багатьох із них [30–32]. Однак ці твердження спростовано і показано, що генерування АЕ зумовлюється тільки під час пришвидшення чи сповільнення руху груп дислокацій [23, 29, 33].

Дія джерела дислокацій. Під час дії будь-якого джерела дислокацій протягом короткого проміжку часу на площині ковзання в одному і тому ж напрямку вивільняється велика кількість однакових дислокацій – дислокаційна лавина.

Джерело Франка-Ріда зумовлює випромінювання АЕ із монокристалів LiF та металів. На кремнистій сталі джерела дислокацій виникають за напружень, які нижчі від макроскопічної межі пружності. Те ж саме підтверджено на монокристалах міді та цинку [23, 34].

Відрив дислокацій від точок закріплення. Існують моделі, де АЕ-спалахи пояснюють раптовим натиском (лавиною) новоутворених вільних дислокацій. Це експериментально підтверджено на різних металах [35–37]. Розвиває згадані концепції гіпотеза, згідно з якою дислокації переміщуються в пакетах зі смуг ковзання, кожна з яких має певну кількість (n) дислокацій [38]. Із виникненням нестійкого пластичного потоку n велике і АЕ-випромінювання суттєве. Інші параметри АЕ пояснюють тим, що густина пакетів дислокацій описується розподілом Вейбула як функції деформації.

Формування смуг ковзання. Відомо залежності між виникненням смуг ковзання та формуванням імпульсної АЕ у монокристалах Mg, Cu, Fe [39]. Встановлено, що поява першого імпульсу АЕ відповідає виникненню першої смуги ковзання, що імітується перервним пластичним потоком, зумовленим повзучою лавиною. Слід зауважити, що така модель, хоч і має право на існування, однак надто розпливчата.

Ковзання границі зерна. Ще у дослідженнях Кайзера висунуто гіпотезу про те, що АЕ зумовлена зміщенням границь зерен [40]. Однак сучасні досягнення АЕ-досліджень спростовують ці твердження, залишивши їх частково для характеристики параметрів АЕ, що генерується під час деформування свинцю та його сплавів. Таким чином, механізмами ковзання границі зерна, які розглядають як визначальні або важливі джерела АЕ-випромінювання, можна знехтувати.

Коалісценція мікропорожнин. Загальновідомо, що розвиток пластичності в металах включає формування порожнин (пор) та їх розвиток і коалісценцію. Механізм кінцевої коалісценції може призвести до спонтанного руйнування перегородок між порожнинами. Тоді також генеруються імпульси АЕ, а особливо значна АЕ виникає під час руйнування перегородок [23].

Фазові зміни. Раптовий перехід однієї метастабільної фази в іншу це, мабуть, перший випадок АЕ, що найкраще виявляється. Знаменитий “крик олова” – найчастіше використовують для ілюстрації генерування АЕ [41]. Такі процеси є основним джерелом у деяких металах за певних умов їх деформування і проявляються у рідкісній ситуації, коли інші джерела АЕ порівняно незначні. Тоді АЕ є виключно точним і корисним фактором для дослідження процесів перетворення.

Деформаційне двійникування. Двійникування олова і цинку відоме в металургії явище, яке під час навантаження олова генерує таку АЕ, що у більшості випадків сприймається людським вухом як хрускіт [42]. Аналогічні ефекти генерування АЕ спостерігають у титані, його сплавах, у цирконії та цинку. Це підтверджує факт, що в цих металах основним джерелом АЕ є двійникування, а решта механізмів, включаючи ковзання дислокацій, вторинні.

Пружне двійникування. Утворення і зникнення одиночного двійника, що індукується прикладенням напружень до кальциту, супроводжується імпульсом АЕ. Початкові стадії розвитку двійника і ковзання дуже подібні, щоб використовувати одну і ту ж модель [42]. Це положення сьогодні ще недостатньо обґрунтоване щодо чіткого розділу вказаних механізмів як джерел АЕ.

Мартенситні перетворення. Під час перетворення аустеніту в мартенсит, бейніт, перліт і ферит виникає АЕ [43].

Деякі метастабільні сталі випромінюють АЕ за порівняно високої і рівномірної швидкості пластичної деформації [44–47]. Це стало основою вивчення за параметрами АЕ процесів утворення мартенситу.

Руйнування частинок вторинної фази. У багатьох випадках в’язкість металів залежить від легкості руйнування або самої частинки, або границі між нею та матрицею, а також від об’ємного вмісту цих частинок, їх розподілу, форми тощо [17]. Тому логічно очікувати, що такі руйнування супроводжуються АЕ, оскільки вони є процесами релаксування локального напруження. Кожний промисловий сплав має властиве лише йому заповнення частинками вторинної фази. Воно може змінюватись від екстремально дрібнозернистих

необхідних виділень (наприклад, зони перекристалізації в дюралюмінії) до відносно великих небажаних включень (силікати в сталях). Природа, розмір, кількість і вплив кожної частинки змінюється у широкому діапазоні, тому генерування АЕ є особливим для кожного окремого типу металу.

Неметалічні включення в сталі. У сталях кількість включень сягає 10^{12} 10^{15} на тонну металу у порівняно чистих сортах. Звичайно їх склад, розміри, форми, властивості тощо різні, але їх можна згрупувати так: алюмінати, силікати, сульфіди. Руйнування таких включень під механічними напруженнями супроводжується АЕ [29, 47]. Це відбувається майже на всіх стадіях деформування [48].

Карбіди у сталях. Руйнуванню карбідів у сталях присвячено низку досліджень [48]. У деяких стверджують, що більшість АЕ, якщо не вся, зумовлена руйнуванням пластинок карбіду у перліті або на межі зерен фериту, проте сфероїдизовані карбіди у перліті дають порівняно мало сигналів АЕ. Існує науково обґрунтоване твердження про те, що зернограничні плівки руйнуються за дуже незначних деформацій, пластинки перліту – за більших залежно від їх розмірів, а сфероїдальні частинки – у діапазоні деформацій від 30 до 40%. Існує тенденція залежності цих процесів від розміру, форми і орієнтації частинок у металі.

Шлакові включення у зварних з'єднаннях. Шлакові включення руйнуються під час охолодження шва, яке супроводжується виникненням механічних напружень. У результаті цього випромінюється АЕ [50].

Поверхневі ефекти. АЕ генерується і під час розтріскування і відшарування шару окислів від поверхні сталевих зразків. В інших випадках сліди ліній ковзання або утворення виразок, що закриваються, також є джерелами АЕ, так само, як і вихід на поверхню дислокацій, пор та тріщин [48]. Відомо також, що поверхневе тертя супроводжується випромінюванням АЕ.

Руйнування матеріалів. Руйнування – складний процес, який охоплює цілу низку можливих механізмів і явищ, що вже описані вище як джерела АЕ. Особливо це стосується зародження та розвитку площинної деформації перед

вершиною тріщини. Тому, вивчаючи АЕ під час руйнування металів, необхідно чітко розмежовувати походження сигналів АЕ, вміти виділити відповідність їх тим чи іншим механізмам, що відбуваються у металах на різних стадіях. Найважливіші із них пов'язані із процесами, що супроводжують пластичне деформування металів (дислокаційні, зародження і розвиток пор, руйнування включень, мікротріщиноутворення) [51–57].

Початок розвитку макротріщини на стадії субкритичного її росту супроводжуються дискретною високоамплітудною АЕ.

Корозійне розтріскування під напруженням. Це явище – одне із найактивніших джерел АЕ. Низка високоміцних сталей в середовищі NaCl під час корозійного розтріскування генерують АЕ, енергія якої пропорційна площі тріщини. АЕ під час міжзеренного руйнування енергетично інтенсивніша, ніж під час міжзеренного розтріскування. Аналогічне спостерігається і у разі корозійного розтріскування крупнозернистих і дрібнозернистих сталей [48, 58].

Тому метод АЕ успішно застосовують і для оцінки нижнього порогового значення коефіцієнт інтенсивності напружень за корозійного розтріскування сталей [59, 60].

Водневе окрихчення. Під час руйнування воднево окрихчених сталей також спостерігається високий амплітудний рівень дискретної АЕ. Під час таких процесів рівень сигналів АЕ енергетично вищий, ніж за корозійного розтріскування. Тому метод АЕ дуже корисний і для виявлення та спостереження сповільненого руйнування у поковках та зварних з'єднаннях [48, 50, 59, 61–63].

Під час НК об'єктів у промислових чи польових умовах джерелами АЕ можуть бути пориви вітру, дощ, сніг, град тощо, які спричиняють поширення пружних хвиль АЕ як завад чи фонового рівня шумів. Цей фактор потрібно враховувати під час інтерпретування результатів НК та діагностики стану виробів і конструкцій.

Під час зародження та розвитку руйнування різних матеріалів у них виникають і поширюються різноманітні пружні хвилі. Їх джерела також мають широкий спектр механізмів утворення. Тому під час використання методик НК,

які побудовані на явищі АЕ, потрібно це брати до уваги і відповідно оптимально підбирати засоби та режими відбору і реєстрації сигналів АЕ.

У загальному вигляді послідовність подій, що приводять до виникнення сигналу АЕ, який фіксують, а також процеси його поширення, перетворення та обробки, можна показати в такій послідовності.

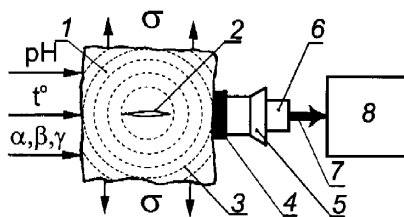
Подія (джерело АЕ) відбувається на поверхні виробу або поблизу неї. Це призводить до виникнення динамічного поля або поля напружень на певній ділянці. Зміна поля поширюється всередині виробу у вигляді механічних збуджень. Первиний перетворювач, у більшості випадків ПАЕ, що встановлений у певному місці виробу, вловлює ці збудження і формує вихідну електричну напругу, яка відповідає виявленому сигналові АЕ.

Пізніше, завданням аналізу сигналів АЕ є визначення вибору відповідного способу їх обробки та виводу, характеру та значимості подій. Досягнення цієї мети є складною задачею, навіть, якщо можна записати та опрацювати кінцевий вихідний підсилений сигнал у вигляді залежності напружень від часу. Це зумовлено тим, що характеристики джерела невідомі, а також невідомий ступінь впливу конструкції виробу та ПАЕ на кінцевий сигнал. Крім того, поширення хвиль у конструкції зазнає впливу властивостей матеріалу, неоднорідності його структури, геометрії розташування поверхонь робочих елементів та умов навантаження.

Основними інформаційними параметрами сигналів АЕ є амплітуда A , сумарний рахунок імпульсів N , що перевищують рівень чутливості (поріг дискримінації), швидкість рахунку \dot{N} (відношення сумарного рахунку N до часу спостереження), активність АЕ. Поряд із ними широко використовуються такі параметри АЕ: спектр сигналу, серединна частота спектру, огинаюча сигналу АЕ, енергія сигналу (інтегральна характеристика амплітуди), діаграма напрямленості АЕ випромінювань, імпульс АЕ, крутизна переднього фронту імпульсу тощо [64].

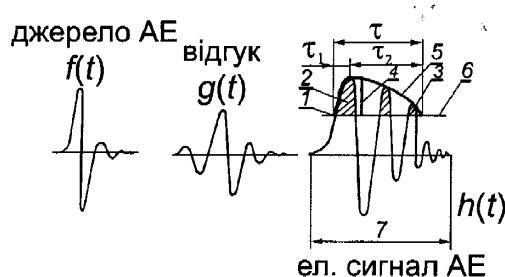
На рисунку 1.4 показано схему зародження і розвитку руйнування і випромінювання при цьому пружних хвиль АЕ. На рисунку 1.5 показано фізич-

ну суть утворення електричного сигналу від моменту зародження тріщини (джерела АЕ).



1 – матеріал зварного з'єднання; 2 – дефект; 3 – пружна хвиля; 4 – контактне середовище; 5 – хвилевід; 6 – первинний перетворювач; 7 – електричний сигнал АЕ; 8 – блоки підсилення, обробки і реєстрації

Рисунок 1.4 – Схема утворення джерела АЕ [17]



1 – початок реєстрації АЕ; 2 – перший імпульс; 3 – останній імпульс;
4 – амплітуда сигналу АЕ; 5 – обвідна; 6 – рівень дискримінації; 7 – тривалість події АЕ; τ_1 – час наростання імпульсу; τ_2 – час спадання імпульсу;
 τ – тривалість імпульсу

Рисунок 1.5 – Схема переходу пружних хвиль у електричний сигнал АЕ [17]

Наведемо найпоширеніші параметри сигналів АЕ, які використовують під час технічного діагностування елементів конструкцій [17].

Амплітуда сигналу АЕ – максимальне значення сигналу АЕ на протязі обраного проміжку часу.

Швидкість рахунку АЕ – відношення сумарного рахунку АЕ до проміжку часу спостереження.

Сумарний рахунок АЕ – кількість зареєстрованих перевищень імпульсами АЕ встановленого рівня дискримінації (обмеження) за проміжок часу спостереження.

Останнім часом широко використовують хвильові відображення сигналів та їх спектральні перетворення.

Таким чином, перевагами методу АЕ є: висока чутливість (переміщення 10^{-13} м); контроль у реальному масштабі часу; відсутність штучного створення будь-яких фізичних полів; дистанційність контролю; довільні форма і розміри об'єкту контролю; визначення координат, розмірів і орієнтації дефектів; мінімальна кількість обмежень на застосування; виявлення динаміки зародження та розвитку дефектів; відбір інформації на об'єкті контролю на відстанях, що на порядки перевищують розміри дефектів; найкраще співвідношення ефективність/ вартість.

До недоліків відносяться: неможливість виявлення дефектів, які не розвиваються; необхідність лабораторного тарування чутливості і визначення робочої смуги частот; проведення діагностичних робіт висококваліфікованим персоналом.

1.4.2. Окремі засади ультразвукового контролю. Ультразвук (УЗ) – це пружні коливання і хвилі високочастотної частини спектра акустичних хвиль. Залежно від частоти пружні хвилі поділяють на інфразвукові з частотою до 20 Гц, звукові – від 20 до 2×10^4 Гц, ультразвукові – 2×10^4 до 10^9 Гц та гіперзвукові – більше 10^9 Гц [65].

Акустичними (пружними) хвилями називають механічні збурення (деформації), які поширюються в пружному середовищі. Збурення від джерела передаються частинкам середовища, які починають коливатися відносно своєї точки рівноваги. Ці коливання передаються сусіднім частинкам, які також починають коливатися, потім коливання передаються все новим і новим частинкам і в середовищі виникає пружна хвиля.

Основна властивість пружних хвиль полягає в тому, що в хвилі здійснюється перенесення енергії без перенесення речовини. Простір, в якому поширюються пружні хвилі, називається звуковим чи акустичним полем. Пружні хвилі характеризуються параметрами: довжиною λ , частотою ϕ і швидкістю поширення c , які зв'язані залежністю $\lambda = c/\phi$.

На вільній поверхні твердого тіла можна збудити поверхневі хвилі (хвилі Релея), частинки в яких рухаються по еліпсах. Амплітуда коливання частинок із віддаленням від вільної поверхні зменшується за експонентою, тому хвиля локалізується в тонкому шарі товщиною $(1 - 1,5)\lambda$.

В ізотропних твердих тілах швидкість поширення пружних хвиль залежить від виду хвилі і розмірів тіла, в якому хвиля поширюється.

Для ультразвукової дефектоскопії велике значення має акустичний опір середовища, який виражається густиною середовища ρ та швидкістю c поширення в ньому пружних хвиль даного типу. Чим більше відрізняються акустичні опори дефектів від основного металу, тим простіше їх визначити, оскільки в цьому випадку велика частина звукової енергії буде відбиватися від дефектів у напрямку випромінювача ультразвуку. Під час виконання ультразвукової діагностики застосовують хвилі частотою від 0,5 – 0,8 до 10,0 МГц.

Перевагами ультразвукового контролю є можливість виявлення розмірів і орієнтації дефектів у виробках чи елементах конструкцій, простота і універсальність застосування, висока чутливість. До його недоліків можна віднести необхідність підготовки поверхонь контакту до високої чистоти, потребу сканування всього об'єму об'єкта контролю, залежність результатів контролю від якості акустичного контакту з поверхнею, вплив кривизни поверхні на акустичний контакт, а також вплив вільних бокових поверхонь на проходження і відбивання пружних хвиль в об'єкті контролю.

Отже, у результаті проведення ультразвукового контролю (УЗК) виявляють дефекти типу пор, раковин, шлакових включень, тріщин і розшарувань. Для цього використовують ультразвукові дефектоскопи різних типів (рисунок 1.6), а також ультразвукові товщиноміри (рисунок 1.7) та інші прилади з комплектами перетворювачів і з'єднувальними високочастотними кабелями.



а



б

Рисунок 1.6 – Ультразвуковий дефектоскоп УД2-12 (а)
та дефектоскоп-товщиномір УД3-71 (б)



а



б

Рисунок 1.7 – Ультразвукові товщиноміри ТУЗ-1 (а)
та УТ-80М (б)

Ультразвукову дефектоскопію ділянок труб проводять з метою виявлення дефектів як на зовнішній і внутрішній поверхнях, так і по перерізу тіла труби без встановлення типу дефекта та його фактичних розмірів. Нею забезпечують виявлення несучільностей металу труб, еквівалентні розміри яких не є меншими від нормативних величин та амплітуда луно-сигналу від яких не менше ніж на 6 дБ перевищує рівень шумів. За ультразвукової дефектоскопії не гарантується виявлення дефектів з лінійними розмірами, які менші від довжини поперечної ультразвукової хвилі (приблизно 0,7 мм $f = 5$ МГц), та які розміщені в межах мертвої зони п'єзоперетворювача.

Висновки до розділу 1:

1. Під час транспортування сирої нафти у трубопроводах наявні активні середовища – поверхневоактивні та електрохімічні, які спричиняють розвиток поверхневих тріщиноподібних дефектів у місцях корозійних каверн і зварних з'єднань.

2. Діагностування стану нафтопровідного транспорту, за якого виявляють дефекти різної природи та оцінюють ризики під час експлуатації небезпечних аварійних ділянок нафтопроводів є надважливою задачею, на вирішення якої спрямована значна кількість як лабораторних, так і прикладних досліджень промислово розвинених країн світу.
3. Найнебезпечнішими з точки зору зародження і розвитку тріщиноподібних дефектів у нафтопроводах і обладнанні НПС за час їх тривалої експлуатації є зварні шви та їх пришовні зони.
4. Досвід застосування методів НК для діагностування стану нафтотранспортного обладнання підтверджує, що комплексне діагностування акустичними методами неруйнівного контролю (поєднання акустичної емісії та ультразвукової дефектоскопії), дозволяє ефективно контролювати стан нафтопроводу на різних його ділянках як безпосередньо під час експлуатації, так і під час технологічних зупинок.
5. Як показує огляд літературних джерел, для поточного діагностування технічного стану та оцінки залишкового ресурсу внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів НПС, зокрема, за наявності у них тріщиноподібних дефектів методики прикладного застосування є ще не достатньо розвинуті, особливо ті з них, які застосовують підходи лінійної механіки руйнування. Виходячи з цього, задачами дисертаційних досліджень є: на підставі аналізу домінуючих типів дефектів і взаємодії між ними побудувати фізичну модель розрахунку залишкового ресурсу внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів з урахуванням наявності у них тріщин; встановити вплив навантаження на залишкову довговічність таких нафтопроводів шляхом випробувань їхніх матеріалів на малоциклову втому та фрагментів труб - внутрішнім гідравлічним циклічнозмінним тиском; розробити методологічні основи виявлення і оцінки геометрії тріщиноподібних дефектів акустичними методами і на підставі цього розрахувати залишковий ресурс об'єкта контролю.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ОБСТЕЖЕНЬ СТАНУ ОБЛАДНАННЯ НПС ТА МОДЕЛЬ АЛГОРИТМУ РОЗРАХУНКУ ЙОГО ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ

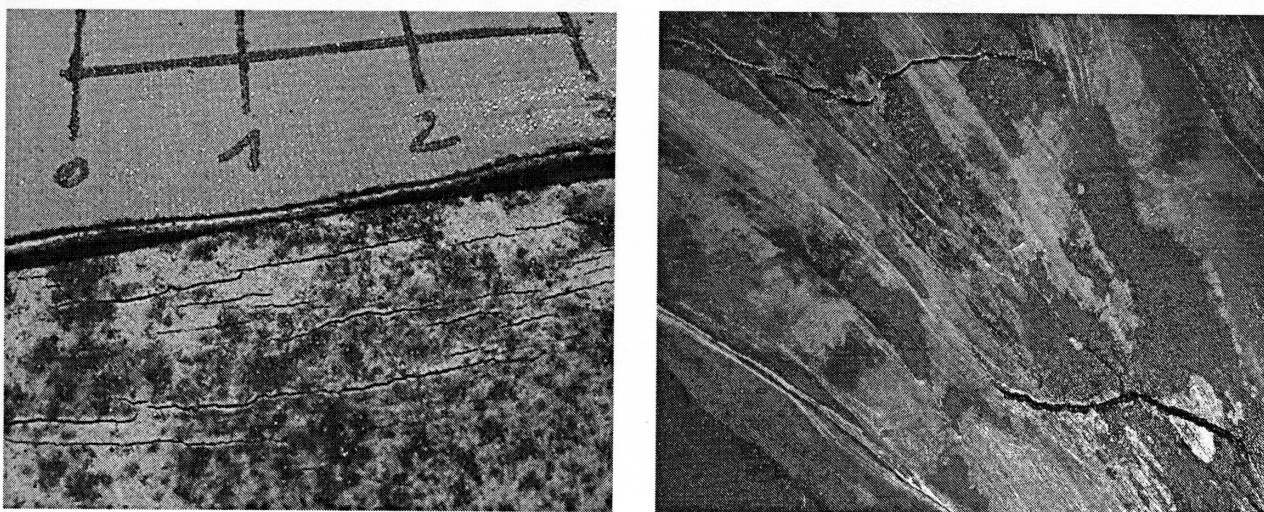
Обладнання НПС має у своєму складі, окрім надземних, ще й елементи, які прокладені під землею. Звичайно, вони піддаються впливу різних фізико-механічних чинників, про які йшлося вище, а підземні додатково зазнають дії ґрунтової корозії. Проте зазначимо, що підземне обладнання НПС завжди захищене покриттями, електрохімзахистом тощо. Однак, як свідчать результати натурних обстежень [66–68], щороку внаслідок ґрунтової корозії виходить з ладу 2–3 % підземних металевих споруд в результаті руйнування покриття трубопроводів і відбувається контакт ґрунту з поверхнею металу [68]. У свою чергу, ґрунти містять різні хімічні елементи і мають різну іонну електропровідність, що перетворює їх у корозійно-активні електроліти [66]. Внаслідок електрохімічних реакцій у ґрунті на поверхні обладнання відбувається поступове руйнування, яке призводить до появи каверн у металі труби, які поступово поширюються на всю товщину стінки. Зазначимо, що ґрунтова корозія пришвидшує пошкодження стінки труби, яке може досягати 6–7 мм/рік. Процес ще більше інтенсифікується, коли в зону пошкодження зовнішнього покриття попадає зварний шов.

Щодо надземного обладнання НПС, то як згадано вище, воно неминуче має технологічні дефекти зварних з'єднань (підрізи, непровари, шлакові включення, гарячі і холодні тріщини тощо), які суттєво впливають на зародження і розвиток макроруйнування. Тому для забезпечення надійної експлуатації обладнання НПС необхідно вчасно виявити небезпечні дефекти і вміти оцінити залишковий ресурс елементів, що містять тріщини різного походження.

Результати досліджень, викладені у цьому розділі, опубліковано у працях [69–74].

2.1 Результати експертних обстежень реально діючого обладнання НПС

Одним із найпоширеніших видів дефектів технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів є пошкодження (деформації) та утворення тріщин стінки труби та/або фасонних виробів під дією різноманітних факторів, зокрема через підвищення тиску в закритих об'ємах ділянок трубопроводів (наприклад, у літню пору року за високих температурах зовнішнього середовища). Приклади поверхневих тріщин основного металу труб, що виявлені нами під час обстежень реальнодіючого обладнання, наведено на рисунку 2.1.



a

б

a – система паралельних поверхневих тріщин; *б* – довільно орієнтовані макротріщини

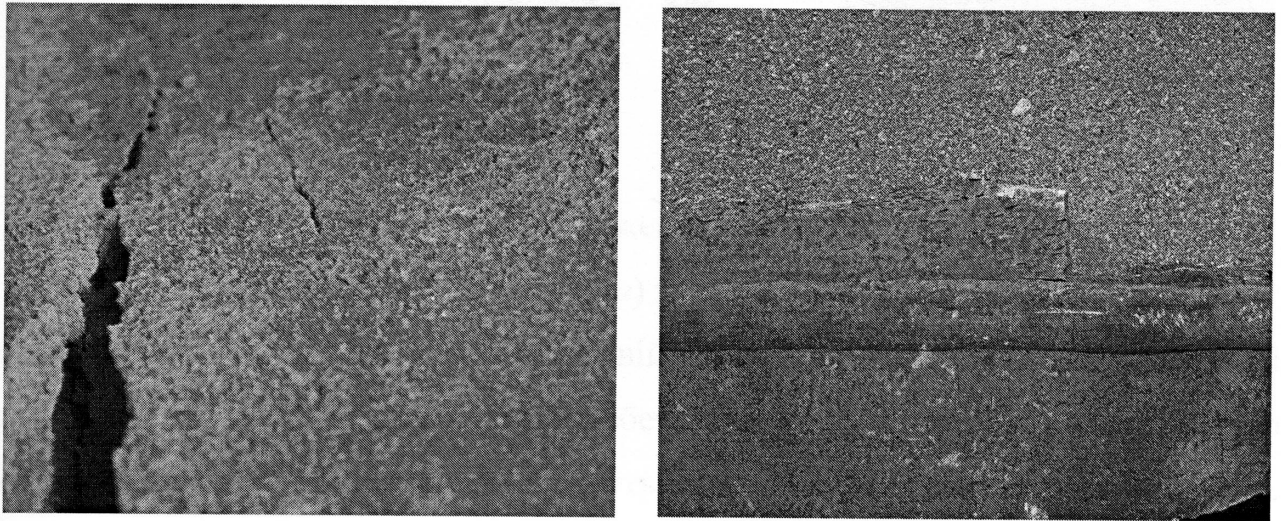
Рисунок 2.1 – Вид поверхневих тріщин основного металу технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів [72]

Як показали обстеження обладнання, утворення та розвиток тріщин на надземних ділянках трубопроводів може бути зумовлене відсутністю або пошкодженням фундаментів опор, що, відповідно, спричиняє збільшення напружень в тілі труби через надмірну її деформацію.

Ще однією причиною утворення тріщин чи їх розкриття є наявність у конструкції технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів фасон-

них частин низької якості виготовлення, які не відповідають існуючим вимогам нормативно-технічної документації, що нерідко виявляється на існуючих об'єктах контролю (для прикладу – сегментні переходи, коліна, трійники тощо). Усе це у випадку аварійних ситуацій є причиною їх виникнення і призводить до значних негативних наслідків.

За час експлуатації в зв'язку із процесами старіння металу, а також тривалим періодом роботи технологічних трубопроводів та обладнання виникають втомні тріщини. Приклади таких дефектів наведені на рисунку 2.2.



a

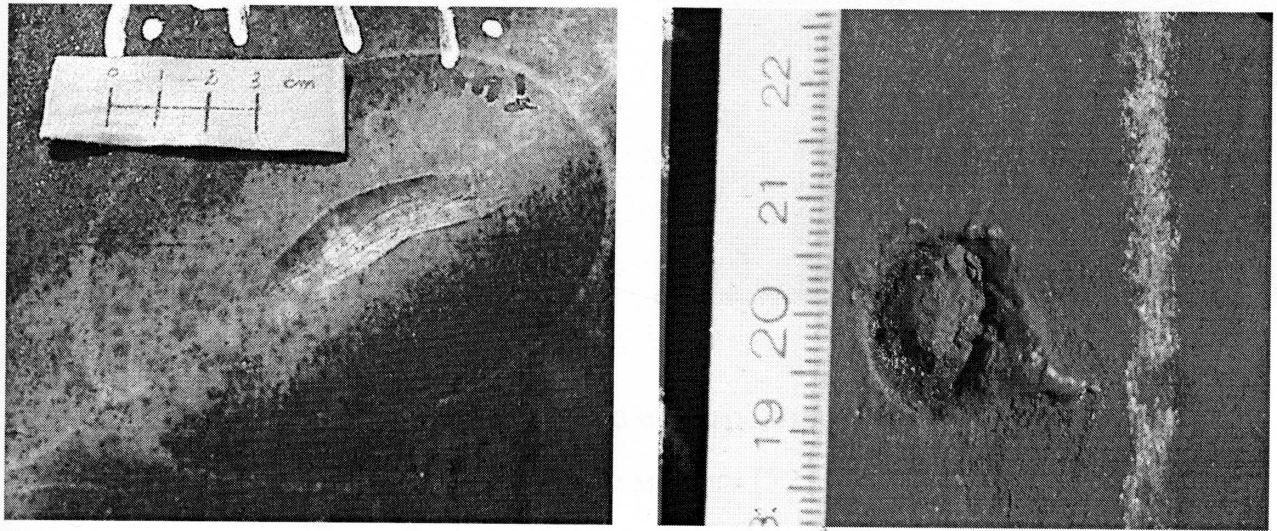
б

Рисунок 2.2 – Розкрита втомна макротріщина на поверхні основного металу (*a*) та система паралельних втомних поверхневих тріщин біля зварного з'єднання (*б*) [72]

Під час виготовлення, а іноді й під час експлуатації, металеві частини трубопроводів, помпувального обладнання тощо можуть зазнавати механічних пошкоджень під дією різноманітних факторів, серед яких часто трапляються некваліфіковані дії обслуговуючого персоналу. Приклади таких механічних пошкоджень наведено на рисунку 2.3.

Нами встановлено також, що внаслідок механічних пошкоджень деталей арматури (відрив стійки від кришки клинної засувки, згин штока засувки, пошкодження гайки приводу штока та інше) може виникати, зокрема,

розгерметизація сальникових ущільнень. Також часто трапляються відмови у роботі запірних елементів нафтопомпувального обладнання (засувок, заслінок, зворотних та запобіжних клапанів).



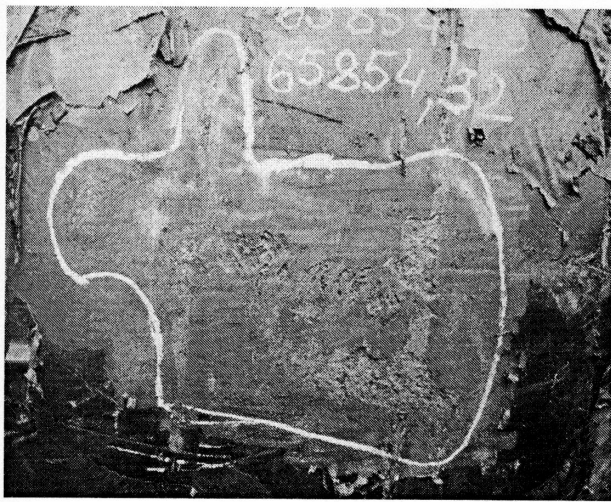
a

б

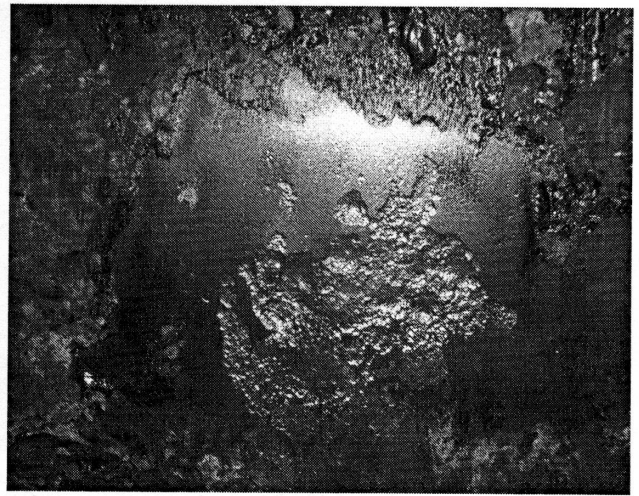
Рисунок 2.3 – Механічні пошкодження обладнання внаслідок порушення технології виготовлення (*a*) та обслуговування (*б*) [72]

Досить часто в експлуатаційній практиці зустрічаються корозійні пошкодження, що є одними із найнебезпечніших для всього технологічного обладнання. Такі пошкодження можуть виникати під дією різних чинників. Корозійні дефекти як тіла труби (фасонних частин), так і зварних швів, зокрема повздовжніх, можуть виникати у місцях, в яких можливе утворення тупикових ділянок, де відсутність потоку нафти призводить до осідання води і підвищення швидкості корозії. Крім того, досить часто корозійні процеси розвиваються в місцях проходження труб через стіни (фундаменти) виробничих приміщень. До подібних небезпечних дефектів можна віднести і локалізовані електрокорозійні ураження металу трубопроводів та помпувально-компресорного обладнання. Приклади таких пошкоджень металу наведено на рисунку 2.4.

Небезпечними дефектами є також вм'ятини, задири, розшарування металу, які призводять до зменшення товщини стінки труби або фасонних частин, ремонт яких уже не допускається. Приклад розшарування основного металу трубопроводу наведено на рисунку 2.5.



a



б

Рисунок 2.4 – Корозивні (*a*) та електрокорозивні (*б*) пошкодження основного металу [72]

Іншими типами небезпечних дефектів є дефекти литва корпусів обладнання, в першу чергу в місцях проведення ремонту на заводі-виробнику, імовірно після невдалого випробування на міцність корпусів, до яких можна віднести такі пошкодження як раковини, каналні раковини, тріщиноподібні дефекти ремонтного підварювання тощо. Приклад подібного поверхневого дефекту металевої частини помпувального блоку подано на рисунку 2.6.

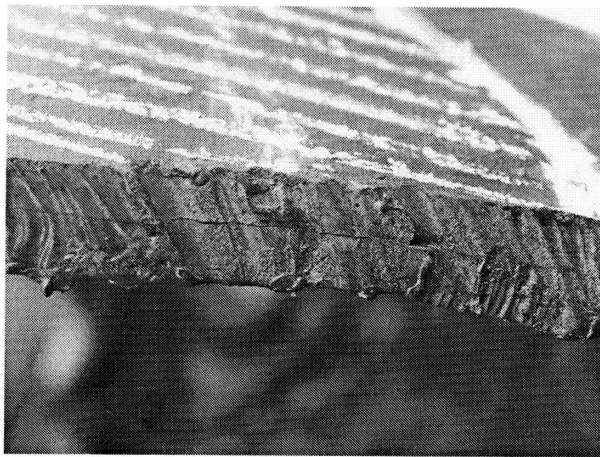


Рисунок 2.5 – Розшарування основного металу [72]

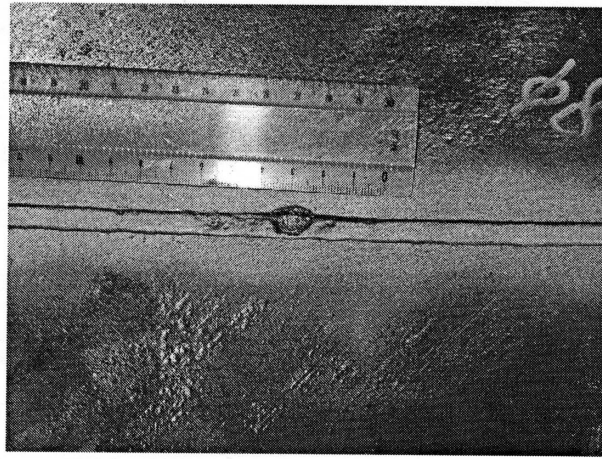


Рисунок 2.6 – Поверхневі дефекти металу [72]

До досить небезпечних дефектів, які можуть призводити до передчасного руйнування можна віднести негерметичність роз'ємних фланцевих з'єднань внаслідок старіння прокладок, а також надмірного підвищення тиску в закритих об'ємах, зокрема під кришкою клинної засувки, яка знаходиться в закритому стані.

Характерними видами дефектів технологічних трубопроводів обв'язки НПС можуть бути також дефекти зварних швів, яких не виявили і, відповідно, вчасно не ліквідували під час будівництва таких об'єктів. Під час експлуатації подібні дефекти можуть проявлятися по-різному. Найчастіше під час обстежень нами виявлено тріщини, непровари, підрізи, зміщення та несплавлення кромки, а також незадовільну геометрію і лускатість швів. Один з прикладів дефектів зварного з'єднання трубопроводу наведено на рисунку 2.7.



Рисунок 2.7 – Дефекти основного металу зварного з'єднання трубопроводу [72]

Як показує практика, в обладнанні НПС наявні не тільки поверхневі, але і підповерхневі (внутрішні) дефекти, виявлення яких потребує обов'язкового

використання спеціальних методик та технічних засобів неруйнівного контролю. Однією з основних причин їх виникнення та розвитку є низька якість монтажу технологічного обладнання НПС, які в своїй переважній більшості побудовані у 70-х роках минулого століття. Зазначимо також, що змонтована запірно-запобіжна арматура та інше технологічне обладнання нерідко мають на корпусі ремонтні заварки (латки), походження яких невідоме, і, відповідно, потребують додаткового дослідження та постійного спостереження зі сторони обслуговуючого персоналу [75–77].

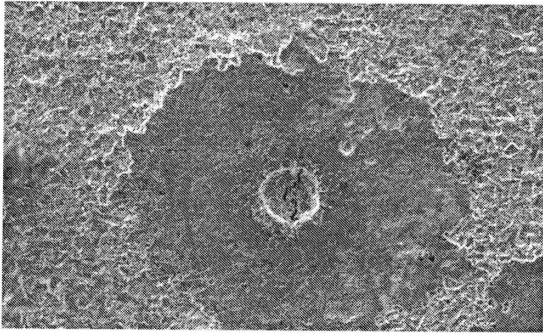
2.2 Аналіз факторів, що призводять до утворення і розвитку макротріщин у матеріалах обладнання НПС

Вплив агресивних електролітів. Як показано вище, дуже часто зустрічаються в обладнання НПС системи паралельних тріщин, які розташовані перпендикулярно до напрямку розтягу труби. Такі тріщини, як правило, зароджуються з пітингів (рисунку 2.8, б), які в свою чергу виникають з поверхневих включень (рисунку 2.8, а). А вже у наявних корозивних кавернах часто утворюються й цілі ланцюги поверхневих пітингів, з яких зароджуються системи корозивних мікротріщин (рисунку 2.8, в).

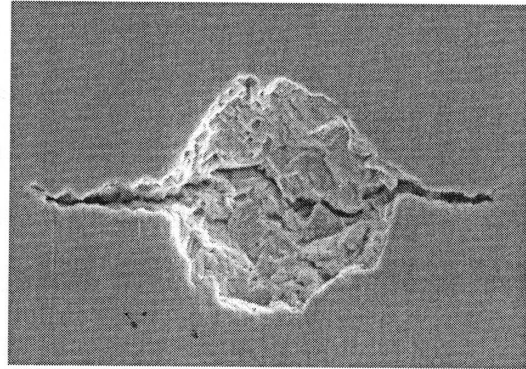
Як показують результати експериментальних досліджень, конфігурація поверхневих корозивних тріщин у площині їх поширення нагадує половину овалу і для розрахунків трубопроводу на залишковий ресурс цю конфігурацію з достатньою точністю можна приймати півеліптичною.

Щодо дефектів на внутрішній поверхні нафтопроводу, то там проходять такі самі процеси, як і на зовнішній, а може часом ще інтенсивніші. Це пов'язано з тим, що в нафтовій масі є певна кількість води, яку не завжди вдається від'єднати (очистити) від нафти. У ній розчиняються різні речовини і сполуки, які є в нафті. У результаті цього утворюються агресивні електроліти, які спричиняють корозивне руйнування стінки нафтопроводу. Особливо воно є небезпечним у місцях неоднорідності поверхні нафтопроводу (різнопотенційні

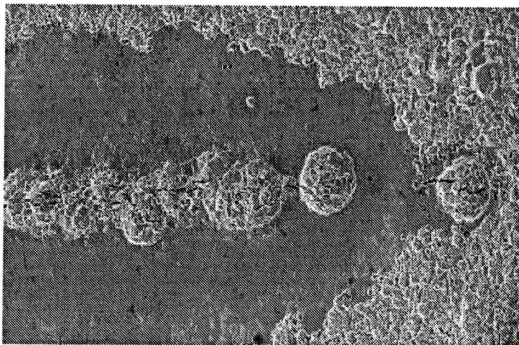
ділянки поверхні), де проходять процеси електрохімічної корозії. Ці процеси бувають досить локалізовані і оскільки труба знаходиться під напруженням, то вони призводять до утворення гострих дефектів типу тріщин. У зв'язку з цим у праці [78] наведено результати обстежень котушок нафтопроводу, які вирізані з ділянок переходів через водні перешкоди. Труби виготовлені зі сталі (Швеція), яка за сертифікатом є відповідником сталі марки 17Г2С у стані поставки.



а



б



в

Рисунок 2.8 – Утворення корозивного пітингу з поверхневого включення (а), а також корозійної тріщини з пітингу (б) та ланцюг пітингів із мікротріщинами в корозивній каверні (в) [79]

За результатами проведеного огляду було виявлено, що внутрішня поверхня труби покрита шаром парафіністих відкладів різної товщини: по верхній ділянці товщиною 20...30 мм, а по нижній – 20...50 мм. Після зняття цього шару з нижнього фрагмента труби, під ним виявлено щільні кількешарові відклади неорганічної природи: коричневі та чорні. Відібрані проби відкладів підготовлені для проведення аналізу їх складу (див. рисунок 2.8). Для встановлення характеру корозійних пошкоджень було зроблено вирізки з верхніх та нижніх фрагментів труб. Після усунення відкладів та продуктів корозії поверхню відшліфували та зафіксували наявні корозивні пошкодження. Площу окре-

мих виразок оцінювали, знімаючи контури корозивних пошкоджень, а глибину пітингів та вирізок вимірювали мікрометром.

За результатами обстеження було виявлено таке:

1. У вирізках з верхнього фрагмента труби на площі $0,51\text{мм}^2$ наявні 30 точкових дефектів (пітингів). Їх глибина становила $0,09 - 0,12$ мм. Крім того є дві виразки площею $0,78...0,84$ мм^2 та глибиною $0,18$ мм. Таким чином, в середньому на даному відрізку труби на 1 м^2 поверхні припадає біля 6 тисяч дефектів типу пітингів.

2. У вирізках з нижнього фрагмента труби характер корозивних пошкоджень суттєво відрізняється. На фоні численних пітингів глибиною $0,04 - 0,8$ мм спостерігаються великі виразки глибиною $0,5 - 2,5$ мм. Отже, на площі 1 м^2 поверхні нижнього фрагмента труби припадає в середньому понад 10000 дефектів типу пітингів та понад 1300 виразок.

Таким чином, у верхньому фрагменті труби, початкова товщина якої становить 16 мм, протягом 28 років експлуатації максимальна швидкість локальної корозії досягла $0,006$ мм/рік, у нижньому фрагменті труби максимальна швидкість локальної корозії становила $0,09$ мм/рік. Слід відзначити, що це інтегральні результати, оскільки відсутні дані щорічних спостережень за станом внутрішньої поверхні труби. Лише кінетика корозії упродовж усього періоду дозволяє дійсно достовірно оцінити реальні швидкості, зафіксувати початкові стадії корозивних процесів.

Вплив водню на зародження та розвиток руйнування матеріалів обладнання НПС. Поряд із корисними властивостями водень володіє однією чітко вираженою негативною властивістю [80] – здатністю значно понижувати опір металів до руйнування. Тому часто виявляється, що обладнання, яке має достатню міцність, ресурс і надійність у звичних умовах, завдяки дії водню втрачає працездатність, руйнуючись передчасно і, здавалось би, непередбачено. Водень є причиною багатьох аварій і катастроф, що приносять значні втрати. Найчастіше це проявляється в хімічній і нафтохімічній промисловості, в електроенергетиці, а також у нафтотранспортній галузі.

Ефект дії водню посилюється зі збільшенням його тиску. Цей фактор є перепорою для розвитку сучасної техніки, яка має тенденцію до підвищення параметрів робочих процесів у машинах і апаратах для підвищення їх ефективного використання.

Таким чином, і сьогоденні практичні потреби, і перспективи розвитку НПС вимагають вирішення таких науково-технічних завдань [80]: розроблення адекватних методів досліджень металів на водневу стійкість із урахуванням природи дії водню на поведінку матеріалів під навантаженням для забезпечення надійного контролю відповідних якостей матеріалів і надання необхідних вихідних даних для розрахунків конструкцій на міцність і довговічність під дією водневого чинника; розроблення адекватних методів розрахунку на міцність і довговічність обладнання із урахуванням дії водню на механічну поведінку металів і сплавів за різних видів напружень, як складової частини здійснення оптимального проектування нафтотранспортних систем.

На основі проведених досліджень в літературі були виділені первинні фактори обумовленої воднем деградації металів:

- 1) тиск газу водню, що виділився в металі в мікропорожнинах;
- 2) обумовлена воднем декогезія (послаблення сил зчеплення) в ґратці металів;
- 3) вплив водню на рухомість дислокацій;
- 4) поверхневий вплив (хемосорбція);
- 5) хімічна взаємодія водню з компонентами сплавів з виділенням фаз воденьвмісних з'єднань (гідридів та інших).

Ці явища ще не розглядалися в комплексі і багато виявлених ефектів не знаходили пояснення.

За останні десятиліття намітився перехід в сторону синтезованого підходу до вивчення деформування і руйнування металів за наявності водню, коли чинники його впливу розглядаються не ізольовано, а в їх зв'язку з розвитком процесу в цілому. При цьому характерне залучення найновіших результатів і концепцій фізики і фізичної механіки реальних кристалічних тіл. До теперіш-

нього часу більшість спостережень, експериментів і проведених різними методами досліджень привела до висновку, що водень не тільки полегшує руйнування, а й змінює його характер. Останнє проявляється в тому, що водень сприяє локалізації власне подій руйнування на різних структурних рівнях (мікро-, і макроскопічному), причому ця локалізованість викликана підвищенням мікронеоднорідності (мікролокалізації) пластичної деформації. Локалізованість процесу руйнування призводить до ситуацій, коли міцність тіл є тісно зв'язаною із закономірностями, обумовлених воднем зародження і росту тріщин різних масштабів.

На макрорівні це виражається у зниженні деформаційних характеристик міцності металів і в посиленні ознак крихкого руйнування. До такого розуміння явищ привели результати, отримані більшістю дослідників у різних країнах світу.

Зміну фізико-механічних властивостей матеріалів під впливом водню, звичайно, необхідно враховувати під час оцінки міцності і довговічності конструкцій у заданих умовах експлуатації. При цьому міцність тіл є тісно пов'язаною із закономірностями зародження і росту у металах тріщин різних розмірів, обумовлених воднем. У даний час наявний об'єм експериментальних даних про поведінку тріщин у металах під впливом водню і можливості його поповнення обмежені. У цих умовах зростає значення теоретичних моделей, які дають можливість ґрунтовного прогнозування характеристик обумовленого воднем росту тріщин, що використовується для вирішення широкого кола задач для оцінки працездатності конструкцій, зокрема труб нафтопроводів у водень-вмісних середовищах.

Влив циклічного втомного навантаження. Втомне руйнування матеріалів, визначення періодів зародження і докритичного росту втомних тріщин вивчає механіка втомного руйнування матеріалів [81–89]. Існуючі її підходи не завжди можна застосовувати до дослідження втомного руйнування труб за реальних змінних навантажень і наявних дефектів. Так, не достатньо розвинута теорія втомного руйнування для дослідження зародження тріщин у трубах біля мікро-

дефектів (корозійні каверни, пітинги тощо), а також їх докритичний ріст за двовісних і двочастотних навантажень.

Внутрішньостанційні технологічні нафтопроводи та обладнання НПС працюють за змінних у часі навантажень. Це викликано зміною тиску в трубах під час відкриття і закриття засувки, пульсуючою зміною тиску біля помпувальних станцій, турбулентністю потоку нафти тощо. Змінні навантаження на обладнання викликають і змінні напружені стани в їх стінках, що в свою чергу спричинює зародження і ріст втомних тріщин біля концентраторів напружень. Час такого втомного поширення тріщини до критичної величини, встановленої за умов статичного навантаження або до розгерметизації труби, і визначає ресурс (залишковий ресурс) пошкоджених елементів НПС.

Розрахунки на міцність елементів конструкцій, зокрема обладнання НПС, що перебувають під довготривалими циклічними навантаженнями відрізняються від аналогічних на короткочасну міцність. Це пов'язано з тим, що міцність їх має бути забезпечена не одноразово, а протягом довготривалого заданого часу експлуатації. Особливо в умовах, коли виникає проблема зміни навантаження на стінку труби, щоб уникнути непередбаченого її руйнування, тобто аварії.

Втрата циклічної міцності трубопроводів проходить внаслідок втомного руйнування матеріалу, тобто зародження і докритичного росту втомних тріщин. У літературі відомі деякі такі дослідження на циклічну міцність елементів конструкцій, де здебільшого допускають дефектність матеріалів і втомне руйнування в класичному розумінні цього явища [84, 88, 90]. Однак, оцінюючи циклічну міцність обладнання НПС, потрібно враховувати і розвиток дефектів типу тріщин (див., наприклад, праці [81, 82]). Відомо лише незначну кількість праць на цю тему. В основному це експериментальні дослідження, за результатами яких будують граничні діаграми циклічної міцності елементів конструкцій із тріщинами, тобто їх залишкової циклічної міцності. (див., наприклад, [90–92]). У працях [92–94] на основі першого закону термодинаміки сформульовано енергетичний підхід для оцінки періоду докритичного росту втомних тріщин.

Електрохімічна корозія металів. Якщо в електроліт занурити металічний матеріал, то на його поверхні виникають короткозамкнуті гальванічні елементи. При цьому ділянки з більш електровід'ємним потенціалом стають анодами і розчиняються. Це пояснюється тим, що існує різниця потенціалів між різними структурними складовими сплавів або домішками і основним металом. Окрім того, різниця в потенціалах інколи досить суттєва і може бути наслідком різного стану окисної плівки, що є на поверхні металу.

Гальванічні елементи можуть виникати на поверхнях забруднених металів або у випадках, коли різниця потенціалу на поверхні металу викликана неоднорідністю структури, різним ступенем чистоти оброблення поверхні, наявністю плівок. У результаті різниці потенціалів виникає електричний струм і на поверхні металу проходить електрохімічна корозія [95–97].

Якщо в металі відсутні напруження, то контактуючи з електролітами він покривається хімічно неактивними плівками, або якщо іони металу проникають в розчин електроліту з ювенільної (чистої) поверхні, то утворений при цьому продукт (гідроксид) повторно осідає на поверхню, що призводить до припинення подальшої електрохімічної реакції. Стійкість утвореної плівки залежить від наявності активного кисню, водневого показника рН розчину, електрохімічного потенціалу електроду (поверхні металу) і температури. Ця плівка може втратити стійкість під дією механічного навантаження, що значно підсилює проникнення водню в сталь [98–103].

Вплив сірководню на наводнювання сталі. Сірководню притаманні агресивні властивості, що зумовлює корозійні пошкодження устаткування в результаті електрохімічної корозії і водневого окрихчування [101].

Головною небезпекою під час дії сірководневих середовищ є посилення наводнювання сталі, що призводить до окрихчування і корозійного розтріскування устаткування [104]. Механізм каталітичної дії H_2S на наводнювання металу пояснюють так:

1) H_2S переводить гальмування електрохімічного виділення H_2 із стадії розряду протона у стадію молізації атомів водню [105];

2) молекули H_2S , адсорбовані на поверхні металу, розряджаються з утворенням атомів водню за реакцією $\text{H}_2\text{S} + 2\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_{\text{ads}} + \text{S}^{2-}$ і підвищують їх поверхневу концентрацію порівняно з тим, коли розряду піддаються лише OH^- іони;

3) H_2S підвищує поверхневу концентрацію атомів водню і полегшує його проникнення в метал, що пов'язане з реакцією $\text{H}_2\text{S} + \text{e}^- \rightarrow \text{H}_{\text{ads}} + \text{HS}_{\text{ads}}^-$ з подальшою регенерацією молекул H_2S безпосередньо на поверхні металу за реакцією $\text{HS}_{\text{ads}}^- + \text{H}_3\text{O}^+ \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{H}_2\text{O}$ [106].

Існує також думка, що в метал дифундують не атоми, а іони H^+ . Як було сказано вище, HS_{ads}^- послаблює зв'язок між поверхневими атомами металу, що полегшує проникнення в нього водню. Але велика частина H_2 знаходиться в металі у вигляді молекул, що збираються в порах, щілинах і інших несучільностях внаслідок рекомбінації атомів водню.

Вплив структури на водневе розтріскування сталей. Схильність до внутрішнього водневого розтріскування визначають два основні чинники: мікрохімічна неоднорідність металу та вид і характер розподілу неметалевих включень.

Встановлено [107], що процеси пухиріння і розшарування металу повністю залежать від характеру неметалевої фази, її розподілу і кількості. Як правило, тріщина зароджується на міжфазній межі ферит–перліт або на межі метал–пластинчасте включення. Деформовані пластинчасті включення типу сульфідів заліза–марганцю у всіх випадках полегшують як зародження тріщин, так і їх поширення [108].

У працях [109, 110] досліджено кінетику зародження і росту мікротріщин за катодного наводнювання $\alpha\text{-Fe}$ з домішками сірки, фосфору і вуглецю без прикладання зовнішніх напружень. Виявлено, що мікротріщини в цих умовах зароджуються на межах зерен біля неметалічних включень внаслідок тиску молекулярного водню, який зумовлює перехід зародкової субмікротріщини–відшарування розміром порядку діаметра неметалічного включення в матрицю, і що кінетика зародження залежить від середнього хімічного складу сплаву.

За сильного наводнювання [111] витягнуті під час виготовлення труб сульфідні марганцю MnS служать колекторами водню, оскільки тільки вони порівняно з іншими видами неметалічних включень мають коефіцієнт термічного розширення майже в 1,5 рази більший, ніж матриця. Тому, під час охолодження сталі між включенням MnS і матрицею може виникати вільна поверхня, на якій (в робочих умовах) абсорбуватиметься водень, утворюватимуться колектори метану і молекулярного водню.

Отож поверхневі сульфідні включення полегшують проникнення водню в метал, а під час розподілу в матриці сприяють зародженню і розвитку внутрішніх мікронесуцільностей (блістерів) з інтенсифікацією дифузії водню і водневого окрихчення.

Вплив умов експлуатації нафтотранспортного обладнання. Залежно від пропускної здатності трубопроводів для транспортування нафти їх діаметри можуть мати розміри до 1200 мм. Вони складаються із лінійної частини, головної, проміжних НПС і резервуарів для нафти.

Оскільки коливання тиску залежить від числа станцій на ділянці нафтопроводу, характеру зміни режиму роботи і цілої низки інших причин, приріст тиску на кожній НПС може приймати різні значення [112]. Під час запусків і зупинок НПС відхилення тиску може досягати 2–4 МПа, а за послідовного транспортування різних сортів нафти – до 1 МПа; під час запуску і зупинки окремих агрегатів – до 0,5–2,0 МПа, залежно від типу помпи та схеми включення її в роботу, а в результаті засмічення трубопроводу та утворення повітряних корків відхилення тиску знаходиться в межах 0,5 МПа. Якщо це відхилення призводить до підвищення робочого тиску, то необхідно приймати заходи для обмеження тиску на виході станції.

Внаслідок турбулентності потоку нафти, наявності деякого дисбалансу помп і коливань частоти енергозабезпечення, тиск в трубопроводі неперервно пульсує. Значення амплітуди пульсацій може становити 0,2 – 0,3 МПа від середнього робочого [112].

Якщо помпувальні агрегати запускаються на закриті засувки, то небезпечний тиск може виникати під час запуску агрегату. Справа в тому, що створюваний помпою за нульового розходу напір завжди більший диференціального напору цієї же помпи, за номінальної подачі. Оскільки агрегат запускається на закриту засувку, то напір, який він розвиває тут за нульової подачі доданий до тиску попередніх агрегатів, може бути більшим, ніж розрахунковий тиск для забезпечення міцності трубопроводу.

Робочий тиск для трубопроводів і арматури в приймальних колекторах проміжних НПС становить 4 МПа, оскільки близький до цього тиск може виникнути під час відключення НПС і роботи за схемою “через станцію”.

Якщо в трубопроводі проходять зміни витрат транспортованої нафти, то такий режим називається невстановленим, оскільки весь час проходить перепад тисків. Перехід з одного такого режиму в інший називається перехідним процесом, що призводить до створення хвилі підвищення тиску, яка виникає як в момент закриття засувки, так під час виключення агрегатів проміжної НПС [113].

Особливого значення набуває проблема управління роботою нафтопроводів при перехідних режимах, виникнення яких зв'язано з відключенням помпувальних агрегатів і/або цілих НПС. Хвилі підвищеного і пониженого тисків, які виникають при цьому, розповсюджуються з потоком нафти, внаслідок чого порушується штатний режим роботи НПС, виникають динамічні перенавантаження лінійної частини нафтопроводу, які в окремих випадках можуть перевищувати межу міцності труб. Так, наприклад у 1969 р. на одній з ділянок нафтопроводу “Дружба” з цієї причини виникло 8 аварій [112]. Пошкодження труб і порушення роботи НПС, що виникли при невстановленому режимі транспортування нафти, виникали й на інших вітчизняних нафтопроводах.

Ураховуючи значні матеріальні затрати, пов'язані з усуненням пошкоджень і простоем нафтопроводу, на всіх проміжних НПС нафтопроводів діаметром більше 700 мм передбачено встановлення пристроїв для захисту від

динамічних перевантажень, які виникають під час перехідних процесів. Відключення і включення НПС і окремих їх агрегатів, а також перекриття засувів пов'язано з проведенням профілактичних оглядів, спрацюванням системи автоматичного захисту, відключенням електроенергії тощо. У разі відключення НПС відбувається різке зростання тиску на її вході і одночасно його зниження на виході станції. Наслідком цього є зменшення продуктивності помпування і припинення руху рідини через помпувальні агрегати. Після вирівнювання тиску на вході і виході відключеної НПС потік нафти прямує в обхід неї. Швидке зростання тиску на вході і його пониження на виході відключеної НПС спричинює виникнення хвиль підвищеного і пониженого тисків, які розповсюджуються зі швидкістю звуку в протилежні сторони, згасаючи за величиною. Хвиля підвищеного тиску рухається проти течії, а хвиля пониженого тиску – за її напрямом. Величина хвилі пониженого тиску додається до величини тиску в початковому стані. Виникаючий сумарний тиск за своєю величиною може перевищувати максимальну величину, допустиму з умови міцності труб. Під час досягнення її граничної величини відбувається руйнування трубопроводу. Крім того, хвиля підвищеного тиску, що набігає на попередню у потоці НПС, призводить до динамічного перенавантаження її обладнання, особливо на вході НПС, що спричиняє протікання (розгерметизацію) засувів і трубопроводів обв'язок.

Хвиля пониженого тиску, яка поширюється в напрямку до наступної НПС, спричинює на цій ділянці відповідне пониження тиску, яке може бути мінімальним із умов запасу на кавітацію. Переміщення хвилі пониженого тиску в певних умовах супроводжується явищем розриву неперервності течії. За досягнення ударною хвилею перешкоди (НПС) формується обернена їй хвиля. Можна виділити три основні категорії відбитих хвиль: відкриті, закриті і проміжкові.

Перші утворюються в тих місцях, де неможлива зміна тиску і енергія набігаючої хвилі іде на зміну розходу.

Другий тип хвиль формується в місцях, де розхід дорівнює нулю, тобто у місцях підходу до pomp, біля закритого кінця трубопроводу тощо. За наближення ударної хвилі до перешкод такого типу, якщо неможливо змінити розхід в даній точці, відбувається додаткова раптова зміна тиску.

Відбиті хвилі, які відносяться до проміжної категорії, утворюються в місцях зміни діаметру трубопроводу, розміщення різного устаткування, що створюють додаткові втрати тиску на тертя. До них відносяться відцентрові помпи, регулюючі клапани, відводи, повороти тощо.

Обмеження тиску на вході НПС пов'язане з впливом взаємодії регулюючого клапана системи захисту нафтопроводу. Темп наростання тиску залежить від інерційних властивостей ротора помпи. Підвищення його інерційності дозволяє зменшити крутизну ударної хвилі. Під час закриття засувки відбувається різке наростання тиску, яке визначається швидкістю перекриття потоку. Виникаюча при цьому хвиля тиску поширюється зі швидкістю звуку в бік попередньої НПС і після підходу до неї формується хвиля пониженого тиску оберненого напрямку.

Важливим чинником, з яким безпосередньо пов'язана міцність трубопроводу, є кільцеві напруження, спричинені внутрішнім тиском. Згідно з чинними нормами [9] номінальне значення цих напружень знаходять за формулою

$$\sigma_{кц}^{ном} = \frac{pD_{вн}}{2h}, \quad (2.1)$$

де p – внутрішній тиск продукту, $D_{вн}$ – внутрішній діаметр труби, h – товщина стінки.

У зв'язку з ростом діаметрів нафтопроводів, підвищенням тиску і температури нафтопродуктів, напружений стан стінки труби і обладнання НПС значно збільшується. І це, в першу чергу, стосується напружень у повздовжньому напрямку. Нерівномірний розподіл властивостей ґрунту по трасі

нафтопроводу, створює різні умови його заневолення. Тому між закріпленими точками можуть виникати і значні повздовжні напруження σ_0 , викликані зміною температури і тиску нафтопродуктів, які визначаються за співвідношенням [112, 113]

$$\sigma_0 = \mu\sigma_{ки} - \alpha_t(\Delta T)E \pm \frac{ED_0}{2\rho}, \quad (2.2)$$

де μ , E – відповідно коефіцієнт Пуассона і модуль пружності матеріалу труби, α_t – коефіцієнт лінійного розширення металу труб, який приймали 12×10^{-6} град.⁻¹; D_0 – зовнішній діаметр труби; $\Delta T = T_M - T_e$; T_M – температура трубопроводу під час монтажу; T_e – температура трубопроводу під час експлуатації. Зазначимо, що у місцях надмірного пружного згину трубопроводу під час монтажу та зміщень ґрунту поздовжні напруження можуть досягати значних рівнів. Так, за результатами натурних досліджень реальних нафтопроводів [113] встановлено, що σ_0 може перевищувати 200 МПа.

Таким чином, на основі аналізу результатів досліджень представлених у працях [112–115] можна накреслити таку силову схему [112–119] навантаження стінок труби та окремих агрегатів НПС нафтопроводу в часі. Повздовжні напруження σ_0 визначаються за формулою (2.2) і залежать від зміни в часі ΔT і ρ . Кільцеві напруження $\sigma_{ки}^{ном}$ змінюються циклічно внаслідок турбулентності нафти [119], дисбалансу pomp, переключенням або зупинкою окремих pomp або НПС.

Результати вимірювання робочого тиску в типових нафтопроводах діаметром $D_0 = 1220$ мм ($D_{ен} = 1192$ мм) [113], які працювали за поширеною схемою помповування “із помпи в помпу” показують, що коливання фактичного робочого тиску знаходяться в межах 0,5–1,0 МПа від нормативного тиску.

Отож на основі аналізу результатів взаємодії металу труби з нафтою на протязі довгого періоду експлуатації, можна стверджувати, що відбуваються поверхневі корозивні процеси, а також об’ємні деструктивні зміни, зумовлені в

першу чергу дифузією водню і окрихченням матеріалу [99, 120, 121]. Разом з тим, матеріал агрегатів НПС підданий дії комплексу термосилових, статичних і циклічних напружень, внаслідок яких в матеріалі можуть проходити структурні зміни і зароджуватись поверхневі та внутрішні мікродефекти. За певних умов ці дефекти спричинюють руйнування матеріалу. Таким чином, для встановлення залишкового ресурсу роботи обладнання НПС необхідно оцінити зміни властивостей матеріалу після довготривалої експлуатації.

Для оцінки залишкового ресурсу нафтопроводів доцільно поряд з класичними підходами визначення змін механічних характеристик матеріалу обладнання НПС використовувати підходи лінійної механіки руйнування. Ці підходи базуються на визначенні характеристик опору матеріалу поширенню тріщин (в'язкості руйнування) з урахуванням умов експлуатації. Характеристики тріщиностійкості конструкційних матеріалів чутливі до структурних змін в металі, водневої деградації, зміни пластичності матеріалу.

Підсумовуючи викладене вище, на рисунку 2.9 подано фізичну модель взаємозв'язків описаних процесів і їхній вплив на спричинення зародження і розвитку руйнування в обладнанні НПС.

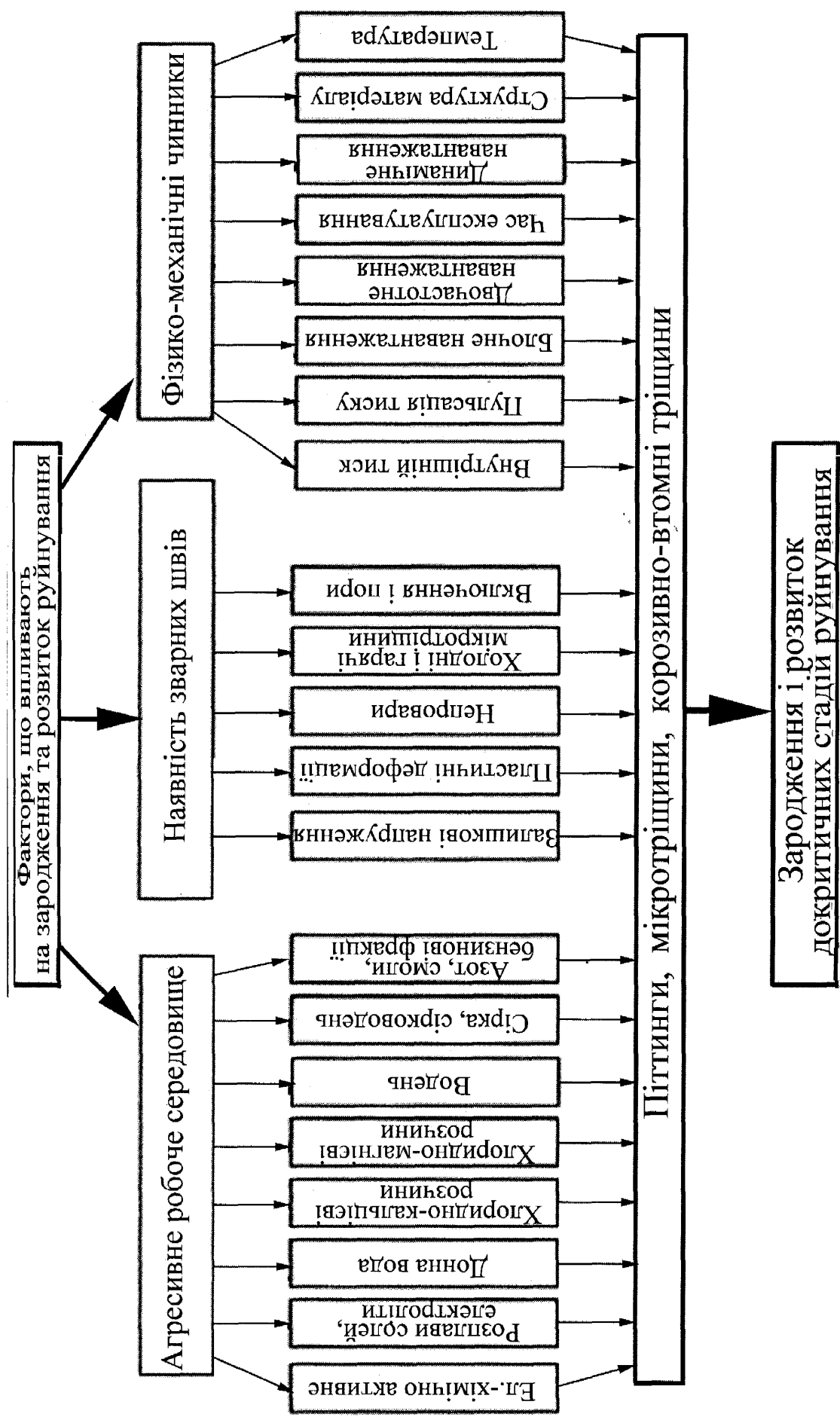


Рисунок 2.9 – Взаємозв'язок факторів, що діють на матеріал елементів працюючого обладнання НПС і спричинюють зародження і розвиток руйнування

2.3 Модель розрахунку залишкового ресурсу та алгоритм її реалізації

Як випливає із рисунка 2.9, а також із проведеного аналізу впливу різних чинників, серед найважливіших, які суттєво змінюють швидкість росту тріщин, а відтак і визначають ресурс агрегатів обладнання НПС, необхідно виділити фізико-механічні. Тут, у свою чергу, особливе місце посідають циклічні і статичні навантаження, наслідкам впливу яких на зародження та розвиток руйнування деградованих за час експлуатації (особливо у разі окрихчення) матеріалів нафтотранспортного обладнання відводиться головна роль [13]. Тому зупинимося детальніше на короткому розгляді цієї проблеми.

У складному процесі втомного руйнування досить чітко простежують окремі його стадії, які відрізняються характером незворотних змін, що відбуваються в матеріалі. У загальному виділяють такі три основні стадії [122, 123]: I – інкубаційну ; II – зародження тріщини і III – її докритичного підростання [124].

Для зародження втомного руйнування (появи тріщин) завжди необхідна деяка пластична деформація у вигляді смуг ковзання, що виходять на поверхню тіла, яке деформується. Це підтверджують не лише прямі візуальні спостереження, а й значна кількість непрямих. Наприклад, бездефектні монокристали (вуса) не піддаються втомному руйнуванню за дуже високих напружень, якщо перед цим вони не були пластично деформовані. Цілком узгоджується з такими уявленнями і те, що обробка поверхневого шару з метою надання йому високого опору до ковзання (пластичних зсувів) завжди призводить до підвищення втомної міцності. Цьому суперечило багато фактів зародження тріщин під поверхнею, особливо у високоміцних сталях. Однак згодом багато з них було пояснено явними дефектами під поверхнею: порожнинами, включеннями або локальними напруженнями. Утворення смуг ковзання ще не можна розглядати як руйнування хоча б тому, що цей процес оборотний, і після розвантаження і деякої термічної активації, в крайньому випадку стравленні поверхневого шару, початковий опір тіла втомі відновлюється. Тому I стадію,

яка має незначну тривалість, називають інкубаційною або підготовчою стадією втомного руйнування.

Утворення субмікротріщин у смугах ковзання біля границь блоків, зерен і двійників, поблизу частинок другої фази, включень тощо, що відбувається в результаті злиття дислокацій і вакансій, а також виникнення розривів, обумовлених концентрацією напружень, відповідає II стадії втомного руйнування – стадії розпушення матеріалу. На цій стадії мікротріщина формується і розвивається через наявні об'єми з дуже порушеною мікроструктурою. Поступово вона стає домінантним дефектом у даній частині матеріалу, щонайменше в об'ємі даного зерна. Розвиток мікротріщини на цій стадії має свій певний механізм і свої закономірності. Процес протікає більш нерівномірно – субмікротріщини ростуть і зливаються, перетворюючись у мікротріщини, тому що більший розмір мікротріщини, то менше утворюється субмікротріщин. Таким чином, II стадія характеризується порушеннями суцільності (субмікро– і мікротріщини), розмір яких одного порядку з розміром елементів структури матеріалу (зерен, блоків, включень).

III стадія починається, коли одна з мікротріщин, яка перебуває в найнесприятливіших умовах, перетинає межу одного, а потім декількох зерен і переростає в макротріщину. Руйнування, яке було спочатку більш-менш рівномірно розподілене в деформованому матеріалі, в основному в його приповерхневому шарі, поступово концентрується і, врешті-решт, повністю локалізується біля домінантної макротріщини, розвиток якої визначає подальше руйнування тіла.

Процес розвитку сформованої макротріщини контролюється вже не локальними умовами НДС в межах блоку чи зерна, а більш загальними інтегральними характеристиками матеріалу. У цьому випадку можна розглядати матеріал як деяке однорідне середовище, наділене властивостями макрооб'ємів реального матеріалу, які визначають під час випробувань. Характерним є те, що під час переходу від мікро- до макротріщини перша зароджується і поширюється переважно в площинах ковзання в напрямках, які є близькими до

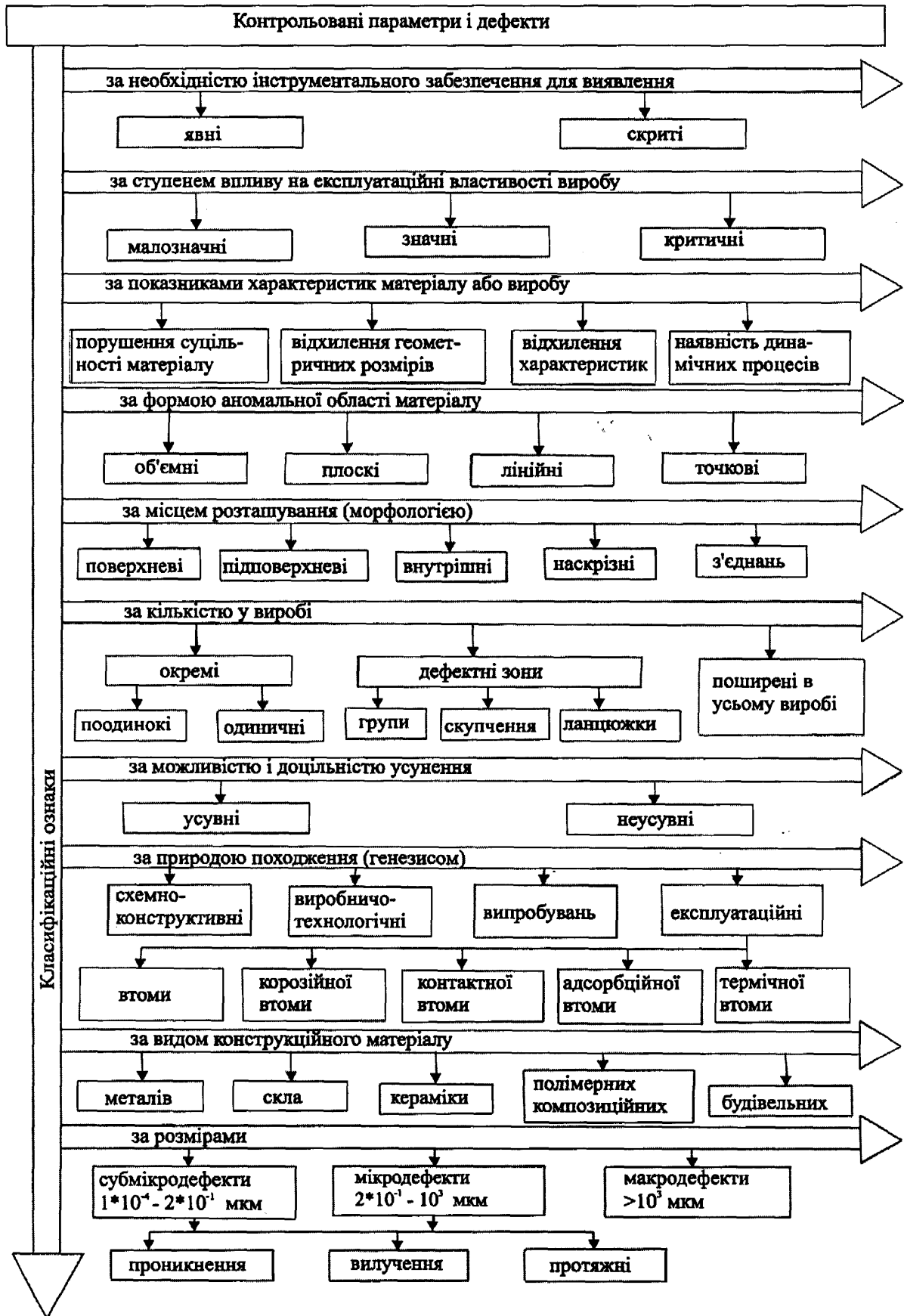
площин максимальних дотичних напружень, однак далі, досягнувши деякої довжини, вона менше або більше плавно змінює напрямок і поширюється (уже в макромасштабах) у площинах, перпендикулярних до максимальних нормальних напружень. Момент і деталі переходу залежать від структури і властивостей матеріалу, виду напруженого стану, середовища тощо. Хоча точної межі між мікро- і макротріщинами провести не можна, сукупність наведених вище ознак переконливо свідчить про те, що утворення макротріщини знаменує початок принципово нової стадії втомного руйнування. Ця стадія закінчується, коли макротріщина досягає критичного розміру.

Надалі тріщина росте спонтанно за рахунок енергії деформації тіла до повного поділу його на частини. Тривалість цієї (IV) стадії, як правило, невелика порівняно з попередніми і тому її зазвичай не беруть до уваги.

Тривалість періодів зародження та розвитку тріщини змінюється в широких межах і за різними оцінками, залежно від матеріалу, геометрії тіла і умов навантажування, становить від 30 до 90 % загальної довговічності. В області обмеженої довговічності матеріалу зі збільшенням рівня напружень тривалість стадії поширення макротріщини стає визначальною.

Такі загальні закономірності розвитку втомного руйнування гладких (без концентраторів) зразків матеріалу. Однак багато деталей машин і механізмів мають конструктивні концентратори напружень (див. табл. 2.1). Очевидно, що під час циклічного навантаження таких виробів біля основи концентратора відбуваються ті самі процеси, що й на поверхні гладкого зразка. Але навіть за невеликих зовнішніх напружень, внаслідок їх значної концентрації біля вершини надрізу, тріщини зароджуються вже після відносно невеликої кількості циклів навантаження. Крім того, дефекти типу тріщин можуть утворитися в матеріалі також внаслідок різних технологічних операцій (термообробки, прокатки, механічної обробки тощо). Ними можуть бути дефекти в зварних з'єднаннях.

Таблиця 2.1 – Класифікація дефектів конструкційних матеріалів, які наявні в елементах конструкцій [1]



Отже, у багатьох важливих з точки зору інженерної практики випадках, тривалість докритичного росту втомної тріщини визначає ресурс конструкції в цілому, а циклічна тріщиностійкість матеріалу, тобто його здатність чинити опір розвитку втомних тріщин, є важливою характеристикою, необхідною для розрахунку міцності і довговічності, а також вибору матеріалу для роботи в заданих умовах.

У другому випадку зона пластичних деформацій не мала і для описання процесу поширення тріщини не можна застосовувати методи лінійної механіки руйнування для квазікрихкого тіла. Така ситуація є часто характерною для перехідної стадії від інкубаційного періоду зародження втомної мікротріщини до її поширення як магістральної втомної макротріщини. Іншими словами, це стадія підростання зародженої мікротріщини до розмірів автотельної втомної макротріщини.

Якщо відомо залежність швидкості V поширення втомної тріщини від її розмірів S , то період N її росту від початкових $S_{поч}$ до кінцевих розмірів $S_{кін}$ легко визначити за відомим співвідношенням [124]

$$N = \int_{S_{поч}}^{S_{кін}} V^{-1}(S) dS, \text{ де } V \equiv dS/dN. \quad (2.3)$$

Тоді, загальна довговічність елемента металокопструкції, як період від початку зародження втомної мікротріщини до досягнення нею критичних розмірів, визначатиметься наступною сумою

$$N_{\partial} = N_i + \int_{S_0}^{S_1} V^{-1}(S) dS + \int_{S_1}^{S_{кр}} V^{-1}(S) dS, \quad (2.4)$$

де S_0 – елементарна площа новоутвореної поверхні зародженої мікротріщини, що, як правило, стрибкоподібно з'являється біля контура концентратора напружень через N_i циклів навантаження (інкубаційний період),

S_1 – мінімальна площа зародженої автотельної тріщини через N_1 циклів навантаження, $v(S)$ – швидкість підростання мікротріщини до автотельних розмірів, $S_{кр}$ – критична площа макротріщини за повного руйнування, $V(S)$ – швидкість росту автотельної макротріщини до досягнення нею критичних розмірів через N_2 циклів навантаження.

Отож, виходячи із викладеного вище, фізична модель протікання руйнування в обладнанні НПС може бути представлена у вигляді певних фізичних зв'язків, як показано на рис 2.10 і яка слугує основою алгоритму розрахунку залишкового ресурсу елементів НПС, які мають наявні макротріщини. В її основу закладено динамічні навантаження та наявність тріщин і водневого чинника, як найсуттєвіших факторів, що впливають на зародження і розвиток руйнування. З урахуванням цього далі проведено відповідні дослідження з метою отримання кількісних показників, що характеризують їх вплив.

Виходячи із запропонованої моделі, алгоритм розрахунку може бути представленим у виконанні такої послідовності дій:

1. Провести методами неруйнівного контролю діагностику елементів обладнання НПС на предмет виявлення макротріщин.
2. У випадку виявлення оцінити їх розмір та орієнтацію у матеріалі.
3. З урахуванням режимів експлуатації визначити робоче напруження у у перерізі матеріалу.
4. Визначити товщину стінки елемента конструкції з наявною макротріщиною та параметри циклу навантаження (амплітуду, частоту, асиметрію циклу).
5. За наявними довідниковими чи експериментально встановленими даними визначити необхідні для розрахунку залишкової довговічності елемента конструкції механічні характеристики та статичну тріщиностійкість напрацьованого матеріалу (σ_0 , K_{IC} чи K_{IAE}).
6. Провести розрахунок кінетики поширення наявної макротріщини, виходячи з енергетичного підходу механіки руйнування.



Рисунок 2.10 – Фізична модель алгоритму розрахунку залишкового ресурсу елементів НПС

7. Розрахувати залишковий ресурс елемента конструкції з тріщиною, виходячи з кінетики поширення макротріщини.
8. На підставі розрахунків прийняти рішення щодо можливості оптимальної подальшої експлуатації обладнання НПС з наявною макротріщиною або проведення необхідних ремонтних робіт.

Висновки до розділу 2:

1. Обладнання НПС під час експлуатації зазнає дії різних фізико-механічних чинників, які призводять до деградування його матеріалів, а відтак і до передчасного виходу з ладу шляхом зародження та поширення руйнування.
2. Як показали результати обстежень реально діючих наземних та підземних елементів конструкцій НПС, найпоширенішими дефектами є тріщини, які мають довільну орієнтацію як на поверхні, так і в об'ємі матеріалу.
3. Найсуттєвіше на тріщиноутворення впливають механічні навантаження (особливо циклічні і динамічні), які зумовлюють передчасне зародження та розвиток цих дефектів, особливо в окрихченому матеріалі обладнання.
4. Негативний вплив на окрихчення та тріщиностійкість має водень, який інтенсивно дифундує в атомарному стані, а також агресивні робочі середовища, що прискорюють деградацію трубних сталей у взаємодії із механічними напруженнями.
5. Визначальним фактором для оцінки залишкової довговічності елементів обладнання НПС є циклічні (малоциклова та багатоциклова втома) та динамічні навантаження, які в окремих випадках можуть перевищувати межу текучості σ_T і навіть досягати межі міцності матеріалів.

РОЗДІЛ 3

ВИПРОБУВАННЯ МАТЕРІАЛІВ НА ВТОМУ ЗА ВИСОКИХ ЗНАЧЕНЬ НАПРУЖЕНЬ У ЦИКЛІ

Втома, як один із видів руйнування, є причиною експлуатаційних пошкоджень переважної більшості сучасних інженерних споруд, в тому числі і внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів та іншого обладнання НПС. Тому проблема їх міцності та герметичності під час дії повторно-змінних навантажень, є однією з найбільш актуальних [84, 125, 126]. Як показано у попередньому розділі, під час експлуатації нафтотранспортного обладнання з різних технологічних причин в його матеріалах можуть виникати високі механічні напруження, що сягають межі текучості, а у випадках короткочасних динамічних навантажень за нештатних ситуацій – і перевищувати її. Це зумовило проведення досліджень, які викладено у даному розділі, на предмет оцінки стійкості матеріалу до таких перевантажень, використовуючи з цією метою повну діаграму втомного руйнування (криву Веллера) [12]. Такий підхід дозволяє визначити кількість циклів динамічного навантаження, моделюючи його малоцикловою втомою.

Маючи криву залежності кількості циклів навантаження матеріалу від різних високих напружень у циклі, можна прогнозувати (з деяким наближенням) час безпечної експлуатації обладнання НПС, знаючи частоту динамічних змін внутрішнього тиску у нафтопроводах чи кількість технологічних зупинок та пусків за певний (річний) проміжок часу.

Для побудови вище згаданої залежності використовували зразки з матеріалу труб аварійного запасу, які були виготовлені з різних марок сталі. Їх випробовували на спеціально розробленому для цього обладнанні, а відтак і проводили натурні експерименти на вирізаних з експлуатованого трубопроводу секціях труб (моделях). Результати розробок необхідного експериментального обладнання та проведених експериментальних досліджень, що викладені нижче, опубліковано у працях [71, 127, 128].

3.1 Деякі загальні поняття про втомне руйнування конструкційних матеріалів

Види циклічного втомного навантаження. Цикл навантаження – це сукупність послідовних значень змінних напружень за один період їх зміни [12]. Найважливішими параметрами циклу навантаження є (рисунку 3.1) [129]:

1. Максимальне (σ_{\max}) і мінімальне (σ_{\min}) значення напруження циклу.
2. Розмах напруження циклу: $\Delta\sigma = \sigma_{\max} - \sigma_{\min}$.
3. Амплітуда напруження: $\sigma_a = 0,5(\sigma_{\max} - \sigma_{\min})$.
4. Середнє напруження циклу: $\sigma_m = 0,5(\sigma_{\max} + \sigma_{\min})$.
5. Коефіцієнт асиметрії циклу навантаження: $R = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}$.
6. Частота і період навантаження: $f = 1 / T$.

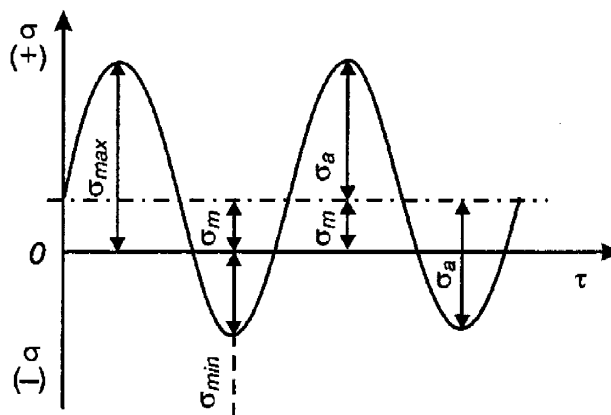
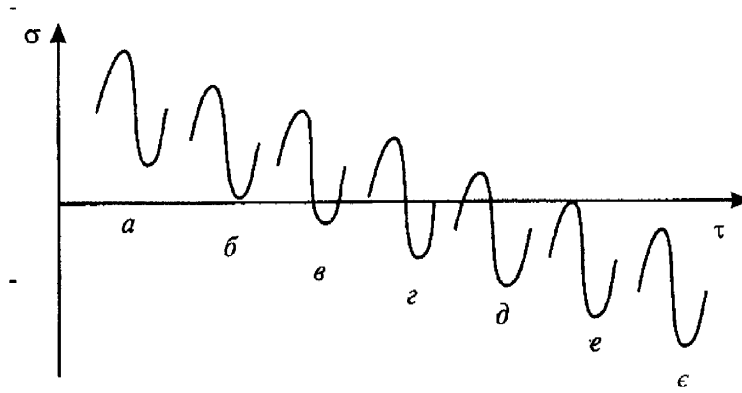


Рисунок 3.1 – Загальна схема визначення найважливіших параметрів циклу навантаження

У залежності від значення коефіцієнта асиметрії циклу навантаження R розрізняють такі види циклів навантаження (рисунку 3.2).

1. Знакопостійні: розтягуючі ($0 < R < 1$) і стискаючі ($1 < R$).
2. Знакозмінні: симетричний ($R = -1$), переважно розтягуючий (пульсуючий розтягу) ($-1 < R < 0$) і переважно стискаючий ($-\infty < R < -1$) – пульсуючий стиску.
3. Віднульовий розтягуючий ($R = 0$) і віднульовий стискаючий ($R = -\infty$).



a – розтягуючий ($0 < R < 1$); $б$ – віднульовий ($R = 0$); $в$ – переважно розтягуючий ($-1 < R < 0$); $г$ – симетричний ($R = -1$); $д$ – переважно стискаючий ($-\infty < R < 1$);
 $е$ – віднульовий стискаючий ($R = -\infty$); $є$ – стискаючий ($1 < R$)

Рисунок 3.2 – Види знакопостійних ($a, є$), знакозмінних ($в, г, д$) і віднульових ($б, е$) циклів навантаження [129]

Форма циклу (рисунок 3.3) визначає тривалість витримки за заданого рівня напружень. Вона значно впливає на час до зародження втомної тріщини і, в меншій мірі, на час поширення тріщини [130]. Цей вплив особливо посилюється за високотемпературного втомного руйнування.

Крім того, до основних видів навантаження відносять навантаження внутрішнім тиском.

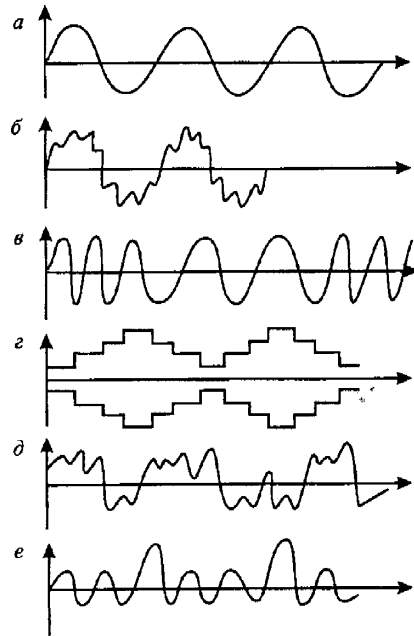
Для випробувань на втому використовують два види навантаження:

- м'яке навантаження – із заданим розмахом навантаження (напруження);
- жорстке навантаження – із заданим розмахом деформації.

У першому випадку заданою величиною є навантаження; вона практично постійна протягом усього часу випробування. У цьому випадку переміщення кінематично не обмежене і може змінюватися залежно від зміни жорсткості навантажувальної системи в період поступового зростання втомної тріщини. М'яке навантаження більш широко поширене в промислових конструкціях і деталях машин, ніж жорстке.

За жорсткого навантаження заданою величиною є кінематично обмежене переміщення, постійне на всьому протязі випробування, включаючи період

зменшення жорсткості зразка або деталі під час розвитку втомної тріщини. За жорсткого навантаження зусилля змінюється залежно від зміни жорсткості навантажувальної системи.



a – з постійними амплітудами за синусоїдальної (гармонійної) форми циклів, *б* – бігармонійний; *в* – зі змінною частотою; *г* – програмований блочний цикл; *д* – довільний цикл; *е* – з перевантаженням у гармонійному циклі

Рисунок 3.3 – Різні форми зміни амплітуди напруження циклу

Вважається, що вид навантаження практично не впливає як на значення межі витривалості матеріалу, так і на значення величин обмеженої довговічності за великих перевантажень. У той же час є дані [130], що жорстке навантаження призводить до більш ранньої появи мікроскопічних тріщин в матеріалі, а м'яке навантаження – до більшої довговічності зразків з тріщиною.

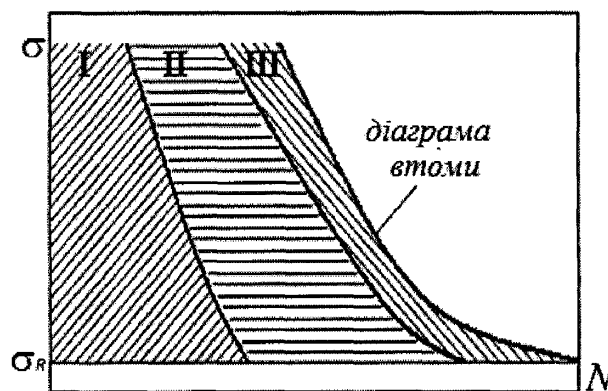
Важливою характеристикою циклічного навантаження є частота циклу. Відповідно до існуючих способів випробувань на витривалість і реальних умов експлуатації машин і споруд, частоти циклу ділять на [12]:

- квазістатичне навантаження $f < 0,1$ Гц;
- низькочастотне навантаження $0,1 < f < 10$ Гц;
- середньочастотне навантаження $10 < f < 100$ Гц;

- високочастотне навантаження $100 < f < 10000$ Гц;
- область ультразвукових частот $f > 10000$ Гц.

Крива Веллера. Експлуатаційне навантаження за характером створеного у виробках напруженого стану буває досить складним, проте зазвичай виділяють домінуючий тип навантаження і відповідний йому напружений стан. До типів навантаження, які зустрічаються найбільш часто, відносять: чистий і поперечний згини, осьовий розтяг (стиск), кручення, навантаження внутрішнім тиском.

Основним базисним документом, що дає уявлення про опір втомному руйнуванню зразка, який досліджують, слугує діаграма втоми (крива Веллера) [12]. Вона будується на основі використання 8–10 зразків, що випробовуються за різних напружень σ з дотриманням ідентичності частоти, форми циклу і коефіцієнта асиметрії R . Діаграма втоми зазвичай носить специфічний асимптотичний характер з виходом її нижньої частини на рівень напружень, за яких деталь не руйнується (рисунок 3.4). Вказане максимальне напруження σ_R , що відповідає заданій базі випробовування, називають границею втомної витривалості. Для низки матеріалів існує фізична границя витривалості, що може бути встановлена на базі випробувань $5 \cdot 10^6 - 10^7$ циклів.



I – зміцнення, розміцнення; *II* – зародження тріщини; *III* – поширення тріщини

Рисунок 3.4 – Стадії процесів втоми [12]

У зв'язку зі специфікою експлуатації багатьох виробів будують так звані повні діаграми втоми, для яких початок координат відповідає $\frac{1}{4}$ циклу

навантаження і напруженню статичного розриву. У загальному випадку повна діаграма втоми має вигляд, як на рисунку 3.5.

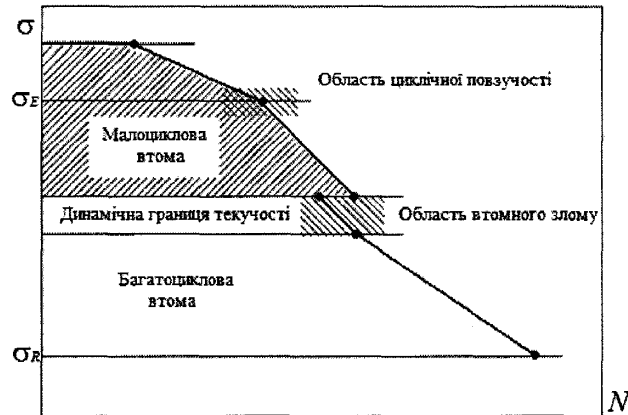


Рисунок 3.5 – Схематичне зображення повної діаграми текучості [12]

У верхній частині розташована область квазістатичної втоми, яку ще називають областю циклічної повзучості. За напружень, що перевищують динамічну межу текучості, знаходиться область малоциклової втоми. Область обмеженої витривалості за ресурсу, який перевищує $5 \cdot 10^4$ циклів, відноситься до багатоциклової втоми.

Процес втоми ділиться на три стадії:

1 – протікання в металі процесів зміцнення а також і зворотних процесів, котрі створюють різноманітні закономірності в залежності від природи металу і умов навантаження.

2 – утворення тріщин у невеликих приповерхневих об'ємах, що супроводжується виникненням концентраторів напружень в цих об'ємах.

3 – поширення тріщин, що закінчується повним руйнуванням виробу.

Важливим засобом дослідження процесу втоми є вивчення втомних зломів (фрактографія втомного руйнування) [131].

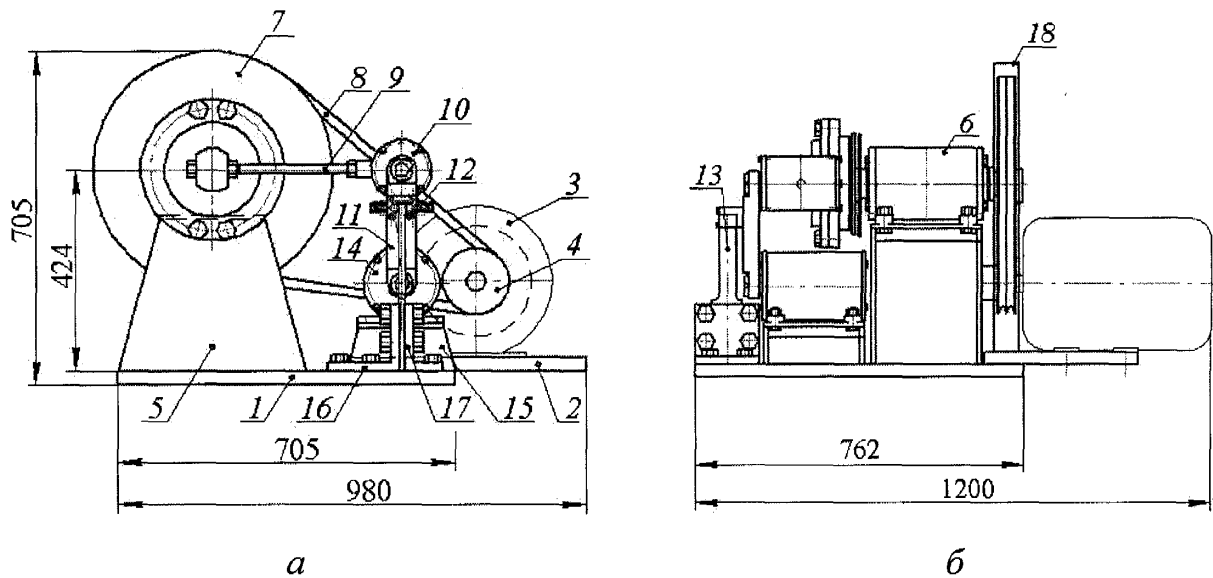
Отож, ураховуючи викладене, нами для побудови діаграми Веллера за результатами випробувань зразків трубних сталей вибрано поперечний згин консольно-закріплених прямокутних у перерізі зразків в одній площині жорстким навантаженням синусоїдальної форми з асиметрією циклу $R = -1$, при цьому експерименти проводили у діапазоні низьких частот (приблизно 4 Гц).

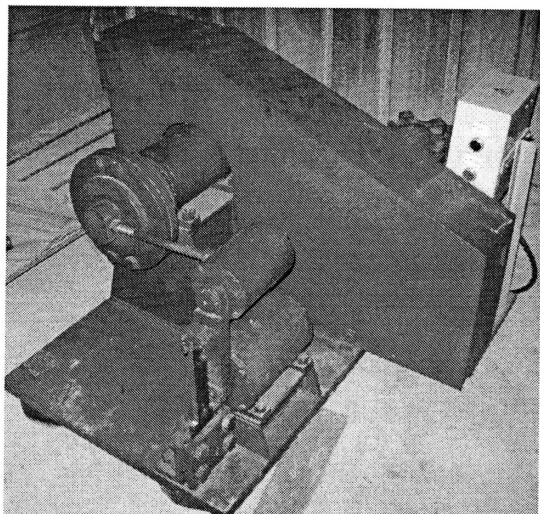
Саме за такої асиметрії циклу виникають найгірші умови втомних випробувань, тому отримані результати підуть у запас міцності, оскільки реальне обладнання працює за пульсуючих розтягальних напружень у циклі з коефіцієнтом асиметрії циклу $R < 1$.

3.2 Розроблення для проведення втомних випробувань

Для проведення втомних випробувань трубних сталей, нами розроблено та виготовлено спеціальну установку, в якій реалізовано жорсткий тип циклічного навантаження [128]. На рисунку 3.6 приведено будову випробувальної установки та її загальний вигляд.

До основи 1 приварено плиту 2, на якій закріплено електродвигун 3 типу АІММ 132 56У25 (потужність $N = 5,5$ кВт, кількість обертів $n = 960$ об/хв.). На валу електродвигуна призматичною шпонкою зафіксовано шків 4.





в

Рисунок 3.6 – Конструкція (а, б)
та загальний вигляд (в)
випробувальної установки

Також до основи 1 приварено тумбу 5, на якій встановлено блок з ексцентриком 6, що складається з корпусу, двох кришок і вала, що обертається на двох підшипниках. На валу блока зі сторони електродвигуна на призматичній шпонці встановлено шків 7, з'єднаний зі шківом електродвигуна двома клиновидними пасами 8. З протилежної сторони на валу блока на призматичній шпонці встановлено диск з ексцентриситетом 7,5 мм, на конусній радіальній поверхні якого зафіксовано диск з підшипником. Між собою диски стягуються гайкою.

На зовнішню обойму підшипника встановлено корпус ексцентрика, з'єднаний з його кришкою, в якій закріплено шпильку 9, на іншому кінці якої знаходиться верхній блок 10. Блок складається з корпусу, двох кришок і вала, який обертається на двох підшипниках. На валу гайкою закріплена вертикально рухома пластина 11, у верхній частині якої встановлено вилку 12 з двома циліндричними вставками, в яку заходить верхня частина дослідного зразка 13.

В нижній частині рухома пластина 11 закріплена на валу нижнього блока 14, який зафіксовано на малій тумбі 15, що приварена до основи 1. Нижній блок, у свою чергу, складається з корпусу, двох кришок і вала, який обертається на двох підшипниках.

Дослідний зразок 13 в нижній частині затискається чотирма болтами між нерухомим кутником 16, який прикріплений до основи 1, та рухомим кутником 17, який також жорстко прикріплений до основи 1.

Пасова передача закрита захисним кожухом 18, що встановлений на цій же основі.

Установка працює так:

Крутний момент від електродвигуна через клинові паси передається на блок ексцентрика, який через шпильку надає зворотно-поступального руху верхньому блоку, що відповідно призводить до коливального руху пластини.

Дослідний зразок в нижній частині закріплений між рухомим і нерухомим кутниками, а у верхній частині вставлений у вилку пластини. Частота коливань пластини змінюється заміною пар шківів електродвигуна і блока з ексцентриком і може мати дискретні значення 8 і 4 Гц.

Амплітуда коливань верхнього блока встановлюється під час обертання диска з підшипником відносно диска на валу блока з ексцентриком і може становити від 0 до 30 мм. Вона вимірюється під час випробувань індикатором годинникового типу з точністю 0,005 мм.

3.3 Результати експериментальних досліджень та їх тлумачення

Для випробувань гладких зразків трубних сталей на створеній установці в діапазоні навантажень трубної сталі, що відповідають області обмеженої довговічності, нами використано матеріали труб аварійного запасу, механічні характеристики яких приведені у таблиці 3.1. Поряд з цим для порівняння отриманих характеристик втрати вихідного матеріалу з напрацьованим, випробовували 3 зразки зі сталі 19Г, які мали приблизно однакові дефекти у вигляді корозивної язви з глибиною кратера $h = 4$ мм. Матеріал для виготовлення цих зразків працював в умовах експлуатації вихідного колектора проміжної НПС на ділянці «Мозир – Броди» нафтопроводу «Дружба» близько 48 років.

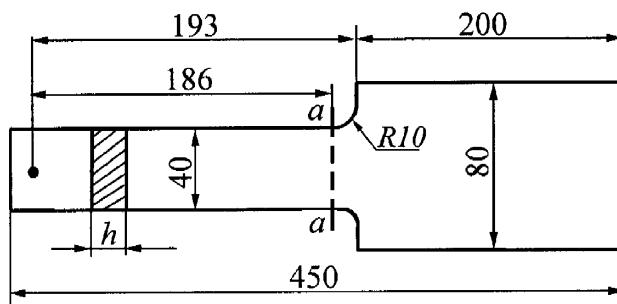
Таблиця 3.1 – Механічні характеристики сталей

Марка сталі	Межа текучості, σ_{02} , МПа	Межа міцності, σ_b , МПа	Відносне видовження, δ , %	Джерело інформації
13ГС	353	510	20	[132]
13Г1С–У	382	540	20	[132]
12Г2С	343	490	20	[132]
Ст. 20	290	440	34	[133]
19Г	323	480	22	[132]

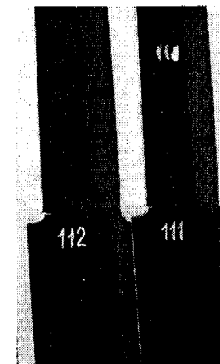
Прикладене навантаження змінювали з частотою 4 Гц з коефіцієнтом асиметрії циклу $R = -1$. Визначення максимальних напружень проводили за відомою величиною переміщення верхнього захопа установки, використовуючи залежність [134]

$$\sigma_{\max} = 3Eh\nu / 2L^2, \quad (3.1)$$

де E – модуль пружності; h – товщина зразка; ν – прогин зразка, що дорівнює половині амплітуди, яку вимірюють у фіксованій точці (рис. 3.8); $L=186$ мм – розмір згідно із рисунком 3.7.



а



б

лінія $a-a$ – лінія зламу; точкою позначено місце вимірювання переміщення зразка у циклі навантаження

Рисунок 3.7 – Розміри зразків для випроб (а) та їх загальний вигляд після

експерименту (б)

На рисунку 3.8 показані зразки з корозивними язвами та схеми контурів їх кратерів.

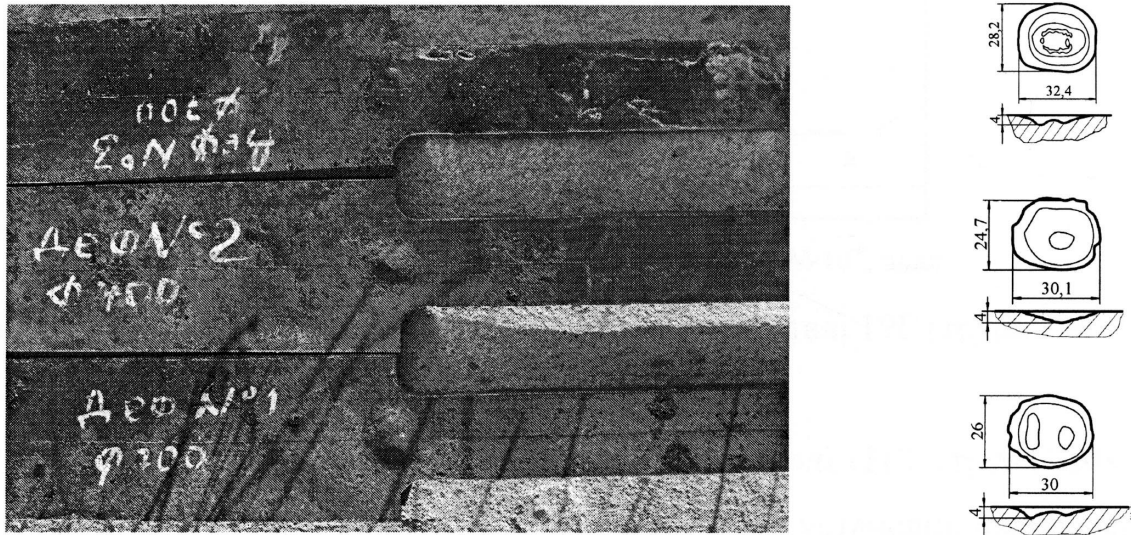
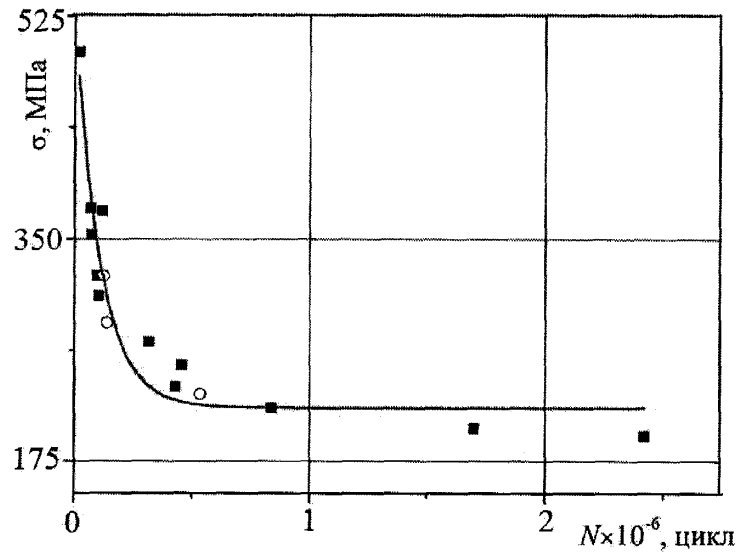


Рисунок – 3.8 Зразки з корозивними виразками (зліва) та відповідні їм контури кратерів виразок (труба 720×10, сталь 19Г)

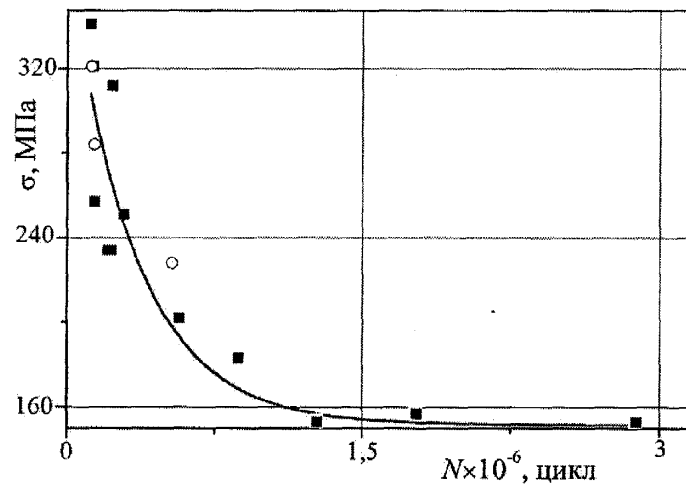
Таким чином, за залежністю (3.1), маючи задані переміщення, можна встановити величину номінальних напружень по лінії $a-a$ (рис. 3.7) злому зразка. Виходячи з цього і проводили випроби. Їх методика полягала в тому, що зразок встановлювали спочатку у нижній нерухомий захоп і жорстко його фіксували у ньому. Після цього вільний кінець закріплювали у рухомому захопі та виставляли відповідну амплітуду переміщень у циклі за допомогою ексцентрика і фіксували її за допомогою тяги. Далі включали установку та вимірювали кількість циклів навантаження до повного руйнування зразка.

На рисунках 3.9 – 3.12 приведено графіки за результатами втомних випробувань зразків трубних сталей, на які накладено експериментальні дані, отримані для зразків з корозивними ушкодженнями, а на рисунку 3.13 суміщено криві їхнього апроксимування, одержані методом найменших квадратів.



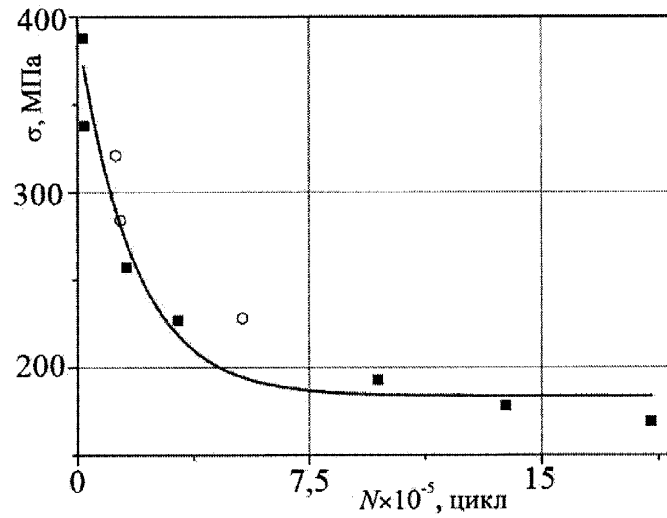
світлі кружечки – суміщені дані випроб зразків зі сталі 19Г (труба 720×11) з корозивними виразками.

Рисунок 3.9 – Діаграма втоми для зразків зі сталі 13ГС (труба 720×11), побудована за даними випробувань на розробленій установці, що проведені за запропонованою вище методикою



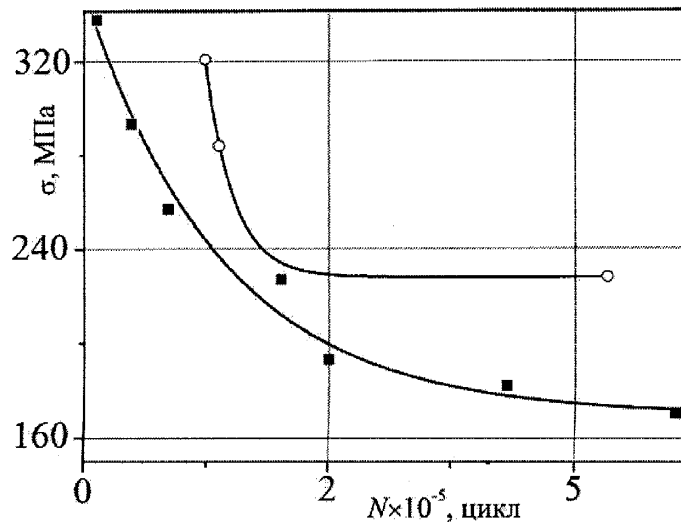
світлі кружечки – суміщені дані випроб зразків зі сталі 19Г (труба 720×11) з корозивними виразками

Рисунок 3.10 – Діаграма втоми для зразків зі сталі 13Г1С-У (труба 720×11)



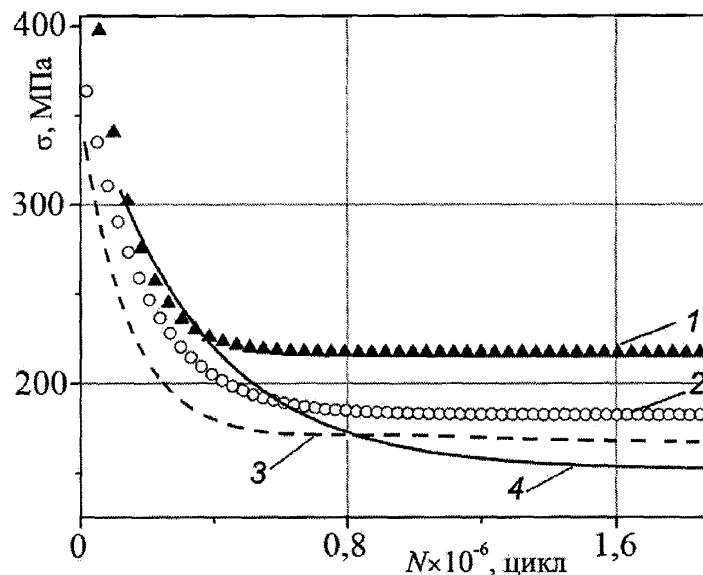
світлі кружечки – суміщені дані випроб зразків зі сталі 19Г (труба 720×11) з корозивними виразками

Рисунок 3.11 – Діаграма втоми для зразків зі сталі 12Г2С (труба 530×8)



верхня крива – апроксимація даних випроб зразків зі сталі 19Г (труба 720×11) з корозивними виразками

Рисунок 3.12 – Діаграма втоми для зразків зі сталі 20 (труба 426×8)



1 – сталь 13ГС; 2 – сталь 12Г2С; 3 – сталь 20; 4 – сталь 13Г1С-У

Рисунок 3.13 – Криві апроксимації результатів експерименту на різних зразках трубних сталей

Як бачимо, найкращі характеристики втоми виявилися у сталі 13 ГС, а найгірші – у сталі 13Г1С-У, про що свідчить як поріг витривалості, так і максимальні напруження циклу.

Експериментальні дані апроксимували степеневою залежністю

$$\sigma = y = A_1 \exp(-x/t_1) + y_0, \quad (3.2)$$

де A_1 , t_1 , y_0 – параметри апроксимації (див. таблицю 3.2); x – кількість циклів навантаження.

Таблиця 3.2 – Числові коефіцієнти апроксимаційних кривих

Марка сталі	A_1	t_1	y_0	r
13ГС	305	108709	217	0,90084
13Г1С-У	221	339594	152	0,85396
Ст20	181	139490	169	0,97771
19Г	6697	28783	228	1,0
12Г2С	201	180003	182	0,95659

Примітка: r – коефіцієнт кореляції функції апроксимування.

Маючи такі дані, можна для будь-яких значень напружень знайти кількість циклів навантаження до руйнування і навпаки, розв'язавши рівняння відносно змінної x (залежність (3.3))

$$N = x = t_1 \times \ln[A_1 / (\sigma - y_0)]. \quad (3.3)$$

Це означає, що за цими результатами експериментальних досліджень можна визначати довговічність елемента трубопроводів обв'язки та обладнання НПС з точки зору впливу втоми в області обмеженої довговічності матеріалу, яка зумовлена перевантаженнями під час динамічного наростання тиску нафти у трубопроводах обв'язки тощо. Сказане впливає із таких міркувань, що ґрунтуються на відомих літературних даних.

Розглядаючи окремі добові реалізації процесу зміни тиску, автори [135] показали квазістатичний характер його зміни, а відтак і характер зміни напружень у матеріалі обладнання НПС. Однак, якщо проаналізувати процес експлуатації нафтопроводу за досить тривалий період часу, наприклад за рік, то внутрішній тиск тим паче не можна назвати стаціонарним. Вони показують на підставі статистичного аналізу 4×10^5 значень тиску експлуатаційної навантаженості однієї з лінійних ділянок нафтопроводу в Білорусії, що тиск у нафтопроводі є випадковою величиною. Встановлено, що розмах тиску знаходиться в інтервалі від 0,4 до 3,7 МПа і є змінним в будь-якому режимі експлуатації. Його середньодобове максимальне відхилення (Δp_{\max}) від середньорічного (p_*) перевищує 2 МПа, що становить більше 50 % від найбільшого тиску. Крім того виявлено, що параметри процесу навантаження різні в різні пори року і можуть бути наближено описані нормальним законом розподілу. На підставі цих даних запропоновано розраховувати ймовірність відмови F трубопроводу за критерієм втомного руйнування

$$F = \Phi \left(-\frac{\sigma_{-1} - \sigma_o}{\sqrt{S_{\sigma_{-1}} + S_{\sigma_o}}} \right) \quad (3.4)$$

де Φ – функція розподілу нормованої випадкової величини (функція Лапласа); σ_{-1} – середнє значення границі витривалості; $S_{\sigma_{-1}}$ – середньоквадратичне відхилення границі витривалості; σ_o – усереднене значення кільцевих напружень; S_{σ_o} – середньоквадратичне відхилення усереднених значень кільцевих напружень. За даними розрахунків побудовані залежності ймовірності відмови нафтопроводу до і після експлуатації від кільцевих і показано, що за проектного тиску ймовірність втомного руйнування труби після тривалої експлуатації (34 роки) збільшилась приблизно на 2 порядки. Це означає, що подальша експлуатація обладнання нафтопроводу пов'язана з порушенням гарантій безпеки.

У праці [136] також наголошується, що навантаженість труб лінійних ділянок нафтопроводу виявляє циклічний характер. Підкреслено, що їхня працездатність і експлуатаційна довговічність визначається опором втоми трубної сталі. Як показав аналіз, за тридцятирічний термін експлуатації реалізується не більше 5×10^5 циклів, а опір втоми зразків трубної сталі після тривалої експлуатації (34 роки) істотно нижчий, ніж до експлуатації. Цей висновок справедливий як для основного металу, так і для зварних з'єднань. Встановлено, що проходить деградація матеріалу, що досягає приблизно 15 ...17% після 34 років експлуатації.

Для елементів обладнання нафтопроводів, які мають великі небезпечні зони втоми, наприклад трубопроводи тощо, автори праць [137, 138] пропонують випробувувати не всю модель, а окремі зразки-вирізки з неї. Оскільки значення границь втоми деталі і такої моделі можуть відрізнитися внаслідок масштабного ефекту, то для переходу від характеристик втоми моделі до аналогічних характеристик для деталі пропонується метод локально-масштабного моделювання. Сутність даного методу в тому, що за результатами

випробовувань вирізок з моделі визначають характеристики опору втомі і параметри розподілу границі втоми моделей. А далі визначають параметри натурної деталі з урахуванням теорії екстремальних значень і моделі слабкої ланки. Для отримання характеристик опору втомі натурної деталі на основі результатів випробовування моделей автор [137] пропонує методику, яка ґрунтується, наприклад, на підрахунку кількості зерен в небезпечному перерізі моделі і деталі. Дана методика перевірена за результатами випробовування гідравлічним тиском закритих на торцях труб в кількості 90 зразків по 10 зразків на кожному рівні напружень.

Авторами [139] обґрунтовано вибір моделей-вирізок для оцінки довговічності підводних трубопроводів і проведено порівняння з результатами випробовувань натурних труб [140, 141]. Довговічність їх в результаті випробовувань за напружень 221, 230 і 224 МПа відповідно дорівнювала 1872, 4445 і 9265 циклів. Як видно з рисунка 3.14, урахувавши існуюче розсіювання довговічності можна зробити висновок про можливість використання запропонованого методу оцінки довговічності трубопроводів за результатами випробовування їх моделей-вирізок.

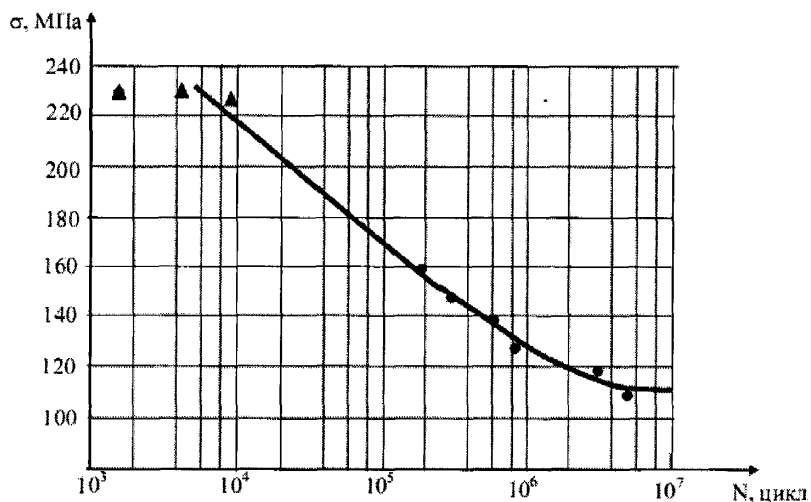


Рисунок 3.14 – Залежність довговічності моделей-вирізок підводного газопроводу (кружечки) та натурних труб (трикутники) діаметром 720 і 820 мм за результатами втомних випроб[141]

Таким чином, отримані нами експериментальні дані дають змогу оцінювати залишкову довговічність обладнання НПС з урахуванням їх терміну експлуатації, який дає додатковий внесок до зниження кількості циклів навантаження. Суть оцінки полягає в тому, що маючи частоту динамічних навантажень легко визначаємо час безпечної експлуатації, поділивши розраховану максимальнодопустиму кількість циклів на частоту. Частота динамічних навантажень визначається експлуатаційниками в залежності від умов роботи трубопроводів та обладнання НПС.

3.4 Результати натурних випробувань котушок нафтопроводів

Забезпечення необхідних показників надійності й безпеки може бути досягнуте науково-технічними рішеннями, які включають в себе комплексну оцінку надійності із застосуванням експериментальних, розрахункових, ймовірнісних методів, статистичної обробки інформації, розрахунків міцності з урахуванням режимів роботи і термінів експлуатації, складання прогнозів працездатності.

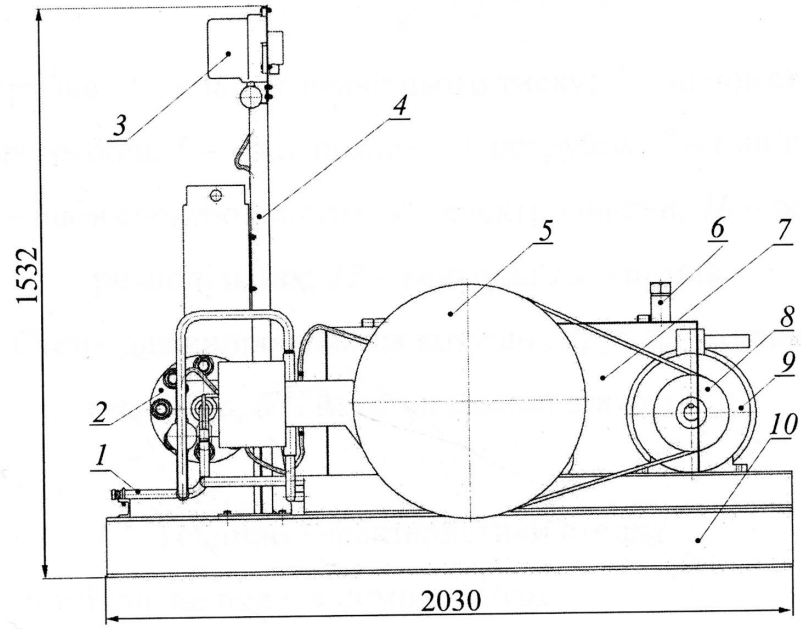
Обладнання нафтопроводів, навіть після проведення їхнього якісного неруйнівного контролю, має різного роду дефекти, що виникли у процесі виробництва, транспортування, зберігання, будівництва, експлуатації та ремонту. Одним з поширених методів контролю якості будівництва, експлуатації і капітального ремонту є гідравлічне випробування обладнання. Зазвичай тиск випробування P_u в 1,25 рази більший робочого, але при цьому виявляються лише критично небезпечні (великі за розмірами) дефекти. Дрібніші залишаються в матеріалі об'єкту контролю не виявленими і після гідравлічних випробувань можуть змінити свою форму і розміри. Це в існуючих розрахунках не враховується для прогнозування працездатності обладнання нафтопроводу [142].

Розрахунки, що наведено в нормативній документації на міцність, не враховують в явному виді характеристики малоциклового руйнування, а також

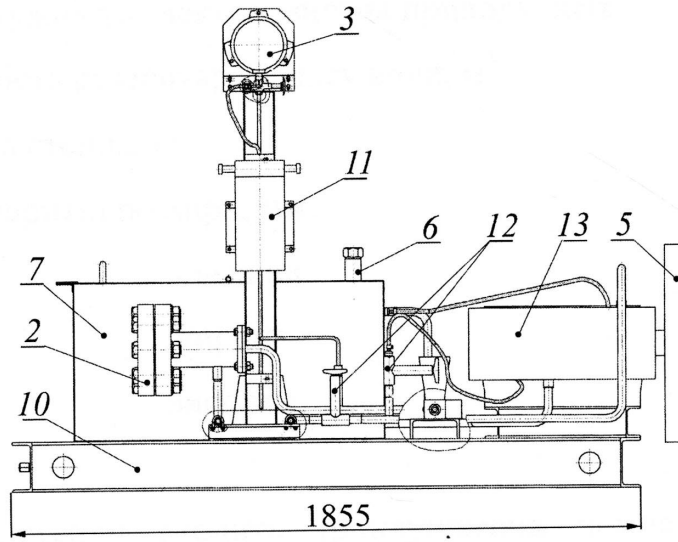
фактор впливу експлуатаційних навантажень. Це викликає необхідність проведення спеціальних півнатурних експериментальних випробувань роботи обладнання за внутрішніх тисків, що відповідають експлуатаційним, з метою визначення особливостей їхнього опору втомі за повторно-статичних навантажень. Саме такі випробування дають реальну оцінку втомі натурних об'єктів за наявності у них неврахованих прихованих дефектів, хоча й вимагають значних матеріальних затрат.

3.4.1. Розроблення та виготовлення випробувального стенда. Для проведення дослідних випроб котушок труб шляхом створення внутрішнього тиску водою використовували помпувальну установку УІ 1/200 ЦК (рисунок 3.15). Створений на її основі стенд для проведення циклічних гідравлічних випробувань дослідних котушок труб (далі – стенд) призначений для випроб трубопроводів на міцність та герметичність, в тому числі й за циклічної зміни випробного тиску. Його кліматичне виконання – У (помірний клімат), категорія розміщення – 2 (на відкритому повітрі під навісом) згідно ГОСТ 15150-69, при цьому гранично можлива температура навколишнього повітря при експлуатації: максимальна +35 °С, а мінімальна +5 °С. Гранично можлива температура зовнішнього повітря під час транспортування: максимальна +40°С; мінімальна -40°С.

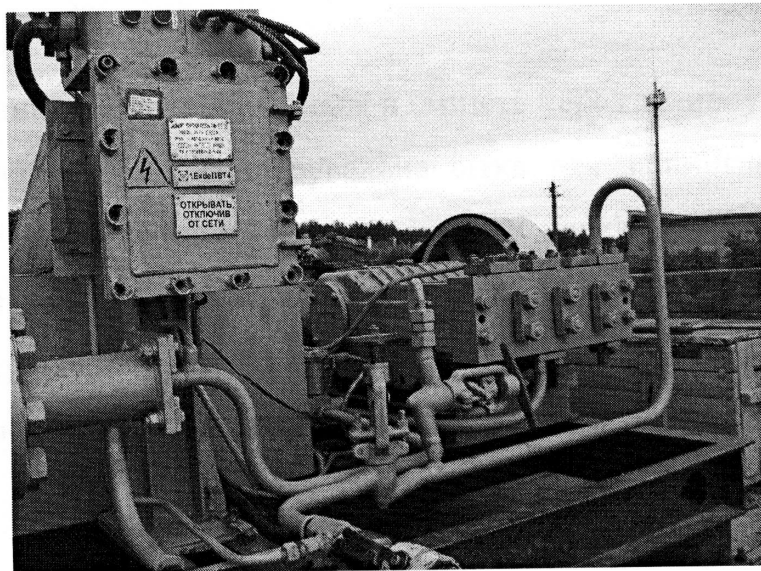
Стенд призначений для експлуатації у вибухонебезпечній зоні класу 2 з категорією вибухонебезпечної суміші ПА, групи ТЗ згідно ДНАОП 0.00-1.32-01.



a



б



в

1 – зливна трубка; 2 – клапан зворотнього тиску; 3 – манометр; 4 – стійка вимірювальних засобів; 5 – шків помпи; 6 – патрубок; 7 – ємність для робочої рідини; 8 – шків електродвигуна; 9 – електродвигун; 10 – основа; 11 – розподільник; 12 – вентиль; 13 – помпа

Рисунок 3.15 – Стенд для випробування котушок труб внутрішнім гідравлічним тиском (а, б) і його загальний вигляд (в):

Технічні характеристики стенду

- номінальна подача помпи, м ³ /год.	1
- номінальний тиск помпи, МПа	20
- потужність електродвигуна приводу, кВт	15
- ємність резервуара запасу води, м ³	0,5
- маса стенда, кг	1500 ± 5
- габаритні розміри, мм:	
довжина	2030
ширина	1855
висота	1530

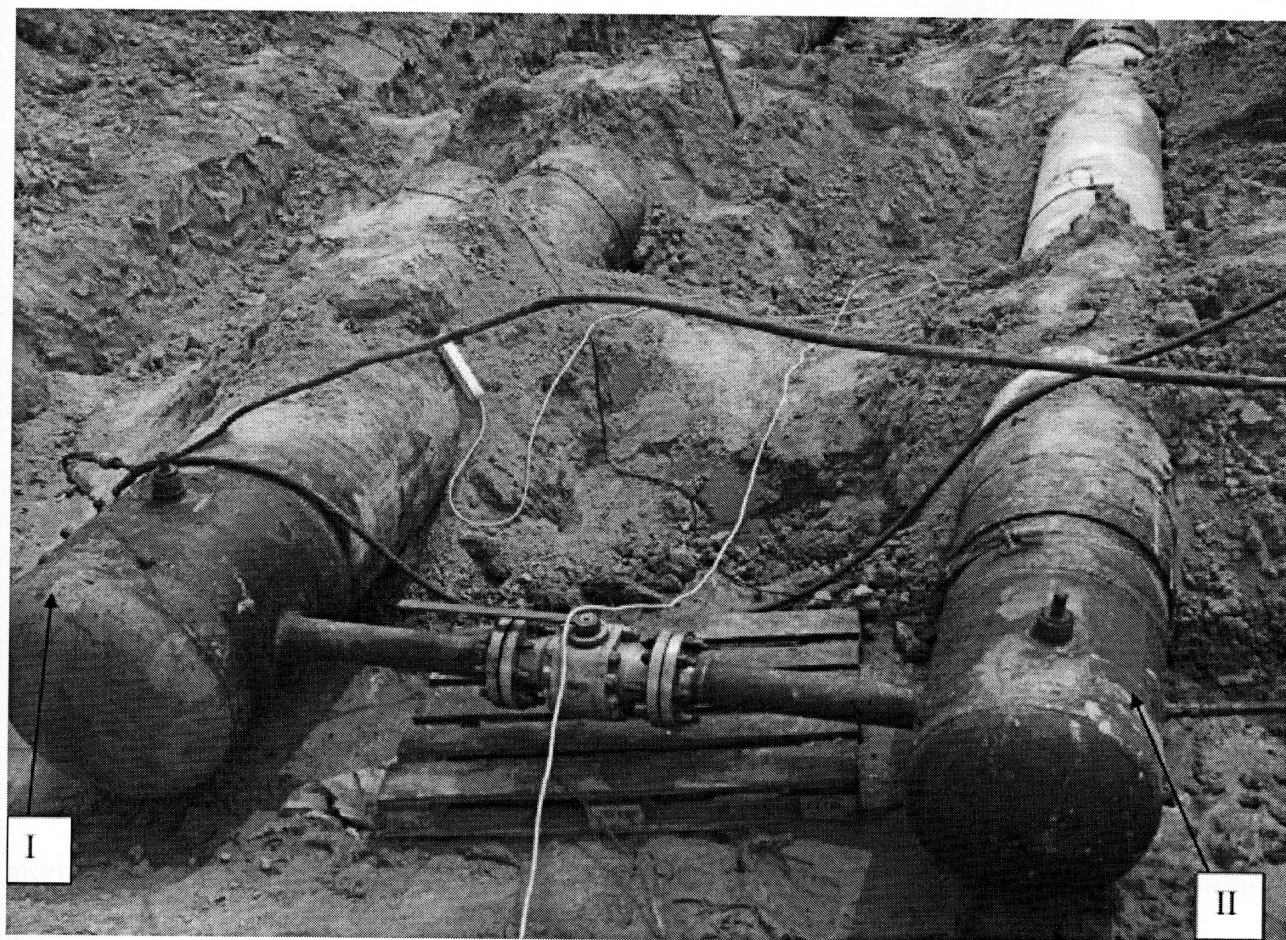
До складу стенду входить триплунжерна помпа 2,3 ПТ-1/40, що приводиться в дію від двигуна АИММ 160М6 ІМ1081 за допомогою клинопасової передачі.

Робоча рідина (вода) заливається в ємність через заливну горловину через лійку, в якій передбачена фільтрувальна сітка для запобігання потрапляння великих механічних домішок. На трубопроводі нагнітання встановлено запірний клапан, призначений для відключення установки від випробувальної ділянки трубопроводу. Перед електромагнітним клапаном, призначеним для скидання випробувального тиску, встановлено фільтр тонкого очищення робочої рідини.

Перед виводом установки на робочий режим необхідно переконатися в заповненні фільтра робочою рідиною, для чого потрібно стравити повітря з манометричної трубки. Під час включення стенду помпа нагнітає рідину у випробовуваний зразок труби (котушку) до тих пір, поки тиск не досягне певного встановленого значення, для прикладу 10,0 МПа. Після цього замикаються контакти манометра і подається сигнал на відкриття електромагнетного клапана. Відбувається скидання тиску і робоча рідина надходить у ємність. За досягнення мінімального тиску, наприклад, 1,5 МПа електромагнетний клапан закривається – цикл закінчується.

Після проведення випробувань робочу рідину зливають через трубу зливу, що знаходиться в нижній частині ємності і обладнана кульовим краном.

3.4.2. Проведення і результати випроб. Для випроб на створеному стенді використано котушки труб зі сталі 19 Г (труба 720×11) і зі сталі 20 (труба 530×8), які були в експлуатації 48 років (з 1963 по 2012 рр.) на проміжній НПС ділянки «Мозир - Броди» нафтопроводу «Дружба» на вихідному колекторі та обв'язці помпувального агрегата НМ-3600-230 відповідно. До них приварені еліптичні заглушки та різьбові з'єднувальні штуцери для подачі води (рисунок 3.16), а також в лінію нагнітання води включені манометр і самопис. На зовнішній поверхні труби DN 700 виявлено корозійні дефекти, а трубу DN 500 у місцях дефектів підсилили бандажем.



I – труба DN 700; II – труба DN 500

Рисунок 3.16 – Загальний вигляд котушок труб нафтопроводів під час випроб на стенді

Випробовування проводили за такою схемою (таблиця 3.3)

Таблиця 3.3 – Схема гідровипробування труб

Тиск, МПа	6,4	9	10	11	12	13	13,4
Асиметрія циклу, R	0,062	0,044	0,04	0,036	0,033	0,03	0,029
К-ть циклів DN 700	10000	10	10	10	10	5	1
К-ть циклів DN 500	6300	-	-	-	-	-	-

На рисунку 3.17 показано руйнування труби DN 700 після гідровипробувань.

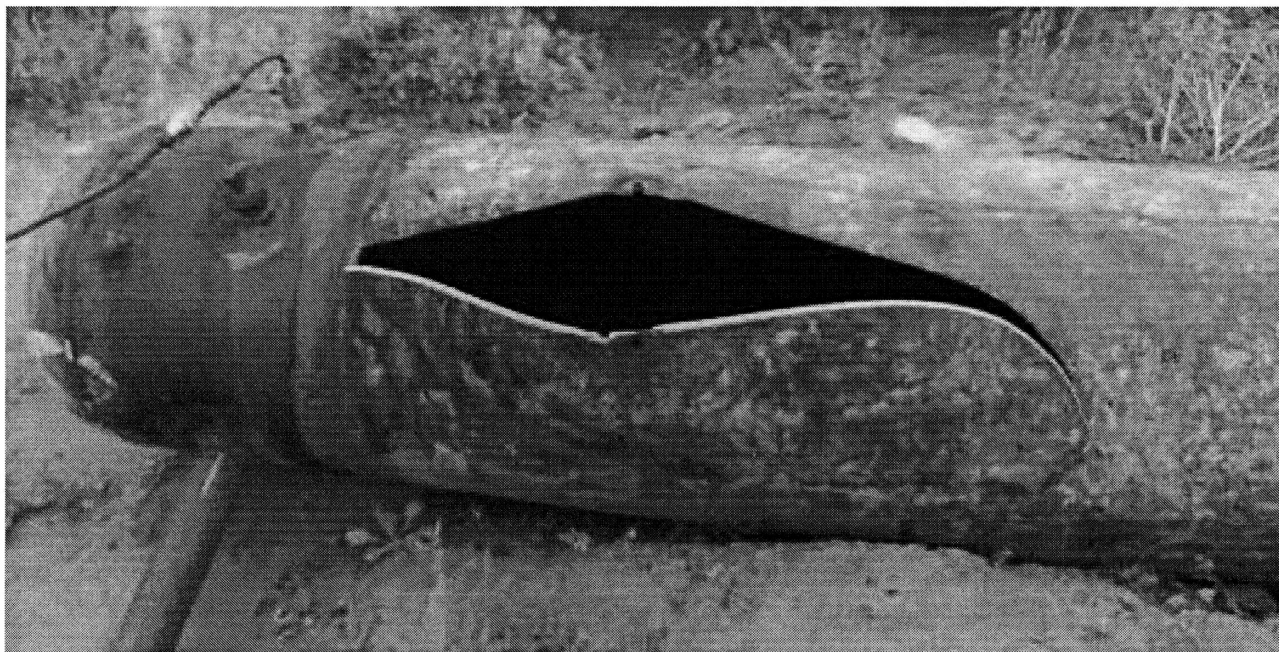


Рисунок 3.17 – Загальний вигляд руйнування труби DN 720

Після $6,3 \times 10^3$ циклів навантаження тиском, що дорівнював 6,4 МПа, виявлено витікання води з котушки труби DN 500 з під бандажа. Virізавши частину бандажа, встановлено місце витоку в зоні термічного впливу поздовжнього заводського зварного з'єднання.

Якщо визначити за формулою (2.5) значення кільцевого напруження, за якого зруйнувалась труба, то воно становить приблизно 212 МПа. Співставимо його з даними графіків на рисунках 3.9 – 3.11 для даної сталі і отримаємо число циклів, яке відповідає малоцикловій втомі зразків-virізок. Воно у даному випадку становить $N = 5,3 \times 10^5$ циклів.

Отже, випробування котушок показали розбіжність оцінок їх втомних випроб із результатами, отриманими на зразках-virізках, оскільки на реально діючих нафтопроводах та їх обладнанні дефекти розташовані випадковим чином і у будь-який момент часу експлуатації можуть проявитися спорадично у довільному місці. Тому, окрім випробувань на втому в області залишкової довговічності діаграми Веллера, необхідно мати оцінку їх циклічної тріщиностійкості, за якою оцінювати залишкову довговічність за наявності у матеріалі найнебезпечнішого з точки зору міцності матеріалу, дефекту – тріщини. Цьому присвячено наступний розділ роботи.

Висновки до розділу 3:

1. Важливе значення для визначення залишкової довговічності трубопроводів обв'язки та обладнання НПС мають показники діаграми Веллера, які визначені для її області обмеженої довговічності. Саме вони найадекватніше відображають умови пульсації внутрішнього тиску нафтопроводів, що призводить до низькочастотного втомного навантаження елементів НПС.
2. Створені обладнання і методики дозволили отримати характеристики втомного руйнування зразків-вирізків різних трубних сталей, які лягли в основу побудови діаграм Веллера. Як показує аналіз літературних даних, за цим показником можна з певною достовірністю оцінювати залишковий термін експлуатації обладнання НПС.
3. Найкращі характеристики втоми матеріалів трубних сталей, які випробували циклічним навантаженням зразків – вирізків частотою 4 Гц та з асиметрією циклу $R = -1$, у сталі 13 ГС, а найгірші – у сталі 13Г1С-У, про що свідчить як поріг витривалості, так і максимальні напруження циклу.
4. Випробування котушок труб, які були тривало експлуатовані, показали неоднозначність оцінок їх втомних випроб, оскільки на реально діючих нафтопроводах та їхньому обладнанні дефекти розташовані випадковим чином і у будь-який момент часу експлуатації можуть проявитися спорадично у довільному місці.

РОЗДІЛ 4

ОБСТЕЖЕННЯ СТАНУ ВНУТРІШНЬОСТАНЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ НАФТОПРОВІДІВ ТА МЕТОДИКА ОЦІНКИ ЇХ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ЗА НАЯВНОСТІ ТРІЩИН

Однією з необхідних умов, які визначають безпечне експлуатування сучасних виробів і елементів конструкцій відповідального призначення, що експлуатуються в умовах екстремальних навантажень, є розробка сучасних методів технічної діагностики, які дають змогу гарантувати їхню якість і з достатньою достовірністю прогнозувати ресурс об'єкта контролю (ОК).

Основою ТД є неруйнівний контроль, застосування якого на різних етапах життєвого циклу ОК (виготовлення, випробування, експлуатація, технологічна зупинка тощо) повинно дати інформацію про властивості матеріалу, його напружено-деформований стан (НДС), наявність дефектів, їх характеристики, динаміку накопичення і розвитку.

Маючи таку інформацію, необхідно на її підставі оцінити залишковий ресурс обладнання, особливо за наявності виявлених тріщиноподібних дефектів. Для цього застосовують підходи лінійної механіки руйнування. В їх основу закладено визначення характеристик статичної тріщиностійкості матеріалів чи кінетики поширення втомної тріщини під дією втомного навантаження.

У даному розділі описані дослідження технічного стану внутрішньо-станційних технологічних нафтопроводів та іншого обладнання НПС. За виявлення в них тріщин запропоновано методику розрахунку залишкового ресурсу експлуатації. Достовірність отриманих результатів визначали шляхом порівняння з результатами випробувань фрагментів зістарених труб внутрішньо-станційних технологічних нафтопроводів, що описано у попередньому розділі.

Основні наукові доробки, отримані в ході виконання описаних у розділі досліджень, викладено у працях [143–150].

4.1 Загальні положення

Завдання ТД полягає у визначенні параметрів дефектів стінок елементів обладнання НПС і їхніх зварних з'єднань на основі інформації, отриманої під час проведення обстеження, та проведення подальшого аналізу впливу знайдених дефектів на стан трубопроводів обв'язки та обладнання, класифікації їх за ступенем небезпеки та прийняття рішення щодо:

- можливості експлуатування об'єкта контролю на проектних режимах;
- необхідності переходу на знижені режими експлуатації;
- проведення ремонту трубопроводів обв'язки та обладнання НПС (із точною локалізацією місць його проведення).

Технічне діагностування допускає визначення стану об'єктів із певною точністю, причому результатом цього процесу повинен бути висновок про технічний його стан із локацією місця розташування, а за необхідності – виду і причини виникнення дефекту [151].

Сучасні інформаційні системи ТД обладнання нафтопроводів є не тільки засобами отримання інформації про їхній фактичний стан на етапах спорудження та експлуатації, але й активними засобами контролю управління якістю та надійністю. Окрім того, вони дозволяють об'єктивно оцінювати реальну екологічну ситуацію в зоні безпосередньої техногенної дії даного об'єкту. ТД проводиться після завершення підготовки обладнання до діагностування підприємством, що її експлуатує, і передачі підприємству, яке виконує діагностичні роботи, документації про підтвердження цієї готовності [152].

Відповідальними за проведення діагностичних робіт на МН є відповідні служби підприємств, що експлуатують ділянки нафтопроводів. Необхідної повноти контролю ділянки МН досягають на основі реалізації багаторівневої системи діагностування, яка передбачає визначення параметрів дефектів і особливостей трубопроводу, що виходять за межі допустимих значень, обумовлених у затверджених методиках визначення небезпеки дефектів:

- порушення геометрії та особливостей будови трубопроводу (наявність вм'ятин, овальностей поперечного перерізу, виступаючих всередину труби еле-

ментів арматури трубопроводу тощо), що призводять до зменшення його прохідного перерізу;

- втрати металу, що зменшують товщину стінки трубопроводу (корозивні виразки, подряпини, вириви металу тощо), а також розшарувань, включень у стінці і в тілі труби;

- поперечних тріщин і тріщиноподібних дефектів у кільцевих зварних швах;

- поздовжніх тріщин у тілі труби, поздовжніх тріщин і тріщиноподібних дефектів у подовжніх зварних з'єднаннях;

- встановлення типу розвитку тріщини (статичний, втомний або динамічний) та наступне розподілення на ремонтну чергу.

ТД проводять із застосуванням комплексів технічних засобів, що відповідають типам дефектів, які необхідно виявляти.

Вибір методів і технічних засобів контролю нафтопроводів є складною технічною задачею. Висока його ефективність може бути забезпечена за умови правильного вибору методик контролю, технічних засобів, справності дефектоскопічної апаратури і якості використаних матеріалів, достатньої кваліфікації персоналу, що проводитиме діагностичні роботи, належної організації робіт.

Методи НК, що застосовують для ТД, не рівноцінні за своїми можливостями і, залежно від чутливості методу контролю та специфіки експлуатації об'єкта, мають різну ефективність. Зазначимо, що вони не є універсальними і кожен із них можна використовувати найефективніше для виявлення тільки певних параметрів дефектів. Ураховуючи критерії на відбракування, чутливість і специфіку будь-якого методу, вибирають відповідні засоби НК для проведення ТД. За однакової чутливості перевагу віддають методу, який простіший у застосуванні і забезпечує більшу достовірність результатів контролю, продуктивність і простоту реалізації ТД.

Застосування одного із видів НК не завжди дає об'єктивну інформацію про стан ОК. Застосування комплексного контролю обладнання нафтотранспортної

системи в умовах будівництва, експлуатації та ремонту дозволить підвищити якість і надійність її роботи.

Як зазначено у розділі 1, найкращі можливості проведення ТД зі всіх методів НК надають акустичні методи, які мають високу чутливість, надійність, простоту застосування, що дозволяє отримати найкраще співвідношення “ціна затрат – ефективність та достовірність контролю” порівняно з іншими методами НК.

Таким чином, основною задачею технічного акустичного діагностування є забезпечення надійності і безпечної експлуатації обладнання нафтопроводів. Для цього нами вибрано дві сучасні методики акустичного діагностування – метод акустичної емісії та ультразвуковий контроль обладнання НПС (рис. 4.1). Це зумовлено тим, що саме вибрані методики дозволяють оцінити як динаміку розвитку тріщини і координати місця її знаходження (метод АЕ), так і достовірно оцінити після цього її розміри, глибину залягання й орієнтацію (метод УЗК)

Оскільки метод АЕ є пасивним методом НК і реагує тільки на динаміку зародження та розвитку дефектів, то спочатку ним виявляли місця руйнування (координати джерел АЕ), які надалі обстежували УЗК. Для цього використовували як лінійну локацію джерел АЕ на ОК, так і метод їх локації на площині та циліндричній поверхні.

4.2 Алгоритм комплексного акустичного діагностування обладнання НПС

Виходячи із основних засад виконання АЕ- та УЗК об’єктів нафтопроводів і обладнання НПС зокрема, суть методики комплексного акустичного діагностування зводився до виконання такої послідовності дій:

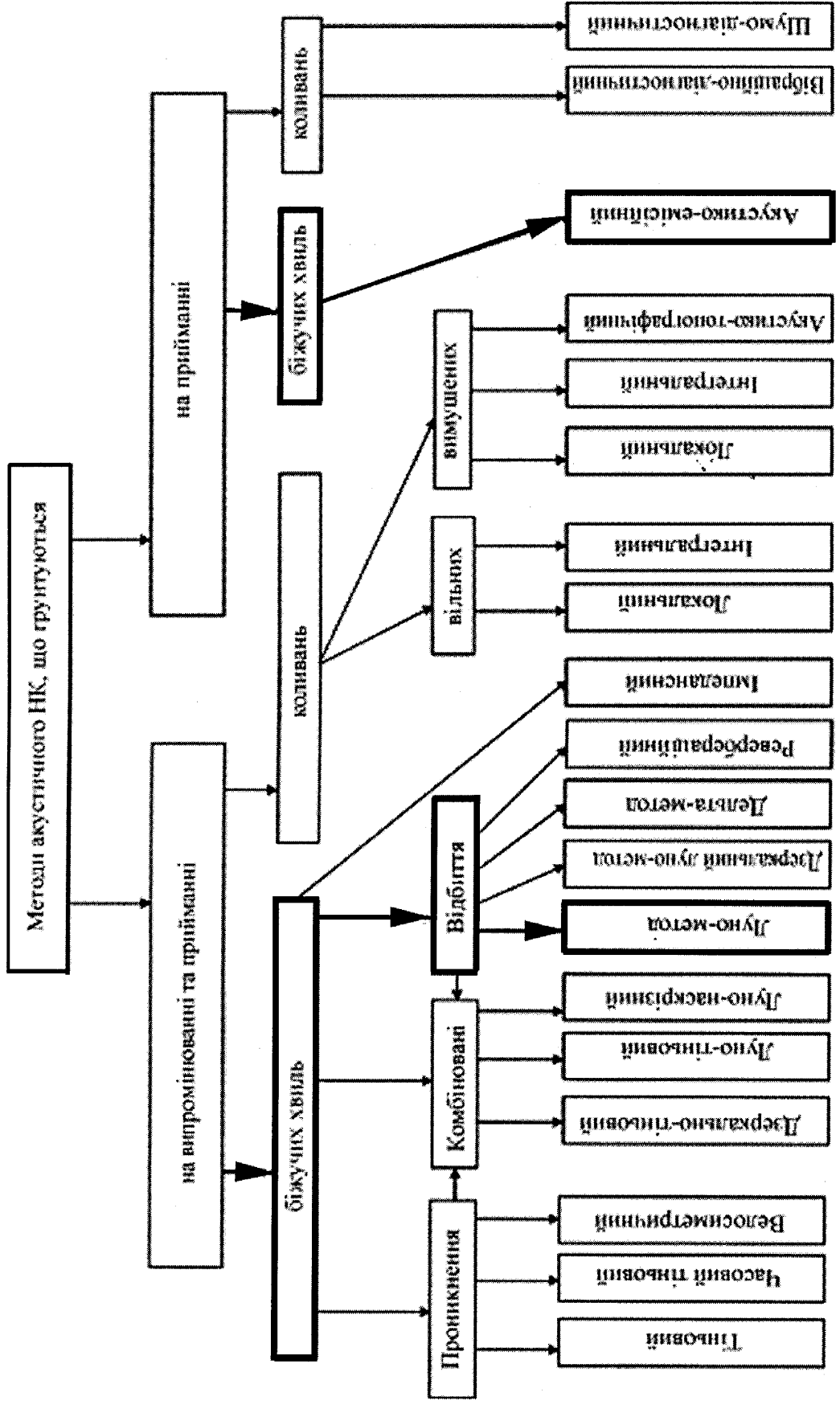


Рисунок 4.1 – Схема вибору методів акустичного діагностування технологічних труб обв'язки та обладнання НПС

1. Підготувати місця для встановлення на ОК не менше, ніж чотирьох первинних перетворювачів АЕ на лінію, дотримуючись мінімальної відстані між ними, яку визначали експериментально перед початком проведення діагностичних робіт за методикою, що подана нижче;

2. На підготовлені місця встановити ПАЕ з регламентованим зусиллям притискання, після чого здійснити калібрування їх чутливості та за допомогою імітатора сигналів АЕ визначити коефіцієнт зникання пружних хвиль у матеріалі об'єкта контролю (методику подано нижче);

3. Маючи кількісні показники коефіцієнта зникання, вибрати схему локації джерел АЕ з урахуванням специфіки конструкції та умов експлуатації ОК;

4. Встановити на ОК (відповідно до вибраної схеми локації) ПАЕ і провести випробування;

5. Вивести дані випробувань і провести їх аналіз;

6. Встановити за амплітудно-частотними характеристиками зареєстрованих сигналів АЕ місця найактивнішого їх випромінювання та здійснити аналіз природи генерування;

7. За даними АЕ-обстеження локалізувати місця ймовірного (чи наявного) руйнування та провести додаткове їх ультразвукове обстеження.

8. Із метою виконання п. 7 вибрати необхідний метод УЗК.

9. Вибрати тип первинного УЗ-перетворювача і режими роботи дефектоскопа, підготувати поверхню об'єкта контролю до сканування.

10. Провести УЗ-сканування попередньо виявленої АЕ-діагностуванням зони генерування сигналів АЕ на об'єкті контролю.

11. Скласти карту УЗК та проаналізувати її разом із даними АЕ-діагностування.

12. За даними проведеного комплексного акустичного контролю виконати відповідні розрахунки і прийняти рішення щодо подальшого експлуатування чи додаткового обстеження ОК.

13. Скласти протокол випробувань.

14. Встановити термін повторного обстеження ОК із вказанням виявлених місць підвищеної небезпеки та необхідність і черговість ремонту (заміни) трубопроводів обв'язки та обладнання НПС.

15. Передати результати випробувань та необхідні рекомендації відповідним службам, що відповідають за безпеку експлуатації ОК.

4.3 Підготовка засобів для АЕ-діагностування

Метод АЕ застосовують тільки для обладнання, яке можна навантажувати внутрішнім тиском P^* не менше $(1,05...1,1)P$ (P – значення робочого тиску) [153]. Він ґрунтується на реєстрації і аналізі акустичних хвиль, що виникають під час пластичної деформації чи руйнування (зростання тріщин) в об'єктах контролю, навантажених внутрішнім тиском. Це дозволяє формувати адекватну систему класифікації дефектів і критерії оцінки стану об'єкту, які ґрунтуються на реальному впливі дефекту на стан ОК. Метод забезпечує раннє виявлення і реєстрацію дефектів, що розвиваються, дозволяє класифікувати їх не за розмірами, а за ступенем небезпеки.

АЕ має високу чутливість до дефектів, які розвиваються, дозволяє виявляти в робочих умовах приріст тріщини, що вимірюється долями міліметра. Гранична чутливість акустико-емісійної апаратури за теоретичними оцінками становить приблизно 10^{-6} мм², що відповідає виявленню стрибка тріщини протяжністю 1 мкм на величину 1 мкм [17].

Властивість інтегральності методу АЕ забезпечує контроль обладнання з використанням одного або декількох ПАЕ, нерухомо встановлених на поверхні виробу.

Інформаційно-вимірювальна багатоканальна АЕ-система. Для відбору, реєстрації та обробки сигналів АЕ під час проведення НК стану обладнання НПС використовували багатоканальну портативну інформаційно-вимірювальну систему SKOP-8. Система забезпечує виділення, реєстрацію та попередню обробку сигналів АЕ з подальшим збереженням їх в пам'яті персонального комп'ютера (ПК) типу Note Book для необхідного подальшого опрацювання отри-

маних даних, їх візуалізації в реальному масштабі часу тощо. За допомогою наявного програмного забезпечення є можливість проводити визначення координат джерел сигналів АЕ (САЕ) із графічним їх відображенням на дисплеї комп'ютера у співвідношенні з зображенням розгортки ОК і відтворення хвильового відображення події АЕ. Система дає змогу отримати такі характеристики САЕ: хвильове відображення сигналів, спектр частот, амплітуда огинаючої, сумарний рахунок, сума амплітуд огинаючої, швидкість рахунку, час наростання переднього фронту імпульсу, його тривалість тощо. Зовнішній вигляд та концепцію побудови системи показано на рисунку 4.2.

Система здійснює реєстрацію САЕ через вісім незалежних інформаційних сигнальних каналів і в момент приходу САЕ, що перевищує встановлений пороговий рівень шумів, через будь-який із восьми каналів, починає запис сигналів АЕ у цифровому форматі на всіх каналах із часовою прив'язкою кожного. Отримана інформація візуалізується на дисплеї ПК у реальному масштабі часу.

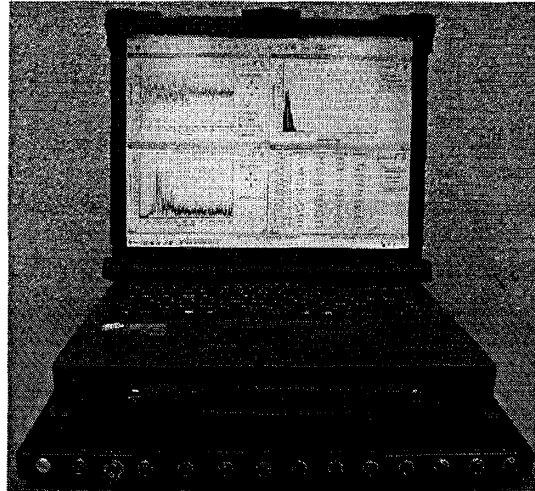
Усі дані АЕ-контролю записуються на жорсткий диск ПК, де відбувається їх аналіз і опрацювання. За допомогою комп'ютера здійснюється керування інформаційно-вимірювальною АЕ-системою. Із ПК можна встановити кількість каналів обробки події, час дискретизації сигналів, задавати необхідне підсилення високочастотних та параметричних каналів, смугу пропускання та рівень дискримінації.

Живлення системи здійснюється напругою 5 В, що подається через роз'єм порта USB персонального комп'ютера, дозволяє використовувати її на ОК підвищеної безпеки в польових умовах випробувань

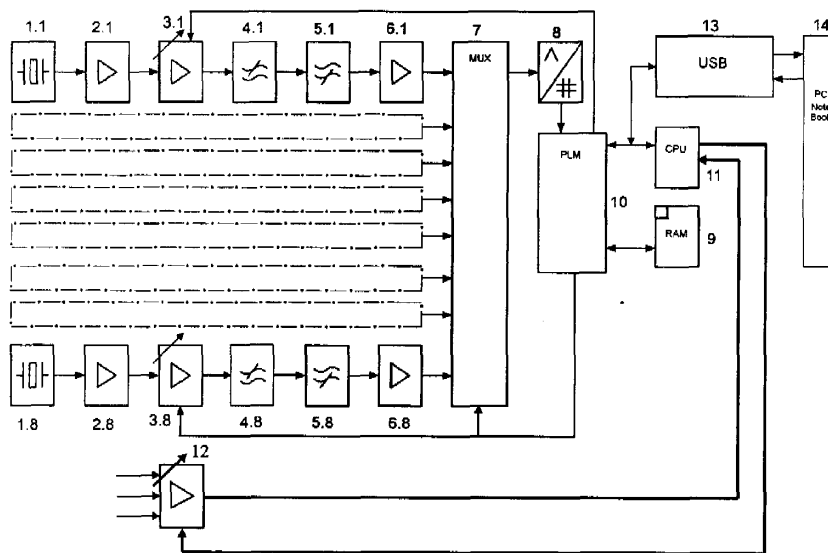
Основні технічні характеристики АЕ-системи:

- кількість вхідних каналів АЕ:8
- кількість вхідних каналів додаткової інформації.....3
- коефіцієнт нелінійних спотворень кожного каналуне більше 2%;
- неідентичність коефіцієнтів передачі каналівне більше 3%;
- діапазон робочих частот АЕ-каналу75 кГц...1000 кГц;
- частота зрізу фільтра ФВЧ:75; 100; 200; 300 кГц

частота зрізу фільтра ФНЧ:0,4; 0,6; 0,8; 1 МГц;
 вхідний опір ПП.....не менше 1 МОм;
 розрядність АЦП12 розрядів;
 період дискретизації для АЕ-каналівне гірше 62,5 нс,
 період дискретизації для низькочастотних каналів.....10...640 мс;
 похибкане гірше 1 дискрета АЦП



а



б

1 – ПАЕ; 2 – попередній підсилювач; 3 – підсилювач з програмованим коефіцієнтом підсилення; 4, 5 – фільтри низьких та високих частот, відповідно; 6 – масштабний підсилювач; 7 – комутатор; 8 – аналогово-цифровий перетворювач; 9 – оперативний запам'ятовуючий пристрій; 10 – програмна логічна інтегральна схема; 11 – мікро-контролер; 12 – підсилювачі параметричних каналів; 13 – контролер USB; 14 – ПК типу Note book

Рисунок 4.2 – Зовнішній вигляд інформаційно-вимірювальної АЕ-системи SKOP-8 і додаткового обладнання (а) та її структурна схема (б)

Встановлення ПАЕ на поверхні ОК. Поверхню обладнання в місцях встановлення ПАЕ зачищають до металевого блиску і чистоти поверхні не гірше $R_z = 40$. У якості контактної середовища використовували технічний вазелін. ПАЕ фіксували на обладнанні за допомогою спеціальних магнетних утримувачів [154]. Поруч із ним розташовували попередній підсилювач із коротким сигнальним кабелем.

Для АЕ-діагностування обладнання НПС застосовували способи “зонної” або “багатоканальної локації” джерел АЕ. Суть першої полягає в тому, що для реєстрації АЕ-подій вибирають ПАЕ, на який пружна хвиля приходить найшвидше. Подія для “зонної локації” представлена параметрами АЕ сигналу саме для цього каналу. Далі цю ж подію зареєструють інші вимірювальні канали, визначаючи різницю часів приходу цієї ж пружної хвилі на їхні ПАЕ у співвідношенні до ПАЕ, сигнал на який прийде першим.

Відстань між ПАЕ під час “зонної локації” задають так, щоб сигнал від імітатора АЕ можна було реєструвати у будь-якому місці зони контролю хоча б одним ПАЕ і його амплітуда була не менше заданої оператором як контрольна. Як правило, різниця амплітуд імітатора АЕ за розташування його поблизу ПАЕ і на краю зони, не повинна перевищувати 20 дБ.

За багатоканальної локації джерел АЕ використовують інформацію від декількох перетворювачів, розташованих у різних місцях обладнання. Коли сигнал АЕ досягає найближчого до джерела перетворювача, починається відлік часу. Потім вимірюється запізнювання часу приходу того ж сигналу на інші перетворювачі. Відстань між ПАЕ за багатоканальної локації задають так, щоб сигнал від імітатора АЕ реєструвався у будь-якому місці контрольованої зони тим мінімальним числом ПАЕ, яке потрібне для розрахунку координат. Вибір методу локації здійснює керівник робіт з АЕ-діагностування.

Часто в якості імітатора використовують злам стрижня олівця діаметром 0,3-0,5 мм твердістю 2Н (2Т) із кутом його нахилу до поверхні приблизно 30° або п'єзоелектричний перетворювач, який збуджують від генератора імпульсів, застосовуючи явище зворотнього п'єзоефекту.

Перевірка працездатності АЕ-системи і тарування чутливості вимірювальних каналів. Перевірку працездатності АЕ-системи проводили перед і після випробувань шляхом збудження акустичного сигналу імітатором АЕ, розташованим на певній фіксованій відстані від кожного ПАЕ. Відхилення зареєстрованої амплітуди сигналу АЕ не перевищувало 3 дБ від середньої величини для всіх каналів. У разі перевищення вказаного значення усували причину і проводили повторний контроль.

Коефіцієнт підсилення каналів і поріг амплітудної дискримінації вибирали з урахуванням очікуваного діапазону амплітуд сигналів АЕ. При цьому слідкували, щоб забезпечувалася неспотворена передача сигналів АЕ і частота викидів некорельованих перешкод у каналі не перевищувала в середньому одного за 100 с. Під час тарування перевіряли значення параметрів вимірювальних трактів кожного каналу: порогу дискримінації, енергії АЕ, амплітуд САЕ тощо.

4.4 Методика АЕ-діагностування внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів і обладнання НПС

Перед кожними вимірюваннями на початку проведення діагностичних робіт експериментально визначали коефіцієнт зникання пружних хвиль АЕ за спеціально розроблено у ФМІ НАН України методикою. Її суть в тому, що вісім ПАЕ розташовували на трубопроводі (чи іншій ділянці діагностування) за схемою лінійної локації, де відстань між перетворювачами вибирали в межах 0,3...0,5 м. Пружну хвилю АЕ збуджували зондом-імітатором на віддалі 30 см від 1-го ПАЕ за допомогою АЕ-системи SKOP-8, використовуючи при цьому зворотний п'єзоефект (рисунки 4.3). Максимальні амплітуди САЕ, отримані кожним первинним перетворювачем, апроксимували експоненціальною залежністю виду $y = d \exp[-\delta x]$, де d – коефіцієнт апроксимації, δ – коефіцієнт зникання, x – відстань проходження пружної хвилі АЕ.

Експерименти показали, що ПАЕ на прямолінійних ділянках нафтопроводу можуть бути встановлені на віддалі не більше 4 м, а на іншому технологічному

обладнанні, а саме засувки, трійники, коліна, клапани, корпуси арматури, що виготовлені литвом – не більше 1...2 м.

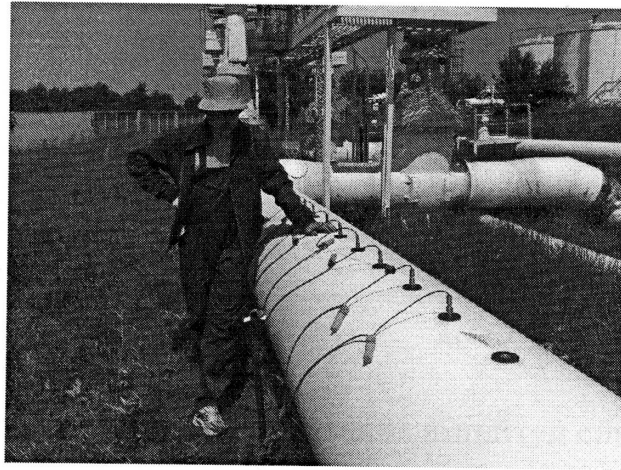
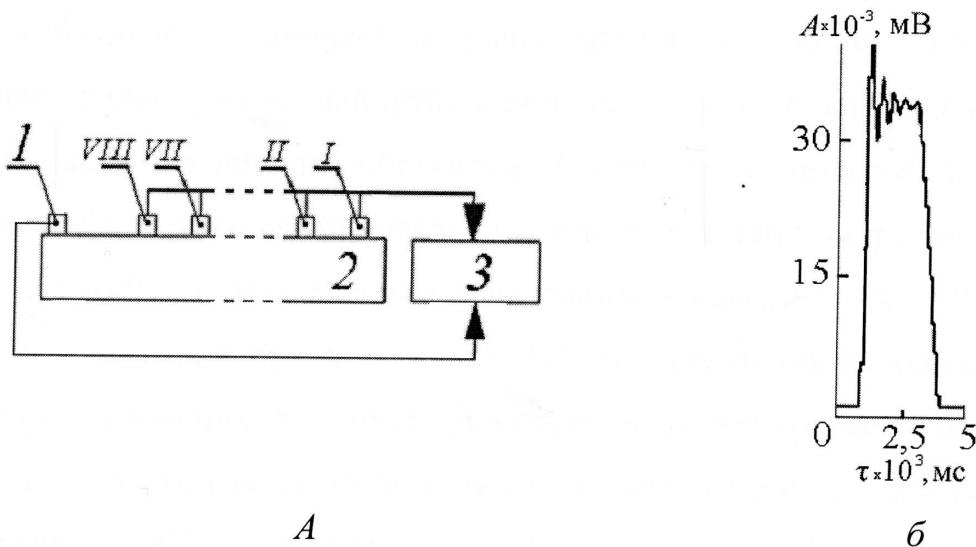


Рисунок 4.3 – Загальний вигляд встановлених на нафтопроводі ПАЕ для визначення коефіцієнта зникання пружних хвиль АЕ

Вимірювання проводили за структурною схемою, що показана на рисунку 4.4,б. На цьому ж рисунку (4.4, б) показано також характеристики електричного імпульса, для збудження АЕ зондом-імітатором. Результати апроксимації показано на рисунку 4.5.



1 – ділянка нафтопроводу; *2* – вимірювальна система; *3* – імітатор; *I ... VIII* – місця і порядок встановлення ПАЕ вимірювальних каналів системи

Рисунок 4.4 – Схема вимірювань (*а*) і форма електричного імпульсу на виході вимірювальної системи SKOP-8 (*б*)

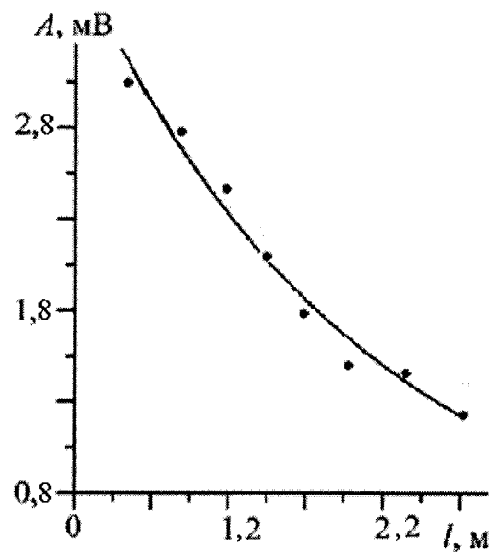


Рисунок 4.5 – Результати апроксимування амплітуд сигналів АЕ за даними вимірювань проходження пружних хвиль у внутрішньостанційному нафтопроводі зі сталі 13ГС з товщиною стінки 10 мм

Відомо, що під час роботи обладнання НПС генеруються фонові завади, джерелом яких є шуми електроприводів, електродвигунів, роторів pomp тощо. Їх необхідно відсікати фільтрами високих і низьких частот вимірювальних АЕ-засобів. З цією метою перед реалізацією будь-якого вимірювання проводили експериментальне встановлення рівня шумів на об'єкті контролю, що дозволило налаштувати найчутливіший пороговий рівень сигналів АЕ в кожному окремому випадку обстежень. Таким чином, порогові значення амплітуд сигналів на вході вимірювального тракту у наших випробуваннях становили 75...95 мкВ, а рівень дискримінації приймав значення 100...700 мкВ. Отож, урахувуючи згасання пружних хвиль АЕ для виявлення зародження чи розвитку якомога менших тріщиноподібних дефектів, конкретне розміщення ПАЕ на ОК, їх кількість і відстань між ними визначали перед початком виконання діагностичних робіт, підбираючи для цього режими вимірювань АЕ-засобів, а також провівши відповідний аналіз роботи обладнання НПС.

Для того, щоб спровокувати наявні тріщиноподібні дефекти, динаміка розвитку яких встановлюється на будь-яких ділянках внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів, а відтак і під час їх АЕ-обстежень, здійснювали

навантаження їх внутрішнім тиском в декілька циклів. Характер зміни тиску показано на рисунку 4.6. Після кожної ступені навантаження внутрішнім тиском проводили його подальший плавний підйом і витримували цей тиск в ОК протягом більше 20 хв. Далі знижували тиск так, як показано на рисунку 4.6.

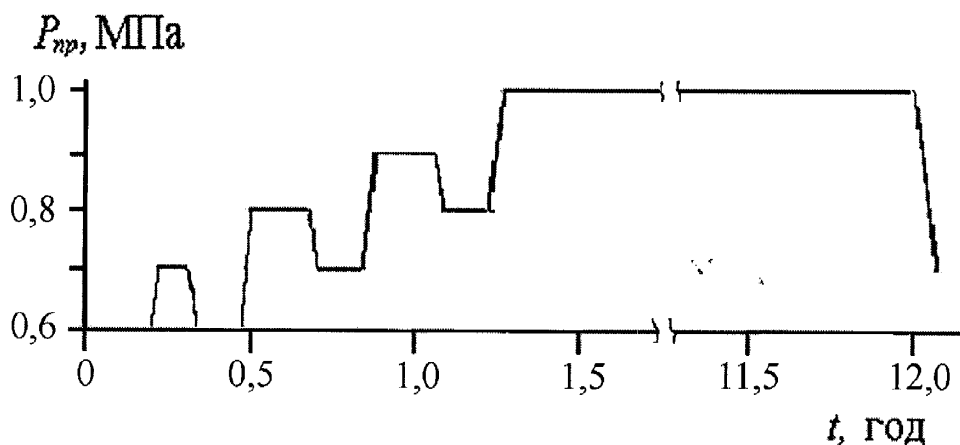


Рисунок 4.6 – Графік зміни внутрішнього тиску в обладнанні НПС під час проведення АЕ-контролю зародження та розвитку його руйнування

Як бачимо, вихід на робочий тиск внутрішньостанційних трубопроводів та іншого обладнання НПС проходив приблизно за 1,25...1,3 години після включення помпувальних агрегатів у роботу, а саме АЕ-діагностування проводили протягом 12 годин. Зазначимо, що графік навантаження у кожному випадку обстежень розробляли спільно виконавець та представник замовника робіт з відповідним затвердженням експлуатаційним персоналом конкретної ділянки нафтопроводу. Отож навантаження внутрішнім тиском розділяли на попереднє і робоче. Перше здійснювали зі зростанням тиску від $0,6P_{пр}$ до $0,65P_{пр}$ ($P_{пр}$ – проектний робочий тиск) із подальшою витримкою його протягом 0,5 год. і наступним поверненням його до початкової величини (рисунок 4.6). На даному циклі навантаження остаточно перевіряли працездатність вимірювальних АЕ-засобів і виконували їх кінцеве налаштування, уточняли рівень шумів, виявляли сторонні джерела сигналів – завади, а також оптимізували режими роботи аналогових вимірювальних каналів.

Після завершення циклу попереднього навантаження проводили контрольне робоче навантаження відповідно до рисунку 4.6. Величину тиску на кожному циклі навантаження встановлювали залежно від проектного робочого тиску $P_{пр}$, який слугував максимальною величиною для проведення АЕ-контролю обладнання НПС.

Методика обстежень полягла у такому алгоритмі її виконання. Спочатку здійснювали перший цикл робочого навантаження збільшенням тиску від $0,6P_{пр}$ до $0,8P_{пр}$, а кожний наступний виконували його нарощуванням від попереднього рівня на $0,1P_{пр}$. Таке його зростання проводили аж до досягнення значення $P_{пр}$. Кожен період витримки тиску і проведення на цьому рівні АЕ-контролю визначали так, щоб загальний час навантаження ділянки нафтопроводу становив не менше 12 годин. У разі, якщо її довжина не дозволяла здійснити його АЕ-діагностування за один раз із залученням усіх 8 вимірювальних кагналів, то у цьому разі розбивали її на дві і більше ділянок для обстеження.

Далі після кожного циклу навантаження проводили перестановку ПАЕ на наступну ділянку АЕ-контролю, на якій робоче навантаження здійснювали тиском на 1–5% (залежно від кількості ділянок) більшим, ніж на попередній (початковій) ділянці. Величину нарощування тиску після кожної перестановки ПАЕ на наступну ділянку вибирали так, щоб загальне його збільшення у нафтопроводі не перевищувало 5% від початкового значення циклу навантаження. Потім ПАЕ встановлювали знову на початкову ділянку і проводили наступний цикл обстеження. І так до тих пір, аж поки тиск навантаження на нафтопроводі не досягне проектного. Зазначимо, що під час проведення контролю реєстрація сигналів АЕ проходила з одночасним переглядом їх на екрані монітора в масштабі реального часу, їх оцінкою і класифікацією за ступенем небезпеки згідно існуючих нормативних документів.

Якщо зареєстрований рівень сигналу від джерела АЕ досягав рівня, що відповідав IV класу (катастрофічно активне джерело), то навантаження ОК внутрішнім тиском припиняли достроково, тиск негайно скидали до нуля і

з'ясовували місце знаходження джерела АЕ і причини, що зумовлюють його розвиток. Таким чином, виявлені за даними АЕ-контролю місця руйнування – джерела сигналів III, IV класів, додатково обстежували, залучаючи для цього інші методи та засоби НК, а такі дефектні ділянки нафтопроводу підлягали ремонту або заміні. Для джерел сигналів АЕ II класу також застосовували додаткове обстеження, з рекомендацією усунення дефектів. Результати АЕ-контролю відображали у протоколі обстеження відповідного ОК. Як впливає з викладеного вище, під час АЕ-контролю здійснювали накопичення даних і первинне опрацювання результатів випробувань безпосередньо в ході його проведення на основі аналізу зміни параметрів АЕ, залежно відступеню навантаження ділянки нафтопроводу.

4.5 Результати АЕ-діагностування та їх обговорення

Варіант 1. Випробовували внутрішнім тиском надземні технологічні нафтопроводи та обладнання НПС [5], а саме магістральні помпувальні агрегати та зворотні клапани I черги, одночасно використовуючи дві вимірювальні АЕ-системи SKOP-8M. Тиск у нафтопроводі змінювали двома способами: підвищенням його помпувальною станцією від 1,0 до 6,25 МПа (рисунок 4.7) та зменшенням від 3,8 до 0,9 МПа.

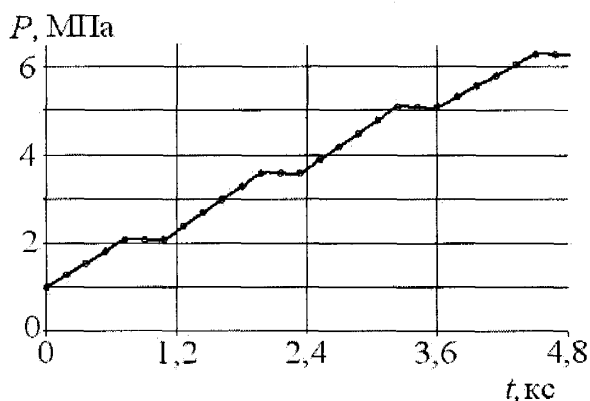


Рисунок 4.7 – Характер зміни часової залежності внутрішнього тиску P в елементах обладнання НПС

Під час АЕ-діагностування для відбору та опрацювання сигналів пружних хвиль АЕ використовували квазірезонансні ПАЕ з робочою смугою частот, що знаходилась у межах 0,2...0,6 МГц. Попередні підсилювачі мали коефіцієнт підсилення 34 дБ. Під час діагностування забезпечили максимальний тиск у трубопроводі 6,25 МПа, а температура навколишнього середовища під час випробувань становила $+8^{\circ}\text{C}$.

Налаштування вимірювальних каналів АЕ-систем SKOP-8M були такими: коефіцієнт підсилення кожного аналогового тракту – 40 дБ; тривалість вибірки – 2 мс; період дискретизації аналогового сигналу – 0,5 мкс; частота зрізу фільтра низьких частот – 600 кГц; фільтра високих частот – 200 кГц; поріг дискримінації – 28 %; рівень власних шумів, приведених до входу попереднього підсилювача – 7 мкВ. Спочатку ПАЕ розташовували на трубопроводі за лінійною схемою з кроком 0,3 м один від одного, а збуджували пружну хвилю АЕ (для проведення налаштування чутливості каналів) на віддалі 0,3 м від 1-го ПАЕ. Для цього використовували зонд-імітатор АЕ-системи SKOP-8M. Тарування чутливості показало, що ПАЕ на прямолінійних ділянках внутрішньостанційних нафтопроводів можна розташувати на відстанях не більше 4 м один від одного, а на технологічному обладнанні (засувки, клапани, трійники, коліна, корпуси обладнання, що виготовлені за допомогою литва) – не більше 1 м. Результуючі дані таких тарувань для конкретного обладнання показані на рисунку 4.8 і у таблиці 4.1.

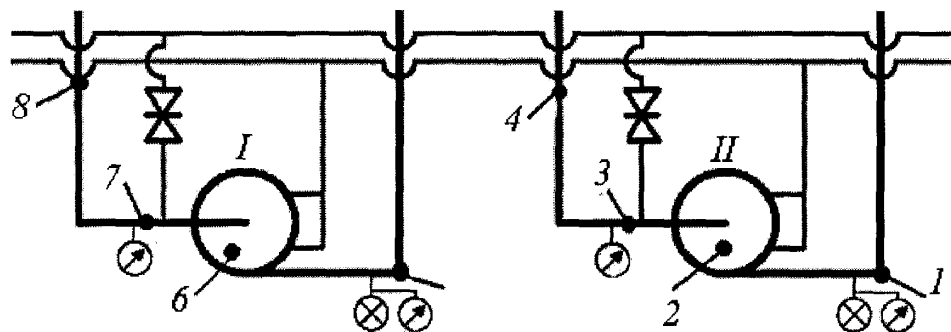


Рисунок 4.8 – Порядок встановлення ПАЕ (точки 1–8) під час АЕ-діагностування pompувальних агрегатів та їх трубопроводів

Таблиця 4.1 – Геометрія розташування ПАЕ на ОК

Порядковий номер ПАЕ	8-7	7-6	6-5	4-3	3-2	2-1
Відстань, м	1,5	1,2	2,5	1,5	1,2	2,5

Аналіз отриманих діагностичних даних показав, що на ділянці навколо ПАЕ № 5, який був встановлений на нафтопроводі першого помпувального агрегату I черги під час зміни тиску від 1,0 до 6,25 МПа зі швидкістю 0,05 МПа/хв зареєстровано 48 сигналів АЕ. Вказані сигнали за інтегральним критерієм ступеня небезпеки (РД 03-131-97) [155] були віднесені до класу 2 (активні джерела). Їх характерний вид та неперервне вейвлет-перетворення (НВП) подано на рисунку 4.9.

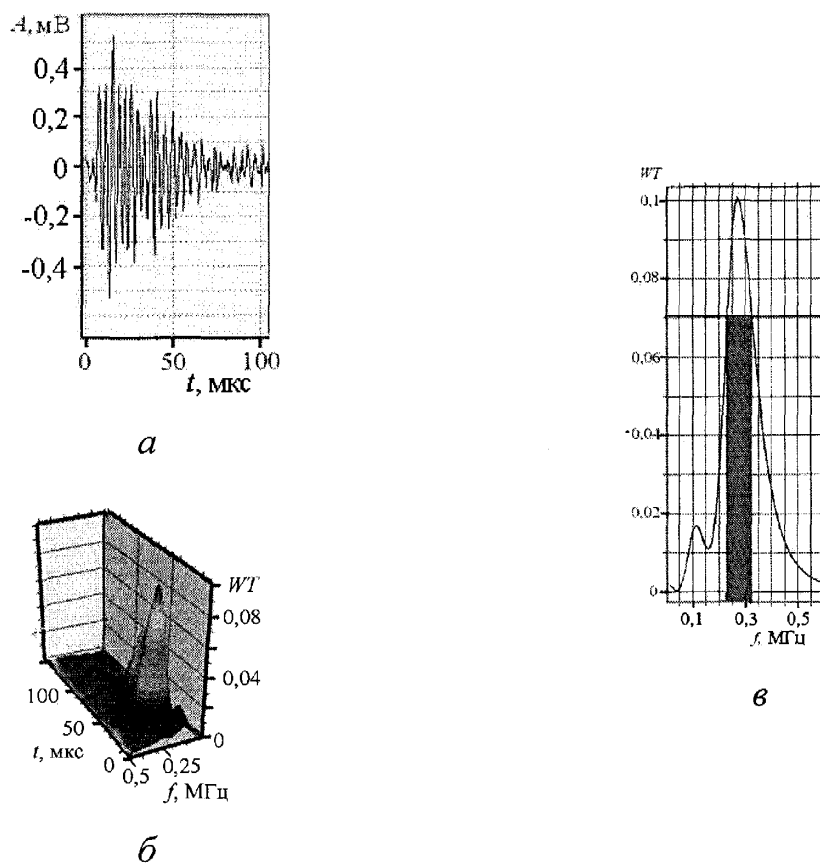


Рисунок 4.9 – Графік хвильового відображення САЕ (а); його НВП (б) та максимальне значення залежності "WT-f" (в)

Необхідно звернути увагу на те, що особливістю сигналів є їхні вузькі спектри домінуючих частот (рисунок 4.9, в), а діапазон значень максимальних вейвлет-коефіцієнтів становить $WT_{max} - 0,08-0,16$ (рисунок 4.9, б, в). Робоча смуга частот Δf , встановлена на рівні $0,7 \times WT_{max}$ лежить у межах 55–170 кГц, а діапазон значень критеріального параметра k визначається числовим інтервалом 0,2–1,0. Тому такі сигнали відповідають крихкому руйнуванню згідно розробленого алгоритму оцінки крихкого руйнування [156]. Такі високі значення критеріального параметра k спонукали до висновку про необхідність додаткових обстежень місць генерування АЕ іншими методами НК. Провівши такі обстеження ультразвуковим та магнетним методами виявили тріщину на згині трубопроводу, яка під час свого докритичного росту і генерувала описані вище сигнали.

У результаті проведення діагностичних робіт з метою забезпечення подальшої безпечної роботи ОК частину трубопроводу з виявленим дефектом вилучили з експлуатування шляхом заміни на новий.

Варіант 2. Методом АЕ діагностували елемент обв'язки фільтрів на предмет зародження та розвитку тріщиноподібних дефектів [143]. Квазірезонансні ПАЕ мали робочу смугу частот 0,2...1,0 МГц, а попередні підсилювачі мали коефіцієнт підсилення 34 дБ. Узгоджена за характеристиками первинних перетворювачів та попередніх підсилювачів робоча смуга частот вимірювальних трактів каналів була обмежена частотами 200...1000 кГц. Вимірювання проводили за температури зовнішнього середовища та ОК $+32^{\circ}\text{C}$ і при цьому максимальний тиск у трубопроводі досягав значення 4,2 МПа, який збільшували плавно від 0 МПа, а після досягнення цього рівня його зменшували до 3,8 МПа із синхронною реєстрацією сигналів АЕ.

Налаштування АЕ-системи SKOP-8М, які здійснювали перед початком вимірювань, були такими, як і у попередньому варіанті випробувань. Спочатку ПАЕ розташовували на трубопроводі за лінійною схемою з кроком 0,3 м та збуджували пружну хвилю АЕ на віддалі 0,3 м від 1-го ПАЕ, за методикою, поданою вище. На рис. 4.10 показано розташування ПАЕ на ОК. У результаті

було підтверджено висновок про те, що дійсно на прямих ділянках нафтопроводу ПАЕ можна розташувати з кроком не більше 4 м, а на технологічному обладнанні – не більше 1 м, що й нами було витримано у ході виконання робіт.

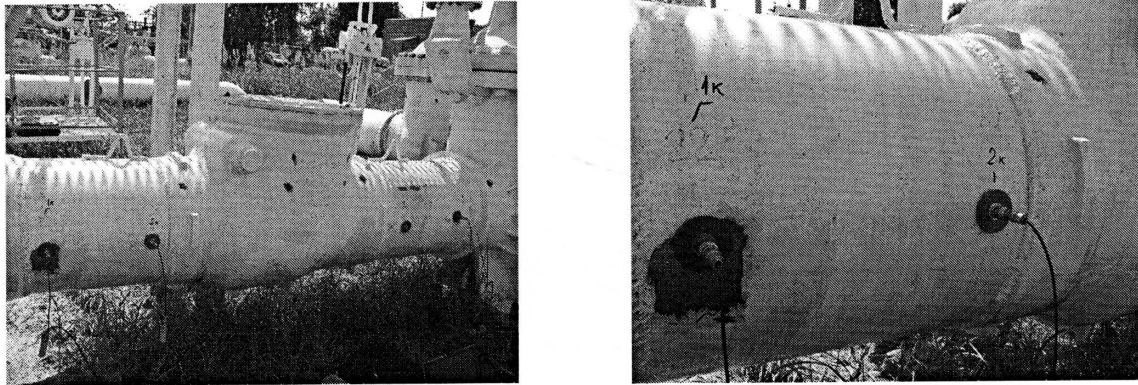


Рисунок 4.10 – Вигляд ПАЕ, встановлених на внутрішньостанційному нафтопроводі для визначення коефіцієнта згасання пружних хвиль АЕ під час їх імітування зондом-імітатором

За результатами проведення АЕ-обстежень було зареєстровано сигнали, які не перевищували встановлений поріг дискримінації, тобто таких, які вимірювальна система реєструвала як шуми, а також низку сигналів, які дещо перевищували фоновий рівень. Згідно з інтегральним критерієм (РД 03-131-97) класифікації джерел АЕ за ступенем небезпеки, такі сигнали належали до I-го класу, тобто до пасивних джерел АЕ (рисунок 4.11). Необхідно зазначити, що їх особливістю є невеликі значення максимальних амплітуд – до 0,3 мВ (рисунок 4.11, а), а також широкі смуги домінуючих частот (рисунок 4.11, з). За результатами НВП для цих сигналів отримали незначні (0,03–0,05) значення максимальних вейвлет-коефіцієнтів WT_{max} , смуги спектрів частот Δf яких на рівні $0,7 \times \Delta f_{max}$ знаходилися в межах 0,25–0,30 МГц (рисунок 4.11, в). Отримані за алгоритмом оцінки крихкого руйнування для зареєстрованих сигналів АЕ значення параметра було $k \leq 0,07$. Отож джерела АЕ, які випромінюють такі сигнали, не становлять небезпеки для даного об'єкта досліджень.

Водночас на ділянці, яка контролювалась ПАЕ №4 (вузол фільтрів-

брудовловлювачів I-ї черги) під час зміни тиску від 1,0 до 4,0 МПа зі швидкістю 0,05 МПа / хв зареєстровано 48 сигналів АЕ II-го класу, які відповідали активним джерелам АЕ.

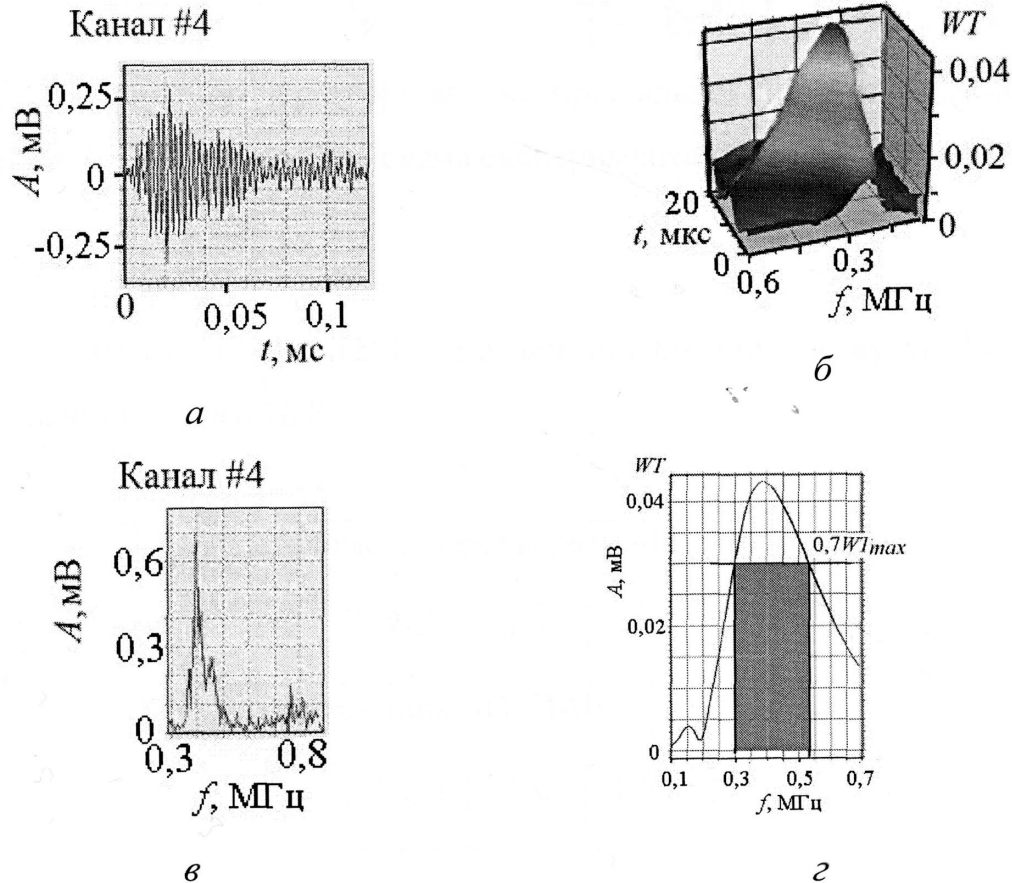
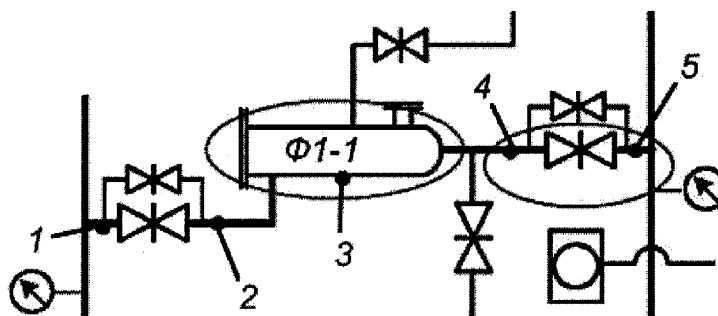


Рисунок 4.11 – Часові залежності амплітуд характерних сигналів АЕ I класу небезпеки (а); НВП цих сигналів (б), амплітудно-частотні характеристики (в) і проекція НВП на площину $WT-f$ (г)

Аналогічно проводили АЕ-діагностування вузла фільтрів-брудовловлювачів I-ї черги, результати якого представлено на рисунок 4.12. На даному рисунку кружком обведено фільтр № 1 та область, з якої генерувались сигнали АЕ II-го класу активності. Геометричні дані про встановлення ПАЕ на досліджуваному обладнанні НПС подано у таблиці 4.2.



(точки 1, 2...5 – первинні перетворювачі виміральної системи SKOP-8M)

Рисунок 4.12 – Структурна схема експериментальних АЕ-обстежень

Таблиця 4.2 – Відстані між ПАЕ, що встановлювали на вузлі фільтрів-брудовловлювачів I-ї черги НПС

Номера перетворювачів			
1-2	2-3	3-4	4-5
Відстань між ПАЕ			
1,5 м	2,6 м	3 м	1,5 м

Якщо порівняти характеристики типових сигналів АЕ, що зареєстровані під час проведення АЕ-діагностування фільтрів-брудовловлювачів із результатами попередніх обстежень, то необхідно зазначити, що вони мають суттєво вищі значення амплітуд (до 4 мВ) (рисунок 4.13, а), а також вузькі спектри домінуючих частот (рисунок 4.13, б). Аналіз НВП цих сигналів АЕ за показав, що діапазон значень максимальних вейвлет-коефіцієнтів WT_{max} знаходиться в інтервалі значень 0,07–0,16; ширина смуги спектрів частот Δf на рівні $0,7 \times \Delta f_{max}$ лежить у діапазоні 0,15–0,25 МГц, а критеріальний показник становить $\kappa = 0,1–0,3$.

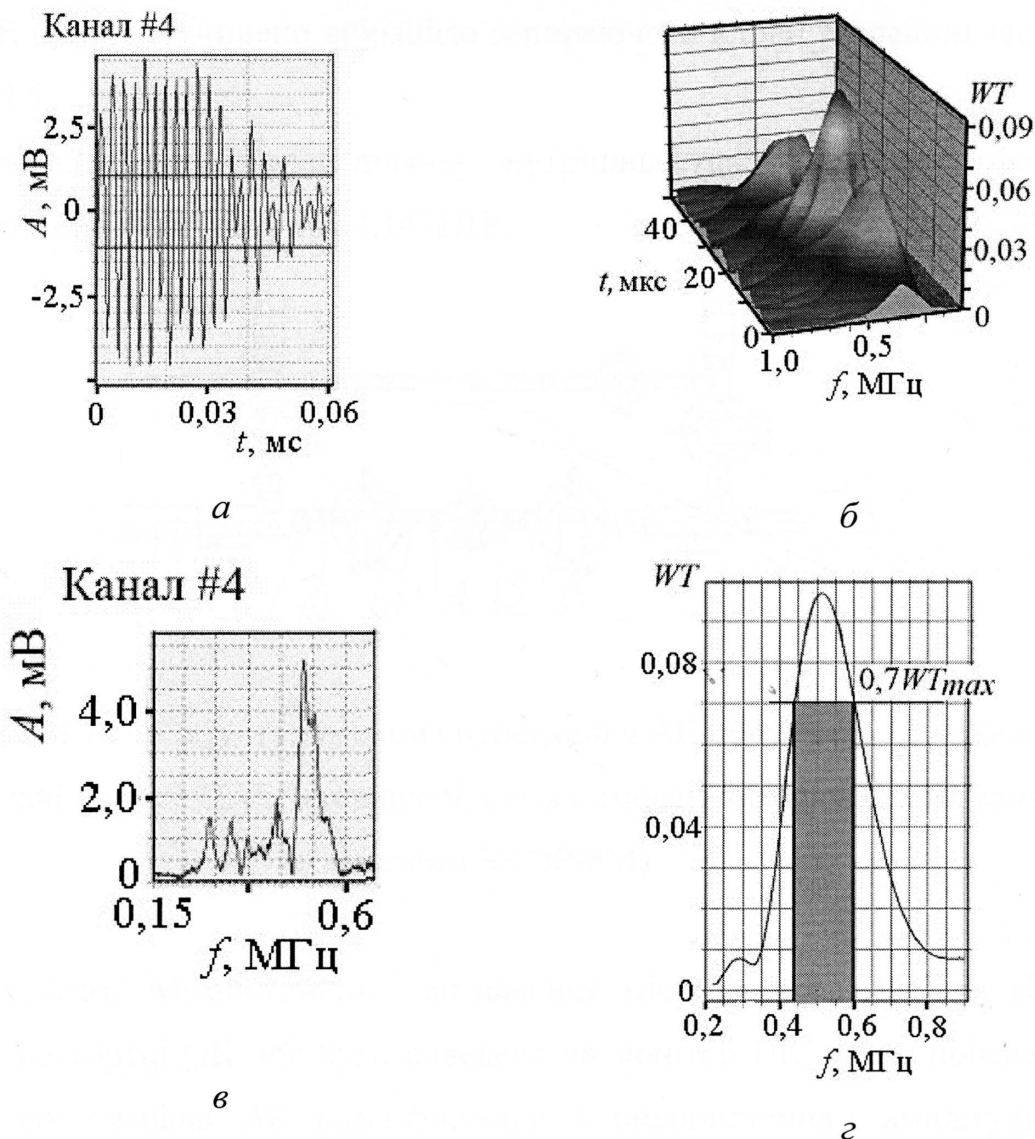


Рисунок 4.13 – Характерні показники хвильового відображення САЕ ІІ класу (а), що генерувалися дефектним клином клапана засувки; їхні типові амплітудно-частотні характеристики (в) та неперервне вейвлет-перетворення (б), а також частотна залежність максимумів вейвлет-коефіцієнта WT

Як бачимо критеріальний параметр k має суттєво вищі значення ніж у випадку діагностування елементів обв'язки. Згідно розробленого алгоритму оцінки крихкого руйнування та методики АЕ-діагностування обладнання НВП було зроблено висновок про недоцільність додаткових обстежень фільтра іншими методами НК. Вони засвідчили, що раніше проведені регламентні роботи з профілактики обладнання НПС виконані неякісно, тому генерування

сигналів АЕ було спричинено вібрацією запираючого клина всередині засувки між ПАЕ 4 і 5.

Варіант 3. Діагностували ділянку внутрішньостанційного нафтопроводу технологічної обв'язки (рисунок 4.14) НПС.

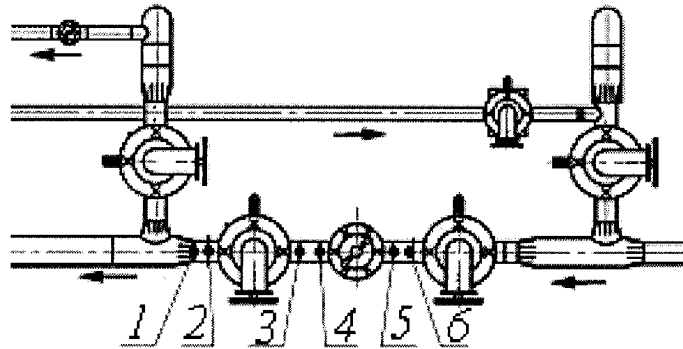


Рисунок 4.14 – Структурна схема проведення АЕ-обстежень (цифрами на схемі показані номери ПАЕ, що відповідають номерам вимірювальних каналів АЕ-системи SKOP-8M)

У результаті АЕ-обстежень і визначення місць джерел АЕ і їх відображення на розгортці ОК, що була виведена на монітор ПК, як і у попередніх випробуваннях сигнали АЕ класифікували з використанням амплітудного, інтегрального критеріїв, а також за критеріальним показником типів руйнування, який побудований на аналізі частотних спектрів сигналів та коефіцієнта їх неперервного вейвлет-перетворення.

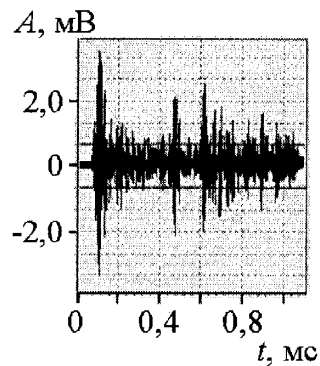


Рисунок 4.15 – Часове представлення характерного сигналу АЕ, що зумовлений ростучою тріщиною

Розташування ПАЕ проводили так, щоб вони попадали на критичні ділянки обладнання НПС, до яких відносили: коліна, трійники, корпуси засувок та клапанів, зварні шви та вхідні і вихідні фланці засувок та клапанів. При цьому особливо прискіпливо оцінювали коефіцієнт згасання пружних хвиль на цих елементах обладнання. Характерні сигнали АЕ, які реєстрували під час випробувань показані на рисунку 4.15. Їх генерування відбувалося під час зміни тиску на вході і причиною цьому був запуск помпи. Особливо активно вони випромінювались у діапазоні зміни тиску від 0,9 до 2,0 МПа, а тиск на виході НПС при цьому був 3,8 МПа і залишався незмінним.

Варіант 4. АЕ-обстеження обладнання даної НПС проводили у два етапи. Під час випробувань на 1-му етапі на окремих ділянках нафтопроводу ступінчасто нарощували тиск до 2,5 МПа. Таке підвищення створювали наявним у нафтовій магістралі продуктом. Після цього за допомогою помпи ступінчасто піднімали тиск до 3,4 МПа подачею нафти з резервуара. Первинні перетворювачі АЕ-системи SKOP-8 встановлювали так, як показано на рисунку 4.16. Відстані між ними приведено у таблиці 4.3.

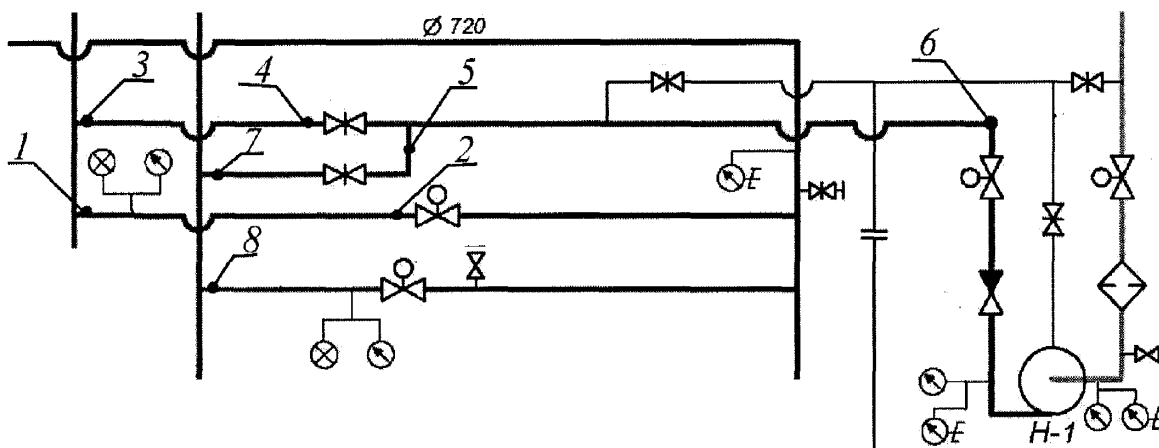


Рисунок 4.16 – Структурна схема проведення АЕ-обстежень

Таблиця 4.3 – Геометричні дані встановлення ПАЕ на об'єкті контролю

№ ПАЕ	1–2	3–4	4–5	5–6	7–8
Відстань, м	5	5	3	7	6

За досягнення тиском значення 2,0 МПа амплітуди САЕ, що реєстрували на ділянках нафтопроводу під час випробувань, почали суттєво збільшуватись (рисунок 4. 17). Найбільше сигналів зафіксовано ПАЕ №5 (5-й вимірювальний канал АЕ-системи) який був встановлений на нафтопровід поблизу трійника між засувками (рисунок 4.16). Аналіз сигналів показав, що в околі цього ПАЕ знаходиться активне джерело, яке постійно генерує АЕ.

У таблиці 4.4 подано кількісні показники АЕ-активності, що фіксувалася вимірювальними каналами системи SKOP-8, після досягнення тиску 2,0 МПа.

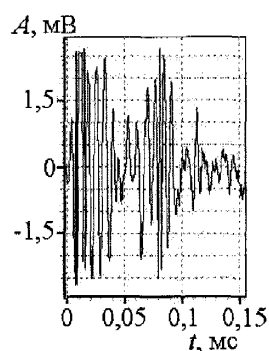


Рисунок 4.17 – Часовий характер зміни амплітуди типового САЕ, що проходив вимірювальним каналом №5 після досягнення 2,0 МПа тиску в трубопроводі

Таблиця 4.4 – Показник суми амплітуд САЕ, які зареєстрували вимірювальні канали

№ каналу	1	2	3	4	5	6	7
$\Sigma A_i, В$	7	86	$5,8 \times 10^3$	$9,7 \times 10^3$	$33,7 \times 10^3$	$8,6 \times 10^3$	52

Наступний (другий) етап випробувань даного об'єкта полягав у тому, що діагностували технологічне обладнання та ділянки нафтопроводу, які працюють під низьким тиском (до помпи). Його ступінчасто піднімали до 1,2 МПа, а ПАЕ встановлювали, так, як показано на рисунку 4.18. Відстані між ними подано у таблиці 4.5.

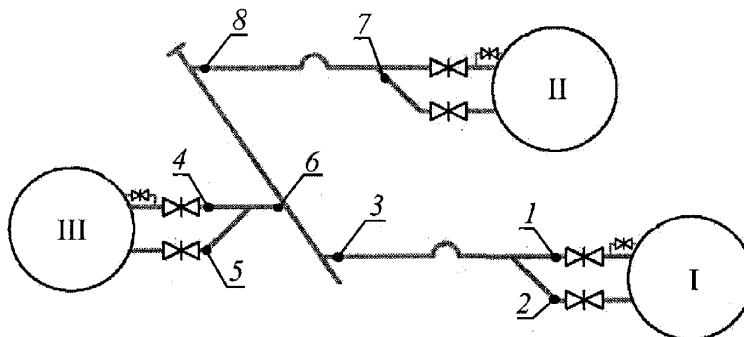


Рисунок 4.18 – Структурна схема розташування ПАЕ вимірювальних каналів на ОК

Таблиця 4.5 – Геометричні дані встановлення первинних перетворювачів

№ ПАЕ	8–7	6–4	5–4	3–1	2–1
Відстань, м	3	3	3	3	3

У таблиці 4.6 показано АЕ-активність, що фіксували вимірювальними каналами системи. З неї випливає, найбільшою вона була на 1-му та 7-му каналах. Вони відповідно знаходилися поблизу засувки, з яких генерувалася АЕ. Аналіз сигналів показав, що їхня частотна складова знаходиться у низьочастотній області. На підставі цього було зроблено висновок про те, що їх джерелом є шуми у засувках.

Таблиця 4.6 – Показники АЕ-активності вимірювальних каналів

№ каналу	1	2	3	4	5	6	7	8
$\Sigma A_i, В$	2×10^5	$0,6 \times 10^3$	$2,0 \times 10^4$	$5,8 \times 10^4$	$0,1 \times 10^3$	$2,9 \times 10^4$	$1,23 \times 10^5$	$1,6 \times 10^4$

Типові АЕ-сигнали, що реєстрували першим вимірювальним каналом показано на рисунку 4.19.

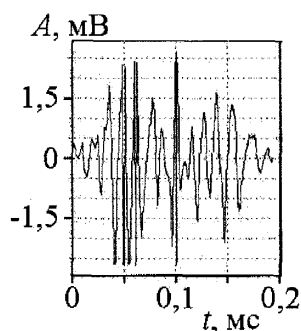


Рисунок 4.19 – Часова залежність зміни амплітуд типового сигналу АЕ, зареєстрованого першим вимірювальним каналом

Ураховуючи інтенсивність сигналів АЕ, які подано в табл. 4.6, було зроблено висновок про можливе руйнування шва трійника, про що свідчить інтенсивність сигналів, котрі зареєстровані 6-м вимірювальним каналом. Для підтвердження висунутої гіпотези провели додаткове обстеження, застосувавши для цього рентгенографію. Цей додатковий метод НК підтвердив брак зварного з'єднання (рисунок 4.20), яке було виконано під час монтажних робіт внутрішньостанційного технологічного нафтопроводу на даній НПС. З плином часу в ньому почали розвиватись під дією внутрішнього тиску продукту тріщини, що і супроводжувалось генеруванням АЕ.

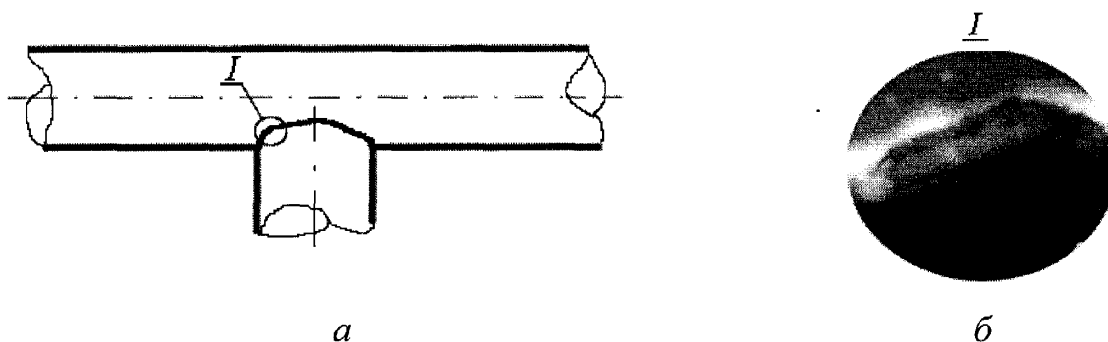


Рисунок 4.20 – Місце розташування (а) і рентгенограма (б) пошкодженого шва трійника

Ураховуючи викладене, було прийнято рішення про заміну трійника, а результати АЕ-обстежень ще раз підтвердили ефективність застосування методу АЕ для встановлення місць руйнування обладнання НПС. Ефективність зас-

тосування комплексної акустичної методики для обстеження таких об'єктів показано нижче.

4.6 Ультразвукове діагностування внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів і обладнання НПС

Загальні положення. Ультразвукову дефектоскопію ділянок труб проводять із метою виявлення дефектів як на зовнішній і внутрішній поверхнях, так і вздовж перерізу тіла труби без встановлення типу дефекту та його фактичних розмірів. Так забезпечують виявлення несучільностей металу труб, еквівалентні розміри яких не є меншими від нормативних величин та амплітуда луно-сигналу від яких не менше, ніж на 6 дБ перевищує рівень шумів. За ультразвукової дефектоскопії не гарантується виявлення дефектів із лінійними розмірами, які менші від довжини поперечної ультразвукової хвилі (приблизно 0,7 мм для $f = 5$ МГц), та які розміщені в межах “мертвої зони” п'єзоперетворювача.

Найпоширенішими дефектами труб є корозійні язви, раковини, риски, закати, розшарування металу, тріщини. Приблизно тип дефекту можна встановити за його характеристикою (місце розташування, під яким кутом береться, форма луно-імпульсу, протяжність тощо). Зазвичай ультразвукову дефектоскопію проводять після візуального огляду (у разі необхідності проводять магнетопорошкову дефектоскопію), вимірювання товщини стінки, за температури навколишнього середовища від $+5^{\circ}$ до $+40^{\circ}\text{C}$ дефектоскопістами не нижче II рівня кваліфікації, які атестовані у встановленому порядку.

Оцінку якості ділянки труби проводять шляхом порівняння параметрів луно-сигналу від дефекта та від кутового відбивача типу „зарубка” на стандартному зразку підприємства (СЗП) відповідного типорозміру. СЗП повинен мати паспорт і дійсне свідоцтво про метрологічну повірку.

У нашому випадку СЗП для контролю труб виготовляли із прямої ділянки труби сталі з аналогічними акустичними характеристиками матеріалу контрольованої труби. Для товщини стінки 8–12 мм використовували СЗП із зарубками шириною 2,0 мм і висотою 1,0 мм.

Для УЗК контролю труб використовували серійні переносні луно-імпульсні ультразвукові дефектоскопи типу УД2-12, УД2-70 або їх вітчизняні чи зарубіжні аналоги, які мають дійсне свідоцтво про метрологічну повірку, із дискретністю зміни чутливості прийомного тракту – не більше 2 дБ та вбудованим блоком цифрового відліку; прямі п'єзоперетворювачі з $f = 5$ МГц для утворення поздовжніх хвиль (контроль на розшарування) та прямі п'єзоперетворювачі з кутом вводу по сталі 65° і 70° і $f = 5$ МГц для утворення поперечних хвиль (контроль на наявність об'ємних та площинних дефектів в стінці труби).

Підготовка для проведення УЗ контролю. Перед проведенням контролю дефектоскопіст ознайомлювався з результатами АЕ-діагностування. За даними АЕ-контролю визначали та проводили розмітки незмиваючим маркером ділянки контролю та перевіряли придатність поверхні контрольованої ділянки для проведення УЗК.

Контрольовану ділянку зачищали механічним способом (металічною щіткою, шабером, наждачною шліфшкуркою чи шліфувальною машинкою) від захисних покриттів, бруду, відшаровуючого шару окалини, фарби та інших грубих нерівностей поверхні. Шорсткість поверхні забезпечували не гірше $R_z = 40$ мкм.

В окремих випадках допускали наявність загальної чи точкової корозії без гострих країв глибиною до 10% номінальної товщини стінки труби, яка не заважаєла проведенню контролю. Зкородовану поверхню в зоні сканування зачищали механічним способом до одержання рівної та гладкої поверхні без рисок, випуклостей та впадин у межах переміщення п'єзоперетворювача. Розмір нещільностей між поверхнею контрольованої ділянки та робочою поверхнею призми п'єзоперетворювача був не більшим 0,5 мм.

Підготовлену для УЗК ділянку покривали шаром контактної рідини: гліцерин, мінеральні масла або мастила на основі шпалерного клею. Для контролю в стельовому положенні допускали використння густих мастил типу солідол чи

літол. При цьому під час налаштування дефектоскопа використовували ті ж мастила, які нанесли на ділянку контролю.

Технологія проведення ультразвукового контролю. Перед початком УЗК дефектної ділянки трубопроводу налаштовували дефектоскоп згідно заводської інструкції та визначали: точку виходу ультразвукового променя; стрілу п'єзоперетворювача; перевіряли кут вводу ультразвукового променя; визначали похибку глибиноміра дефектоскопа.

На СЗП із зарубками $2 \times 1,0 \text{ мм}^2$ проводили налаштування швидкості розгортки дефектоскопа та чутливості. Перше здійснювали шляхом плавного переміщення п'єзоперетворювача уздовж робочої поверхні СЗП із послідовним одержанням на екрані дефектоскопа сигналів, відбитих від нижньої та верхньої зарубок. Сигнали були розміщені на двох третинах екрану дефектоскопа.

За використанням дефектоскопа типу УД2-12 строб встановлювали між імпульсами від нижньої та верхньої зарубки, а за контролю дефектоскопом типу УД2-70 початок першого стробу встановлювали в положення, яке відповідає глибині 3 мм (глибина може бути збільшена у залежності від форми зондуючого імпульсу), а кінець стробу встановлювали у положення, яке відповідає подвоєній товщині контрольованого металу, тобто сигналу від верхньої зарубки. Початок другого стробу виводили в положення, яке відповідає сигналу від нижньої зарубки, а кінець – у положення, яке відповідає сигналу від верхньої зарубки.

Налаштування чутливості здійснювали у такій послідовності:

- плавним переміщенням п'єзоперетворювача по СЗП досягали максимуму сигналу від нижньої зарубки. Слідкували, щоб сигнал знаходився у першій третині екрана дефектоскопа;
- так само досягали максимуму луно-сигналу від верхньої зарубки. Сигнал знаходився в другій третині екрана дефектоскопа;
- вирівнювали сигнали від верхньої та нижньої зарубок. Добивались, щоб наявності в трубопроводі нафтопродуктів сигнал від верхньої зарубки був більшим від сигналу нижньої на 2 дБ.

- виводили за допомогою атенюатора сигнали на 80% висоти екрана дефектоскопа;
- перевіряли правильність налаштування дефектоскопа шляхом повторного вимірювання амплітуди луно-сигналу від відбивачів СЗП;
- налаштування дефектоскопа та вимірювання фактичного кута введення проводили на місці контролю за фактичної температури навколишнього середовища.

Після завершення процесу налаштування дефектоскопа записували (заносили в пам'ять) такі параметри контролю:

- амплітуду луно-сигналу від зарубок;
- пробіг луно-сигналу від зарубок на контрольному рівні чутливості.

Під час проведення УЗК використовували наступні рівні чутливості контролю:

- а) пошуковий рівень – для пошуку несучільностей;
- б) контрольний рівень (рівень фіксації) – рівень, за якого здійснювали оцінювання вимірювальних характеристик виявлених несучільностей;
- в) бракувальний рівень – рівень чутливості, за якого визначали допустимість виявленої несучільності за амплітудою луно-сигналу.

Бракувальний рівень є нижчим (вищим – у залежності від типу приладу, яким проводиться контроль) від контрольного на 6 дБ і пошукового на 12 дБ.

Контроль дефектної ділянки трубопроводу здійснювали в такій послідовності:

- а) налаштовували бракувальний рівень чутливості дефектоскопа;
- б) визначали положення контрольного і пошукового рівнів на екрані дефектоскопа;
- в) проводили сканування дефектної ділянки трубопроводу. Сканування поверхні труби здійснювали шляхом плавного послідовного переміщення п'єзоперетворювача назад і вперед з одночасним поворотом на $10-15^{\circ}$ відносно осі п'єзоперетворювача. Сканування проводили з 4-х сторін

дефектної ділянки. Швидкість сканування – не більше 100 мм/сек. Крок сканування – не більше половини ширини п'єзопластини;

г) ознакою дефекту в металі труби служила поява луно-сигналу в робочій зоні екрану дефектоскопа, причому за місцем появи сигналу визначали його глибину залягання, яким променем береться та інші допоміжні характеристики;

д) з появою луно-сигналу від несучільності, який перевищує контрольний рівень, здійснювали вимірювання її координат та протяжності;

е) визначали допустимість несучільності за амплітудою луно-сигналу;

є) визначали характеристики несучільності з усіх напрямків сканування із записом максимальних;

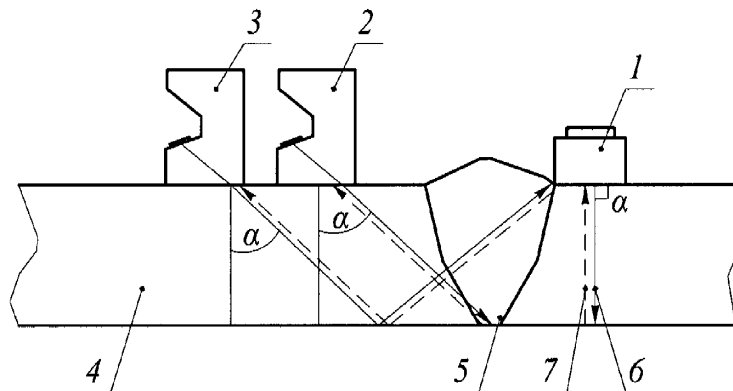
ж) оцінювали якість дефектної ділянки.

4.7 Аналіз результатів ультразвукового контролю

Оцінку якості дефектної ділянки за результатами УЗК проводили за двома критеріями „Придатна” та „Непридатна” (брак). Ділянку труби бракували, якщо виявлені дефекти, амплітуда або пробіг луно-сигналу від них дорівнювали або перевищували бракувальний рівень для відповідної зарубки.

Ділянку труби вважали придатною за результатами УЗК, якщо під час контролю не виявлені дефекти з бракувальними ознаками. У випадку затруднення в оцінці виявлених на частоті 5 МГц дефектів, проводять додатково контроль на частоті 2,5 МГц. Якщо амплітуда луно-сигналу під час контролю на частоті 2,5 МГц дорівнює або перевищує амплітуду луно-сигналу від зарубки, то дефект є недопустимим.

Виявлення дефектів зварних з'єднань УЗК. Для УЗК-діагностування місць руйнувань використовували дефектоскоп УД2-70 [157]. Орієнтуючись за даними АЕ-контролю, проведено УЗК зварних з'єднань для детальнішого оцінки дефектних місць. Схему контролю зварного з'єднання приведено на рисунку 4.21.



1 – пряме введення променя, 2 – контроль зварного шва один раз відбитим променем, 3 – контроль зварного шва двічі відбитим променем, 4 – основний метал, 5 – зварний шов, 6 – зондувальний промінь, 7 – відбитий промінь, α – кут падіння ультразвукового променя

Рисунок 4.21 – Схема контролю зварного шва

Основні параметри УЗ-діагностування такі: частота випромінювання первинного п'єзоперетворювача – 5 МГц, кут введення променя – 65° ; частота повторення імпульсів – 500 Гц, затримка у призмі – 7,5 мкс; швидкість пружної хвилі – 3320 м/с; бракувальний рівень – 50 дБ.

Використовували УЗК прямим і відбитим променями. Пошуковий рівень підсилення встановлювали на 6 дБ вище від контрольного, який в свою чергу був на 6 дБ вищий від бракувального. Сканування зварних швів трубопроводу проводили зворотно-поступальними переміщеннями шукача (п'єзоперетворювача), який був орієнтований перпендикулярно до зварного шва, з одночасним поворотом на $10-15^\circ$ по обидва боки від власної осі. Ультразвукова діагностика зварних швів, проведена на об'єкті контролю за даними АЕ-діагностування, підтвердила наявність дефектів, окреслила їх конфігурацію, завдяки чому були прийняті рішення щодо ступеня небезпеки та їх бракування.

Приклад відбракування дефектного зварного шва. Під час появи дефекту шва в області сканування з'являвся луно-сигнал на відповідній ділянці розгортки (рисунок 4.22).

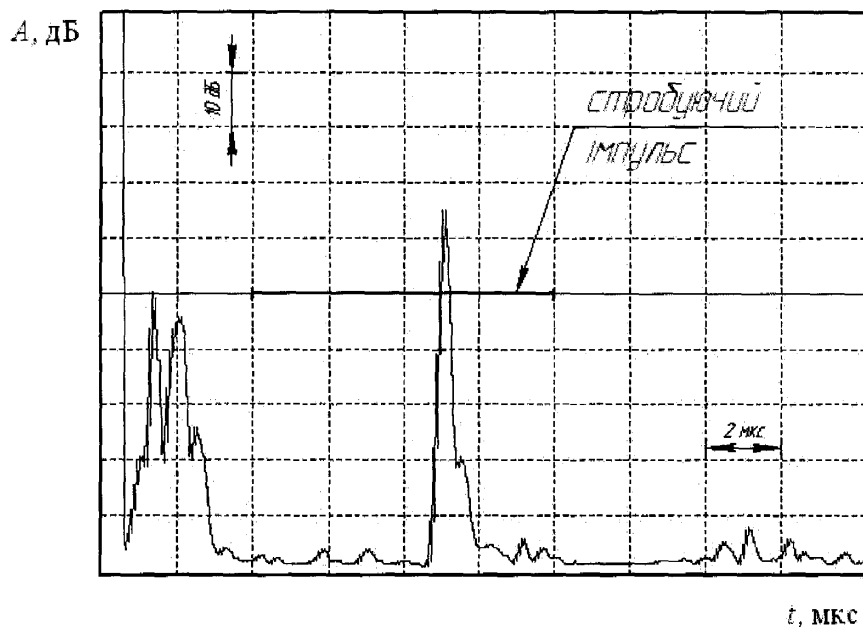
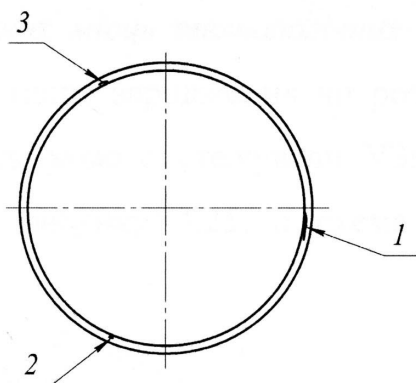


Рисунок 4.22 – Вид відбитого від тріщини зварного шва УЗ-сигналу

У результаті УЗК прямим променем виявлені точкові та протяжні дефекти, дефектограму досліджуваного шва показано на рисунку 4.23. Під час проведення його ультразвукового контролю виявлено низку дефектів, серед яких два протяжні площинні. Саме ці дефекти дали сигнали АЕ, що говорить про розвиток наявної тріщини в зварному шві. Таким чином, УЗК підтвердив дефекти, локалізовані за даними АЕ-діагностування зварного шва і дозволив визначити точне розташування тріщин.

Виявлені дефекти зварного шва були вище бракувального рівня. Наявність протяжних дефектів, встановлених УЗК за відповідними даними АЕ-контролю, свідчили про тріщиноподібний характер дефекту, який розвивається. Це зумовило необхідність проведення першочергового ремонту даного шва.



1 – протяжний дефект глибиною залягання 7,5 мм, довжиною 160 мм; амплітуда луно-сигналу на 4 дБ більша від бракувального рівня; 2 – точковий дефект глибиною залягання 6,0 мм; амплітуда луно-сигналу на 3 дБ більша від бракувального рівня; 3 – протяжний дефект глибиною залягання 7,0 мм, довжиною 40 мм; амплітуда луно-сигналу на 3 дБ більша від бракувального рівня.

Рисунок 4.23 – Дефектограма зварного шва у трубі 720×11

Таким чином, виявлені тріщини були напівеліптичними і мали розміри: велика піввісь $a = 80$ мм, а мала піввісь $b = 3,9$ мм. Для іншої ці розміри становили відповідно 20×3,2 мм.

На рисунку 4.24 показано зовнішній вигляд досліджуваного зварного шва.

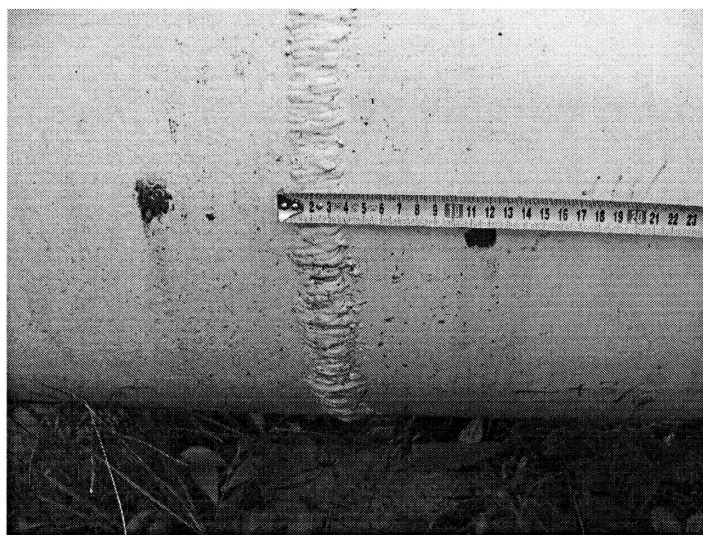
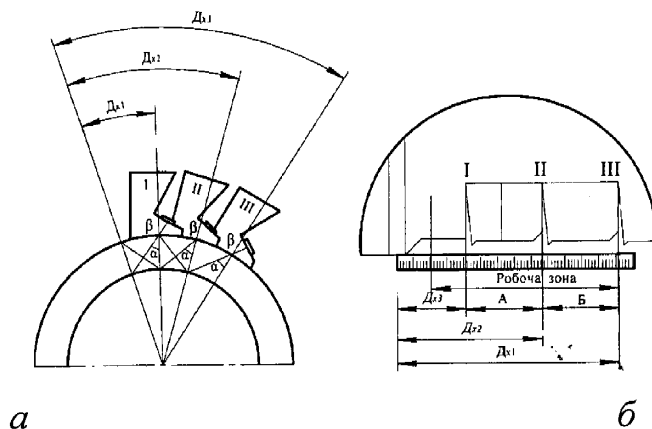


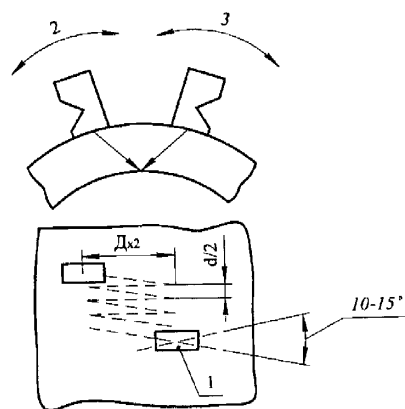
Рисунок 4.24 – Загальний вигляд дефектного зварного шва

УЗ-обстеження дефектних місць технологічних трубопроводів об'язки НПС. Виявлені методом АЕ місця зародження чи розвитку тріщиноподібних дефектів на згиніях труб додатково обстежували УЗК. Схему налаштування дефектоскопа приведено на рисунку 4.25, а схема контролю згину – на рисунку 4.26.



a – розташування на випробувальному зразку; *б* – вигляд осцилограми дефектоскопа; I – сканування прямим променем; II – один раз відбитим променем; III – сканування двічі відбитим променем; β – кут нахилу призми шукача; α – кут введення ультразвукового променя; D_x – відстань від точки введення до площини розташування штучного дефекта; А, Б – зони прозвучування (А – для положень I, II; Б – для положень II, III)

Рисунок 4.25 – Схема налаштування дефектоскопа



1 – точка введення; 2 – контроль зліва; 3 – контроль справа

Рисунок 4.26 – Схема контролю згину

Основні параметри УЗ-діагностування такі: частота первинного п'єзоперетворювача – 5 МГц, кут введення – 50°; частота повторення імпульсів – 500 Гц, затримка у призмі – 6,6 мкс; швидкість пружної хвилі – 3320 м/с; бракувальний рівень – 40,0 дБ. Використовували сканування прямим і відбитим променями. Пошуковий рівень підсилення встановив на 6 дБ вище від контрольного. Сканували поверхню згину трубопроводу зворотно-поступальними переміщеннями шукача (п'єзоперетворювача), який був орієнтований перпендикулярно до твірної згину, з одночасним поворотом на 10-15° по обидва боки від власної осі (рисунк 4.26). Під час появи дефекту в області сканування з'являвся луно-сигнал на відповідній ділянці розгортки (рисунк 4.27).

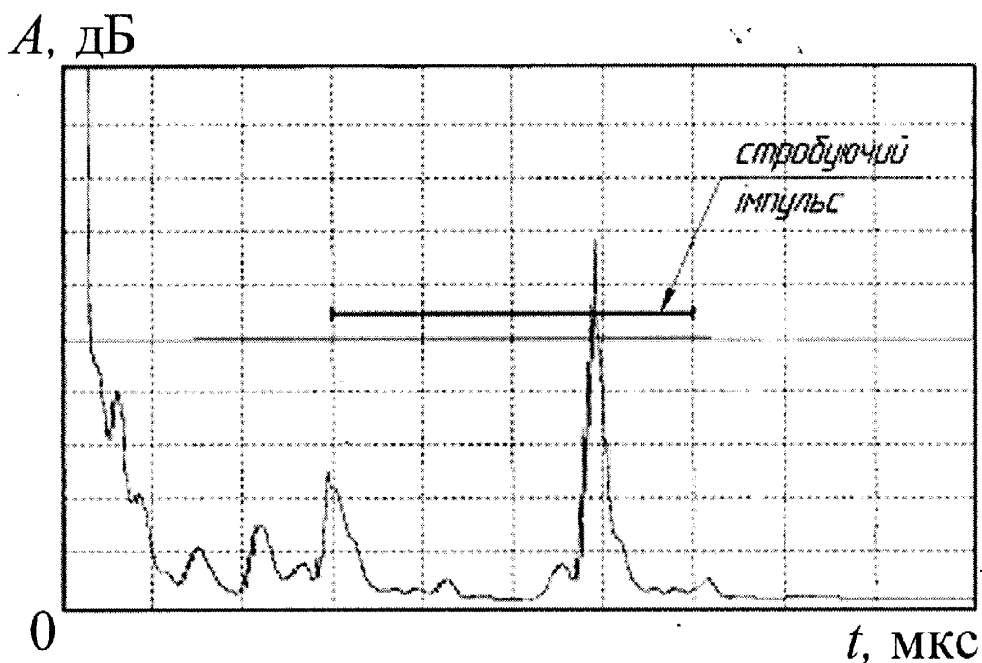


Рисунок 4.27 – Вид відбитого від тріщини УЗ-сигналу

За результатами ультразвукового контролю за вище описаною методикою один раз відбитим променем був виявлений плоский протяжний дефект довжиною 140 мм з амплітудою луно-сигналу на 5 дБ більшою від бракувального рівня для п'єзоперетворювача П121-5,0-50°.

Після виявлення дефекту визначали місця його розташування за периметром згину і вимірювали параметри: амплітуду луно-сигналу, еквівалентну площу, глибину залягання, умовну висоту та протяжність. Місце розташування

дефекту (дефектів) вздовж периметра згину відноситься до розтягнутої зони.

Остаточне підтвердження акустичного діагностування згину трубопроводу проводили методом магнетопорошкової дефектоскопії, яка підтвердила отримані результати. На рисунку 4.28 показано виявлену тріщину після зняття фарбового покриття поверхні згину.



Рисунок 4.28 – Вигляд тріщини після проведення магнетопорошкової дефектоскопії (зліва і справа від тріщини – магнетні наконечники приладу)

4.8 Методика розрахунку залишкового ресурсу елементів обладнання НПС з наявними тріщинами

В основу розроблення методики закладено підходи, які описані у працях Д.В.Рудавського [158] і розвинуті нами спільно стосовно труб нафтопроводів [144, 145, 147]

Розглянемо спочатку задачу про ріст типової поверхневої півеліптичної втомної тріщини, що розташована, наприклад, на внутрішній стінці технологічного трубопроводу обв'язки НПС (рисунок 4.29). Трубопровід виготовлено зі сталі 16ГС і піддається дії циклічної зміни внутрішнього тиску $p = 3,7$ МПа із асиметрією циклу $R = 0,85$. Механічні характеристики сталі такі: межа текучості $\sigma_T = 450$ МПа, нижнє порогове значення циклічної тріщиностійкості $K_{th} = 3,5$ МПа \times м^{1/2}, статична тріщиностійкість $K_{Ic} = 120$ МПа \times м^{1/2}. Необхідно визначити кінетику росту втомної тріщини.

Нехай a_0, b_0 – початкові розміри тріщини, r – внутрішній радіус труби, $h = 8$ мм – товщина стінки.

Для визначення кінетики контуру тріщини (рис. 4.29, б) вважали, що контур тріщини під час її поширення завжди залишається плоским та близьким до півеліптичного. Тоді залежність довжини півосей цього контуру від кількості циклів навантаження можна отримати із розв'язку системи двох звичайних диференціальних рівнянь у двох точках контуру, що відповідають великій та малій півосі ($\varphi = 0, \varphi = \pi/2$)

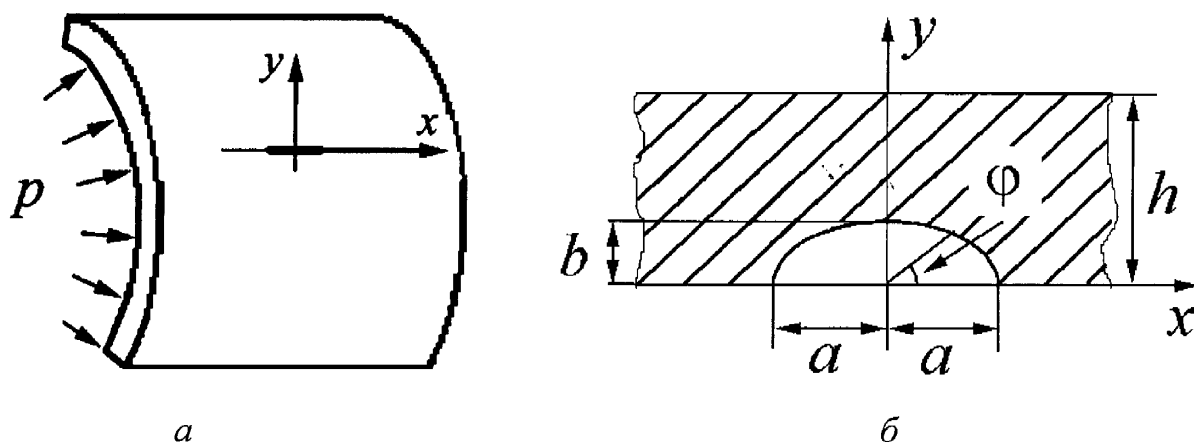


Рисунок 4.29 – Схема елемента труби (а) та розташування внутрішньої півеліптичної тріщини (б)

$$\begin{cases} \frac{da}{dN} = V [K_{I \max}(a, b, \varphi = 0), C_H], \\ \frac{db}{dN} = V [K_{I \max}(a, b, \varphi = \pi/2), C_H] \end{cases}, \quad (4.2)$$

де $K_{I \max}$ – максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН) у відповідних точках контуру тріщини, C_H – концентрація водню в стінці труби біля контуру тріщини.

$$\begin{aligned} \text{Граничні умови} \quad N = 0: \quad a = a_0; \quad b = b_0; \\ N = N_d: \quad b = h, \end{aligned} \quad (4.3)$$

де N – кількість циклів зміни тиску в трубі, N_d – залишкова довговічність стінки труби за наявності тріщини.

Швидкості росту V півосей контуру тріщини визначали на основі рівняння, отриманого у праці [159]

$$V(a,b) = \frac{0,03\sigma_T^{-2}(1-R)^2(1-R^4)K_{I\max}^4(a,b)}{\alpha \cdot (K_{Ic}^2 - A_1 E \sigma_T C_H) - K_{I\max}^2(a,b)}, \quad (4.4)$$

де E – модуль пружності; α – коефіцієнт Морроу; A_1 – постійна матеріалу; K_{Ic} – статична тріщиностійкість матеріалу.

Для тріщини в нашому випадку КІН в кожній точці її контуру можна представити у вигляді [160]

$$K_I(a,b,\phi) = \sigma \sqrt{\pi b} F(\xi, \chi, \phi), \quad (4.5)$$

$$\text{де } \xi = \frac{b}{h}; \chi = \frac{b}{a}; \sigma = p \left(\frac{r}{h} - \frac{H_1}{2} \right); F = \frac{H_2 + H_3 \xi^3 + H_4 \xi^4}{q} f_1 f_2;$$

$$H_1 = H_5 + (H_6 - H_5) \sin^q \phi; q = 0,2 + \chi + 0,6\xi; H_5 = 1 - 0,34\xi - 0,11\chi\xi;$$

$$H_6 = 1 - (1,22 + 0,12\chi)\xi + (0,55 - 1,05\chi^{0,75} + 0,47\chi^{1,5})\xi^2; Q = \sqrt{1 + 1,464\chi^{1,65}};$$

$$H_2 = 1,13 - 0,09\chi; H_3 = -0,54 + \frac{0,89}{0,2 + \chi}; H_4 = 0,5 - \frac{0,1}{0,65 + \chi} + 14(1 - \chi)^{24};$$

$$f_1 = (\chi^2 \cos^2 \phi + \sin^2 \phi)^{1/4}; f_2 = 1 + (0,1 + 0,35\chi^2)(1 - \sin \phi)^2.$$

Система звичайних нелінійних диференціальних рівнянь першого порядку (4.2) з урахуванням (4.3) – (4.5) розв'язано числовим методом Рунге-Кутта.

Визначення концентрації водню в зоні передруйнування біля вершини тріщини. Рівень концентрації водню C_H у стінці труби біля тріщиноподібного дефекту оцінювали із розв'язку дифузійної задачі.

Розглядали пружно-пластичне ізотропне тіло, яке початково рівномірно наводнене до деякого рівня концентрації водню C_0 і містить плоску тріщину

розміром l в умовах симетричного відносно площини тріщини напруженого стану (рисунок 4.30).

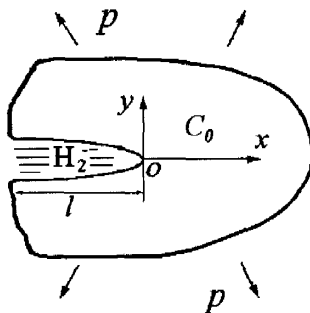


Рисунок 4.30 – Схема навантаженої у водневовмісному середовищі пружно-пластичної пластини із тріщиною

Нехай зовні у тріщину попадає водневовмісне середовище, забезпечуючи таким чином у поверхневому шарі біля її вершини деяку концентрацію водню C_s .

Поле концентрацій водню в зоні біля вершини тріщини шукали на основі узагальненого закону Фіка

$$\frac{\partial C_H}{\partial t} = D_H \nabla^2 C_H - \frac{D_H V_H}{RT} \nabla \sigma_r \nabla C_H, \quad (4.6)$$

де D_H – коефіцієнт дифузії водню у металі; V_H – парціальний молярний об'єм водню у металі; T – абсолютна температура; t – час; R – універсальна газова постійна.

Апроксимуючи розподіл гідростатичного напруження σ_r на продовженні тріщини біля її вершини кусково-лінійною залежністю (рисунок 4.31), в одновимірному випадку рівняння дифузії (4.6) зведеться до системи двох диференціальних рівнянь

$$\begin{cases} \frac{\partial C_1(\xi, \tau)}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 C_1(\xi, \tau)}{\partial \xi^2} - 2m_1 \frac{\partial C_1(\xi, \tau)}{\partial \xi} & (0 < \xi < 1), \\ \frac{\partial C_2(\xi, \tau)}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 C_2(\xi, \tau)}{\partial \xi^2} - 2m_2 \frac{\partial C_2(\xi, \tau)}{\partial \xi} & (\xi > 1). \end{cases} \quad (4.7)$$

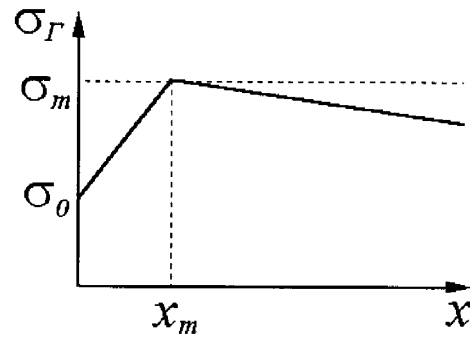


Рисунок 4.31 – Розподіл гідростатичної компоненти тензора механічних напружень біля вершини тріщини

Тут було введено такі безрозмірні змінні

$$\xi = x/x_m, \quad \tau = Dt/x_m^2, \quad m_i = (\sigma_{\Gamma})'_x V_H x_m / 2RT.$$

Взявши до уваги, що в точці $\xi = 1$ повинні виконуватися умови неперервності потоку $\left(\vec{I} = -D\nabla C + \frac{DV_H}{RT} C \cdot \nabla \sigma_{\Gamma} \right)$ і концентрації водню

$$C_1(\xi, \tau) = C_2(\xi, \tau) \quad (\xi = 1)$$

$$\frac{\partial C_1(\xi, \tau)}{\partial \xi} - 2m_1 C_1(\xi, \tau) = \frac{\partial C_2(\xi, \tau)}{\partial \xi} - 2m_2 C_2(\xi, \tau) \quad (\xi = 1) \quad (4.8)$$

та вважаючи, що фізико-хімічні умови наводнювання металу в вершині тріщини забезпечують постійність величини концентрації водню C_s в її поверхневому шарі, тобто представляючи граничну умову рівняння дифузії у вигляді

$$C_1(0, \tau) = C_s, \quad (4.9)$$

визначали розподіл концентрації водню в околі вершини тріщини з розв'язку задачі дифузії (4.7) – (4.9) за початкової умови

$$C_1(\xi, 0) = C_2(\xi, 0) = C_0. \quad (4.10)$$

Задача (4.7) – (4.10) з умовою обмеженості концентрації водню на безмежності

$$C_2(\infty, \tau) < \infty \quad (4.11)$$

становить граничну задачу для диференціального рівняння в частинних похідних 2-го порядку параболічного типу з кусково-неперервними коефіцієнтами. Розв'язок цієї задачі було отримано у вигляді (4.12) за допомогою комбінації методів інтегрального перетворення Лапласа та граничної інтерполяції

$$C(\xi, \tau) = \frac{\left(\frac{2C_s}{\xi} \sqrt{\frac{\tau}{\pi}} \cdot \exp\left[m_1 \xi - \frac{\xi^2}{4\tau} \right] + C_0 \right) \left(\left(C_s - C_0 \frac{m_2}{m_1} \right) \exp(2m_1 \xi) + C_0 \frac{m_2}{m_1} \right)}{\frac{2C_s}{\xi} \sqrt{\frac{\tau}{\pi}} \cdot \exp\left[m_1 \xi - \frac{\xi^2}{4\tau} \right] + \left(C_s - C_0 \frac{m_2}{m_1} \right) \exp(2m_1 \xi) + C_0 \frac{m_2}{m_1}} \quad (4.12)$$

На рисунку 4.32 графічно зображено розподіл концентрації водню (4.12) біля вершини тріщини.

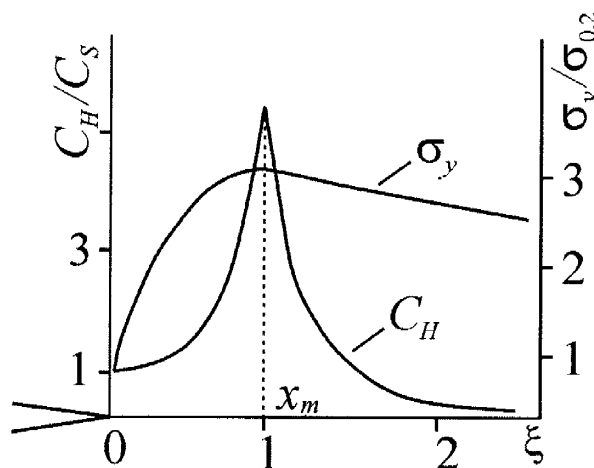


Рисунок 4.32 – Графічне представлення розподілу концентрації водню C_H в полі механічних напружень σ_y біля вершини тріщини (C_s – концентрація водню в поверхневому шарі біля вершини тріщини; $\xi = x/x_m$; $x_m = \delta$ – розкриття вершини тріщини)

Тут приймали рівень початкової концентрації водню в матеріалі $C_0 = 0,5C_s$. На основі отриманого розв'язку можна зробити висновок, що наявність попереднього наводнювання та поля механічних напружень біля вершини тріщини може збільшувати концентрацію водню в цій зоні у 10–12 разів відносно поверхневої.

Аналіз результатів розрахунку залишкової довговічності елемента НПС. Для виявлення зародження чи розвитку тріщиноподібних дефектів у стінці трубопроводів використовували лінійну локацію джерел АЕ. При цьому коефіцієнт п'єзочутливості первинного перетворювача АЕ (ПАЕ) становив $\eta = 1,6 \cdot 10^9$ В/м. Внаслідок АЕ-контролю було зареєстровано 3 події з амплітудами на виході ПАЕ 3; 3,8; 5 мВ. Відстань від джерела АЕ до ПАЕ була 2,8 м.

Згідно концепції визначення об'ємної пошкодженості матеріалу [161] за формулою (4.13) визначали еквівалентну площу новоутворених поверхонь тріщин, які генерували АЕ, а саме – радіус r_0 еквівалентного круга. Для цього урахували зникання амплітуди пружної хвилі АЕ [161]. Отримали, що сумарна еквівалентна площа дала радіус $r_0 \approx 10^{-4}$ м.

$$u_{\max}|_{c_i} = \delta_i \frac{\sigma_0 \Phi_i^{(d)}(\theta) r_0^2}{T_r \rho c_1^2 R_*}, \quad (4.13)$$

де u_{\max} – максимальне значення модуля вектора переміщень, δ – коефіцієнт поширення пружної хвилі у матеріалі; $\Phi_i^{(d)}(\theta)$ – функція кутової залежності амплітудних значень модуля вектора переміщень, T_r – час релаксації, ρ – густина матеріалу, c_1 – швидкість пружної хвилі, R_* – відстань від джерела хвилі до точки спостереження.

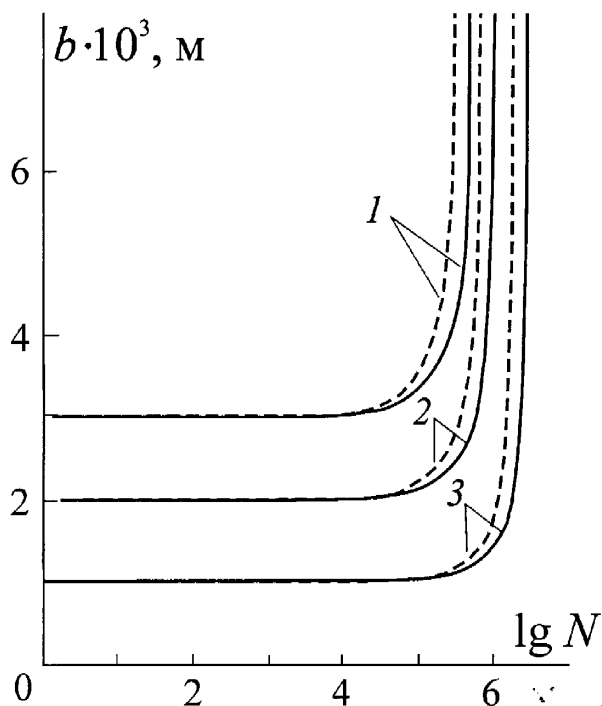
У таблиці 4.7 наведено приклади розрахунку довговічності N_d стінки труби нафтопроводу для різних величин площі S півдискової тріщини на основі розв'язку рівнянь системи (4.2). Отримані результати зображено графічно на рисунку 4.33.

Таблиця 4.7 - Результати розрахунку довговічності стінки труби нафтопроводу з наявними різними за площею тріщинами

$S_0, \text{м}^2$	$r_0, \text{м}$	N_d
$2.83 \cdot 10^{-5}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$4.21 \cdot 10^4$
$5.02 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-3}$	$2.29 \cdot 10^4$
$7.85 \cdot 10^{-5}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$1.24 \cdot 10^4$

Розрахунок показав, що тріщини із початковим радіусом поверхні $r_0 < 3 \cdot 10^{-3}$ м не розвиваються, оскільки за даних умов експлуатації нафтопроводу величина КІН для таких тріщин менша його порогового значення – K_{th} . Тобто виявлені тріщиноподібні дефекти розміром $r_0 \approx 10^{-4}$ м під час АЕ-діагностування ділянки нафтопроводу помпувальної станції є безпечними з точки зору втомного розтріскування за даних умов експлуатації.

Слід зауважити, що згідно закону Сівертса [162] та розв'язку задачі дифузії водню (4.6), збільшення внутрішнього тиску в трубопроводі призведе до підвищення рівня концентрації водню на його поверхні, а відповідно і в околі біля вершини тріщини.



$1 - r_0 = 3 \cdot 10^{-3}$ м, $2 - r_0 = 4 \cdot 10^{-3}$ м, $3 - r_0 = 5 \cdot 10^{-3}$ м (суцільні лінії – без врахування наводнювання стінки труби, пунктирні лінії – із врахуванням)

Рисунок 4.33 – Залежність залишкової довговічності N_d елемента нафтопроводу за різних початкових розмірів півдискової тріщини

Цей факт, згідно проведених розрахунків (рисунок 4.33), може стати причиною значного зниження залишкової довговічності елемента труби нафтопроводу.

Отже, отримані нами за результатами обстежень обладнання НПС розрахункові дані щодо оцінки залишкового ресурсу обладнання НПС (рисунок 4.33) засвідчили добре співпадіння із результатами випробувань циклічним навантаженням фрагментів трубопроводів, що були тривало експлуатованими і які одержані у попередньому розділі роботи. Таким чином це підтвердило переваги новоствореної методики над методикою визначення залишкового ресурсу обладнання за даними випроб зразків-вирізків і дозволило ефективно використовувати її на об'єктах НПС магістральних нафтопроводів.

Висновки до розділу 4:

1. Діагностування внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів та обладнання НПС є складною технічною задачею, пов'язаною з виявленням дефектів, їх класифікацією за ступенем небезпеки та прийняттям рішення щодо подальшого експлуатування.
2. Під час вибору методу контролю необхідно врахувати його техніко-економічні показники: чутливість, достовірність результатів контролю, простоту обробки результатів, вартість проведення робіт.
3. Виявлені АЕ-діагностуванням тріщиноподібні дефекти обладнання НПС підтверджено УЗ-контролем. Розміри півеліптичних тріщин становили $80 \times 3,9$ та $20 \times 3,2$ мм. Окремі з них можна було вважати точковими. Це дало змогу об'єктивно оцінити технічний стан об'єкта контролю і за цими комплексними даними акустичного контролю надати відповідні рекомендації щодо подальшої експлуатації ОК.
4. Застосування підходів механіки руйнування дозволило визначити кінетику розвитку тріщини із урахуванням концентрації водню у її вершині. На підставі цього можна розрахувати залишковий ресурс елемента конструкції за реальними кількісними показниками комплексного акустичного контролю щодо розмірів виявлених тріщин. Так, для тріщини розміром $20 \times 3,2$ мм, яка є на внутрішній поверхні нафтопроводу діаметром 520 мм з товщиною стінки 8 мм залишковий ресурс становить приблизно 10^5 циклів, а з урахуванням концентрації водню у її вершині 7 ppm цей показник зменшується на 25-30 %.
5. Запропонована методологія комплексного акустичного технічного діагностування обладнання НПС магістральних нафтопроводів та розрахунку їх залишкового ресурсу показала на практиці ефективність застосування розробок, що дало реальний економічний ефект від запобігання передчасному аварійному виходу з ладу низки його елементів у сумі 850 тис.грн. на рік.

ВИСНОВКИ

За результатами проведених теоретичних і експериментальних досліджень вирішено актуальну науково-технічну задачу, що полягає в удосконаленні методів технічного діагностування й оцінки залишкового ресурсу безпечної експлуатації внутрішньостанційних технологічних нафтопроводів та обладнання нафтопомпувальних станцій шляхом комплексного обстеження їх акустичними методами неруйнівного контролю і застосуванні у розрахунках двопараметричного підходу з урахуванням отриманих діагностичних даних.

За результатами виконання дисертаційної роботи зроблено такі висновки.

1. На підставі запропонованої вперше моделі розрахунку залишкового ресурсу елементів обладнання НПС за наявності у них втомних тріщин, використано двопараметричний підхід лінійної механіки руйнування, що дозволив, виходячи із дійсних значень циклічної і статичної тріщиностійкості матеріалу та його міцності, отримувати прогностні показники залишкового ресурсу, які на 20...25% менші для випадку додаткового врахування концентрації водню у вершині тріщини, ніж з урахуванням лише самої кінетики її поширення.

2. У результаті моделювання динамічного навантаження реально діючих нафтопроводів побудовано криві малоциклової втоми в області обмеженої довговічності для їх трубних сталей 13ГС, 13Г1С-У, 12Г2С та сталі 20 аварійного запасу, що були зістарені у кліматичних умовах на повітрі більше 30 років, отримано розкид даних за показником порогу витривалості σ_{-1} і за максимальними напруженнями у циклі в межах 30%. Для тривало експлуатованої (48 років) сталі 19Г за результатами випроб зразків-вирізків, які мали корозивні виразки в області найбільших деформацій, за циклічного їх згину, показники малоциклової втоми майже такі самі, як і зістарених на повітрі сталей 13ГС, 13Г1С-У та 12Г2С, але більші на 20...25% , ніж для зістареної сталі 20.

3. За результатами випроб фрагментів труб DN700 (сталь 19Г) і DN 500 (сталь 20) нафтогону, які були в експлуатації 48 років, на підставі експери-

ментальних досліджень вперше показано, що прогнозувати ресурс внутрішньо-станційних технологічних нафтопроводів НПС за результатами випроб зразків-вирізок не коректно, оскільки при цьому на порядки може бути завищено їхній залишковий ресурс. Так, на зразках-вирізках отримали $5,3 \times 10^5$ циклів навантаження до руйнування за напруження у циклі 212 МПа для експлуатованої сталі 19Г, а у випадку натурних випроб внутрішнім циклічним гідравлічним тиском з аналогічним напруженням стінки нафтопроводу – $6,3 \times 10^3$ циклів.

4. Розроблено нову модель технічного діагностування стану внутрішньо-станційних технологічних нафтопроводів НПС, побудовану на застосуванні акустичних методів і критеріїв оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів за параметрами вейвлет-перетворення сигналів АЕ, що дало змогу на порядки скоротити час проведення, забезпечити ефективність і достовірність діагностичних обстежень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідниковий посібник. Т. 5. Неруйнівний контроль і технічна діагностика / З. Т. Назарчук, В. В. Кошовий, В. Р. Скальський та ін.; за заг. ред. В. В. Панасюка; НАН України, ФМІ ім. Г. В. Карпенка. – Львів, 2001. – 1134 с.
2. Назарчук З. Т. Акустико-емісійне діагностування елементів конструкцій. У 3 т. / З. Т. Назарчук, В. Р. Скальський. – К.: Наук. думка, 2009. – 877 с.
3. Скальський В. Р. Експериментальна акустико-емісійна оцінка зародження мікротріщин / В. Р. Скальський, О. Г. Сімакович // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2013. – № 1. – С. 35–38.
4. Двопроцесорна акустико-емісійна телеметрична система / В. Р. Скальський, Б. П. Клим, Є. П. Почапський та ін. // Наука та інновації. – 2011. – Т. 7. – № 6. – С. 33–43.
5. Скальський В. Р. Акустико-емісійне діагностування нафтоперекачиваючих станцій / Скальський В. Р., Станкевич Е. М., Басараб Р. Н. // Нефтегазовое дело. – 2013. – 11(2). – С. 86–90.
6. Методика акустико-емісійного діагностування обладнання нафтопомпвальних станцій / В. В. Буй, Р. М. Басараб, В. Р. Скальський, О. М. Станкевич // “Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу”: матеріали міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012. – Ів.-Франківськ, 2012. – С. 273–275.
7. Середюк М. Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів / М. Д. Середюк, Й. В. Якимів, В. П. Лісафін. – Ів.-Франківськ, 2001. – 517 с.
8. Карпаш О. М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання / О. М. Карпаш, М. П. Возняк, В. М. Василюк. – Ів.-Франківськ, 2007. – 341 с.
9. ДСТУ-Н Б В.2.3.-21:2008. Магістральні трубопроводи. Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 68 с.

- 10.Саранчук В. І. Хімія і фізика горючих копалин / В. І. Саранчук, М. О. Ільяшов. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 600 с.
- 11.СНиП 2.05.06.-85. Магистральные трубопроводы. /Минстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 60 с.
- 12.Механика разрушения и прочность материалов: в 4 т. Т. 4. Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов / О. Н. Романив, С. Я. Ярема, Г. Н. Никифорчин и др.; под общей ред. В. В. Панасюка. – К.: Наук. думка, 1990. – 680 с.
- 13.Крижанівський Є. І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [3 т.] / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин. – Ів.-Франківськ–Львів: Вид-во Ів.-Франк. нац. ун-ту нафти і газу, 2011-2012. – 877 с.
- 14.Миркин А. З. Трубопроводные системы / А. З. Миркин, В. В. Усинин. – М.: Химия, 1991. – 256 с.
- 15.Підгаєцький В. В. Пори включення і тріщини в зварних швах / В. В. Підгаєцький. – К.: Техніка, 1970. – 236 с.
- 16.Методика комплексного діагностування згину магістрального нафтопроводу / В. Р. Скальський, Р. М. Плахтій, Р. І. Сулим та ін. // Неруйнівний контроль матеріалів і конструкцій: зб. наук. праць. – Львів: ФМІ ім. Г. В. Карпенка НАН України, 2009. – С. 36–42. – (Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів; Вип. 14).
- 17.Скальський В. Р. Акустична емісія під час руйнування матеріалів, виробів і конструкцій. Методологічні аспекти відбору та обробки інформації / В. Р. Скальський, П. М. Коваль. – Львів: Сполом, 2005. – 396 с.
- 18.Скальський В. Р. Основи акустичних методів неруйнівного контролю / В. Р. Скальський, Г. Т. Сулим. – Львів: Видавничий центр ЛНУ ім. І. Франка, 2010. – 386 с.
19. Скальський В. Р. Дослідження пластичного деформування матеріалів методом акустичної емісії. Огляд / В. Р. Скальський, О. Є. Андрейків, О. М. Сергієнко // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2003. – № 1. – С.77–94.

20.Schofield B. H. Acoustic emission under applied stress / B. H. Schofield // Contract AF-33(616)-5640. Progress Report. Lessells and Associates, Inc. - Boston, Massachusetts, 1961. - № 11. - 345 p.

21.Hatano H. Strain–rate dependence of acoustic–emission power and spectra in aluminum alloys / H. Hatano // J. Appl. Phys. – 1976. – **47**, № 9. – P. 3873–3876.

22.Siegel E. Burst acoustic emission during the Bauschinger effect in FCC and HCP metals and alloys / E. Siegel // Acta Metalurgica. – 1977. - 2S. - № 4. – P. 383-394.

23.A lattice-dynamics approach to the acoustic signal by a uniformly moving dislocation / G. Cortellazzi, S. Boffi, G. Caglioti and F. Rossitto. // Journal of Applied Physics. – 1973. – **44**, № 4. – P. 1518-1523.

24.Нацик В. Д. Излучение звука дислокацией, выходящей на поверхность кристалла / В. Д. Нацик // Письма в ЖЭТФ. - 1968. - **8**, № 6. – С. 324–328.

25.Graff K. F. Wave motion in solids / K. F. Graff. –Oxford: Clarendon Press, 1975. – 356 p.

26.Нацик В. Д. Звуковое излучение при аннигиляции дислокаций / В. Д. Нацик, К. А. Чишко // Физика твердого тела. – 1972. – **14**, № 11. – С. 3126–3132.

27.Schofield B. H. Research on the source and characteristics of acoustic emission / B. H. Schofield // Acoustic Emission. ASTM STP 505. American Society for Testing and Materials. - Philadelphia, Pennsylvania, 1972. – P. 11–19.

28.Kim H. C. Atomic structure and mechanical properties of metals / H. C. Kim // Proc. of the Int. School of Physics “Enrico Fermi”, July 8-10, 1974. – Bologna, Italy, 1976. – P. 538–567.

29.Mirabile M. Acoustic emission energy and mechanisms of plastic deformation and fracture / M. Mirabile // Non-Destructive Testing – 1975. – **8**, № 2. – P. 77-85.

30.Dunegan H. L. Fracture analysis by use of acoustic emission / H. L. Dunegan, D. Harris, C. A. Tatro // Eng. Fract. Mech. – 1968. – **1**, № 1. – P. 105–122.

31. Gillis P. P. Dislocation motions and acoustic emission / P. P. Gillis // In: Acoustic Emission. ASTM STP 505. American Society for Testing and Materials. - Philadelphia, Pennsylvania, 1972. - P. 20-29.

32. Malen K. Theoretical estimate of acoustic-emission stress amplitudes / K. Malen, L. A. Bolin // Physica Status Solidi (B) Basic Research. - 1974. - **61**, № 2. - P. 637-645.

33. Kim H. C. Characterization of mechanical properties by acoustic emission using an energy criterion / H. C. Kim // Ultrasonics Symposium Proceedings. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.; Los Angeles, California. Sep 22-24, 1975. - New York, 1975. - P. 591-596.

34. Sedgwick R. T. Acoustic emission from single crystals of LiF and KCl / R. T. Sedgwick // Journal of Appl. Physics. - 1968. - **39**, № 3. - P. 1728-1740.

35. James D. R. Relationship between acoustic emission and dislocation kinetics in crystalline solids / D. R. James, S. H. Carpenter // J. J. Appl. Phys. - 1971. - **42**, № 12. - P. 4685 - 4697.

36. Carpenter S. H. Sources of acoustic emission generated during the plastic deformation of 7075 aluminum alloy / S. H. Carpenter, F. P. Higgins // Met. Trans. A. - 1977. - **8A**, № 10. - P. 1629-1632.

37. Carpenter S. H. Report № AFML-TR-75-212 // S. H. Carpenter. - Rockwell Science Center, Thousand Oaks, January 1976. - California, 1976. - 247 p.

38. Tetelman A. S. Acoustic emission and fracture mechanics testing of metals and composites / A. S. Tetelman // Proc. Of the U.S. - Japan Joint Symposium on Acoustic emission, 4-6 July, 1972. Tokyo, Japan, 1972. - P. 1-46.

39. Fisher R. M. Microplasticity detected by an acoustic technique / R. M. Fisher, L. S. Lally // Canad. J. Phys., - 1967. - **45**, № 2. - P. 1147-1159.

40. Kaiser J. Erkenntnisse und Folgerungen aus der Messung von Geräuschen bei Zugbeanspruchung von Metallischen Werkstoffen / J. Kaiser // Arch. Eisenhüttenwesen. - 1953. - № 1/2. - S. 43-45.

41. Jaffrey D. Sources of acoustic emission (AE) in metals. A review / D. Jaffrey // Australian Chemical Eng. // 1979. - **20**, № 9-10. - P. 9-17, 21.

42. Звуковое излучение двойнящихся дислокаций. / В. С. Бойко, Р. И. Гарбер, Л. Ф. Кривенко, С. С. Кривуля // ФТТ. – 1970. – **12**, № 6. – С. 1753–1755.
43. Speich G. R. Acoustic emission during phase transformation in steel / G. R. Speich, A. J. Schwaeble // Monitoring Structural Integrity by Acoustic Emission, ASTM STP 571 / Edited by J. C. Spanner and J. W. McElroy. American Society for Testing and Materials, Philadelphia, Pennsylvania. - 1975. - P. 40–58.
44. Hartman W. F. Variations in frequency content of acoustic emission during extension of HF-I steel / W. F. Hartman, R. A. Kline // Materials Evaluation. – 1977. – **35**, № 7. – P. 47–51.
45. Palmer I. G. Acoustic emission measurements on type 316 stainless steel / I. G. Palmer, J. Holt, D. J. Goddard // EWGAE – ISPRA; Proc. Of the Third Meeting of the European Working Group on Acoustic Emission, Ispa, Italy, September 25-26, 1974. – Ispa, Italy, 1974. – P. 11–26.
46. Ono K. Acoustic emission and microscopic deformation and fracture processes / K. Ono // Proc. of the Second Acoustic Emission Symposium, Japan. Sep 2-4, 1974. - Tokyo, Japan, 1974. – P. 1–63.
47. Tetelman A. S. Acoustic emission testing and microcracking processes / A. S. Tetelman, R. Chow // Acoustic Emission, ASTM STP 505. American Society for Testing and Materials, Philadelphia, Pennsylvania. - 1972. – P. 30–40.
48. Jaffrey D. Sources of acoustic emission (AE) in metals. A review / D. Jaffrey // Australian Chemical Eng. – 1979. – **20**, № 11-12. – P. 9–1, 13-17.
49. Андрейків О. Є. Визначення об'ємної пошкодженості алюмінієвих сплавів за сигналами акустичної емісії / О. Є. Андрейків, В. Р. Скальський, О. М. Сергієнко // Фіз. – хім. механіка матеріалів. – 2001. – № 3. – С. 77–90.
50. Иванов В. И. Акустико-эмиссионный контроль сварки и сварных соединений / В. И. Иванов, В. М. Белов. – М.: Машиностроение, 1981. – 184 с.
51. Druillard T. F. Acoustic emission. A bibliography with abstracts / T. F. Druillard. – New York: IFI / Plenum, 1979. – 787 p.
52. Spanner J. C. Acoustic emission: technique and applications / J. C. Spanner. – Evanston, Illinois: Intex publ. Co., 1974. – **12**. – 274 p.

53. Williams R. V. Acoustic emission / R. V. Williams. – Bristol: Adam Hilger Ltd., 1980. – 118 p.

54. Акустическая эмиссия и ее применение для неразрушающего контроля в ядерной энергетике / под ред. К. Б. Вакара. – М.: Атомиздат, 1980. – 216 с.

55. Андрейкив А. Е. Метод акустической эмиссии в исследовании процессов разрушения / А. Е. Андрейкив, Н. В. Лысак. – К.: Наук. думка, 1989. – 176 с.

56. Коллакот Р. Диагностика повреждений / Р. Коллакот; пер. с англ. под ред. П. Г. Бабаевского. – М: Мир, 1989. – 512 с.

57. Прочность и акустическая эмиссия материалов и элементов конструкций / В. А. Стрижало, Ю. В. Добровольский, В. А. Стрельченко и др. – К.: Наук. думка, 1990. – 232 с.

58. Schnitt-Thomas K. G. Möglichkeiten zur Früherkennung von Wasserstoffschädigungen in metallischen Werkstoffen durch Anwendung der Schallemissionanalyse / K. G. Schnitt-Thomas, W. Stengel // Werkstoffe und Korrosion. – 1983. – 34. – S. 7–13.

59. Застосування методу акустичної емісії при дослідженні матеріалів у водневому та корозійному середовищах / О. Є. Андрейків, М. В. Лисак, О. М. Сергієнко, В. Р. Скальський // Физ.-хим. механика материалов. – 1990. – № 5. – С. 26–36.

60. Andreykiv O. Ye. Method of accelerated evaluation of K_{ISCC} under stress corrosion cracking / O. Ye. Andreykiv, M. V. Lysak, V. R. Skalsky // Eng. Fract. Mech. – 1996. – 54, № 3. – P. 387–394.

61. Методика определения K_{ISCC} стали в среде водорода с помощью метода акустической эмиссии / А. Е. Андрейкив, Н. В. Лысак, В. Р. Скальський, О. М. Сергиенко // Техн. диагностика и неразрушающий контроль. – 1992. – № 1. – С. 18–26.

62. Скальський В. Р. Влияние водорода на растрескивание металлов и контроль таких процессов методом АЭ / В. Р. Скальський // Технич. диагностика и неразрушающий контроль. – 1995. – № 1. – С. 52–65.

63. Скальський В. Р. Оцінка водневої пошкодженості матеріалів за амплітудами сигналів акустичної емісії / В. Р. Скальський, О. Є. Андрейків, О. М. Сергієнко // Техн. діагностика и неразрушающий контроль. – 1999. – № 1. – С. 17–27.

64. Skalskyi V. R. Some methodological aspects of application of acoustic emission / V. R. Skalskyi, P. M. Koval. – Lviv: Publishing House Spolom, 2007. – 336 p.

65. Крауткрамер Й. Ультразвуковой контроль материалов / Й. Крауткрамер, Г. Крауткрамер; пер. с нем. – М.: Металлургия, 1991. – 752 с.

66. Механіка руйнування та міцність матеріалів: довідниковий посібник Том 11. Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, І. В. Ориняк та ін.; під ред. Г. М. Никифорчина; за заг. ред. В. В. Панасюка; НАН України, ФМІ ім. Г. В. Карпенка. – Львів: Сполом, 2009. – 504 с.

67. Про причини корозійних руйнувань промислових трубопроводів / В. Ю. Чернов, В. Д. Макаренко, Є. І. Крижанівський та ін. // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2002. – № 6. – С. 93–95.

68. Erdogan F. Fatigue and fracture of cylindrical shells containing a circumferential crack / F. Erdogan, M. Ratwani // Int. J. Fract. Mech. – 1970. – 6, № 4. – P. 379–390.

69. Досвід проведення технічного діагностування технологічного обладнання і трубопроводів нафтоперекачувальних станцій / Даниляк Я. Б., Тацакович Н. Л., Карпаш О. М., Басараб Р. М. // Міжнародна науково-технічна конференція “Нафтогазова енергетика-2011” (10–14 жовтня 2011 р., м. Івано-Франківськ): анотації. – Ів.-Франківськ, 2011. – С. 70.

70. Акустико-емісійне діагностування нафтопомпувального обладнання / В. Р. Скальський, О. М. Станкевич, Р. М. Басараб, Є. П. Почапський // VI Міжнародна науково-технічна конференція “Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтопромислового обладнання”: збірник тез доповідей (29

листопада – 2 грудня 2011 р., м. Івано-Франківськ, Україна). – Ів.-Франківськ, 2011 р. – С. 39–44.

71. Експериментальна оцінка підсилюючої здатності зварних муфт пошкоджених труб магістрального нафтопроводу / Р. О. Дейнега, В. І. Артим, О. В. Івасів, В. М. Василюк, С. Р. Яновський, Р. М. Басараб // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 3 (40). – С. 70–74.

72. Басараб Р. М. Аналіз методів контролю стану технологічної обв'язки нафто- перекачувальних станцій магістральних нафтопроводів / Р. М. Басараб, В. С. Цих, О. М. Карпаш // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 3 (44). – С. 45–54.

73. Дослідження впливу корозійних дефектів на довговічність магістральних нафтопроводів / В. М. Василюк, С. Р. Яновський, В. І. Артим, Р. О. Дейнега, О. В. Івасів, Р. М. Басараб // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 15 – 18 травня 2012. – Ів.-Франківськ, 2012. – С. 294–295.

74. Басараб Р. М. Модель впливу фізичних чинників на зародження у матеріалі нафтогону макротріщин / Р. М. Басараб // Тези II Міжнар. наук. конф. “Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах” (ВКДТС – 2013), (29–30 жовтня 2013, м. Вінниця). – Вінниця, 2013. – С. 241.

75. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования / Е. А. Богданов. – М.: Высшая школа, 2006. – 279 с.

76. Биргер И. А. Техническая диагностика / И. А. Биргер. – М.: Машиностроение, 1978. – 240 с.

77. Клюев В. В. Неразрушающий контроль и диагностика / под ред. В. В. Клюева. – М.: Машиностроение, 2003. – 656 с.

78. Тимяк Н. І. Визначення швидкості росту тріщин в умовах сумісної дії статичних навантажень і корозійно активного середовища / Н. І. Тимяк, О. Є. Андрейків // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 1995. – № 2. – С. 68–74.

79. Elboujdaini M. Initiation of environmentally assisted cracking in line pipe steel: 16th European on Fracture (ECF16th) [“Fracture of Nano and Engineering

materials and structures”], (Alexandroupolis, Greece, July 3-7, 2006) / M. Elbo-ujdaini. – Dordrecht: Springer, 2006. – P. 1007–1008.

80. Андрейків О. Є. Механіка руйнування та довговічність металевих матеріалів у водневомісних середовищах / О. Є. Андрейків, О. В. Гембара. – К.: Наук. думка, 2007. – 345 с.

81. Панасюк В. В. Механика квазихрупкого разрушения материалов / В. В. Панасюк. – К.: Наукова думка, 1991. – 416 с.

82. Механика разрушения и прочность материалов: в 4 т. Т. 1. Основы механики разрушения материалов / В. В. Панасюк, А. Е. Андрейкив, В. З. Партон; под общ. ред. В. В. Панасюка. – К.: Наук. думка, 1988. – 488 с.

83. Слепьян Л. И. Механика трещин / Л. И. Слепьян. – Л.: Судостроение, 1981. – 296 с.

84. Троценко В. Т. Деформирование и разрушение металлов при малоцикловом нагружении / В. Т. Троценко. – К.: Наукова думка, 1981. – 343 с.

85. Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов / О. Н. Романив, С. Я. Ярема, Г. Н. Никифорчин и др. – К.: Наукова думка, 1990. – 680 с.

86. Черепанов Г. П. Механика хрупкого разрушения / Г. П. Черепанов. – М.: Наука, 1974. – 640 с.

87. A critical plane gradient approach for prediction of notched HCF life / R. A. Naik, D. B. Lanning, T. Nicholas, A. R. Kolemeyer // Int. J. Fatigue. – 2005. – 27, № 5. – P. 481–492.

88. Assessment of the integrity of structures containing defects / R. P. Harrison, K. Loosemore, J. Milne, A. R. Dowling // CEGB R6, Revision 2, April 1980. – 193 p.

89. Smith K. N. A stress-strain function for the fatigue of metals / K. N. Smith, P. Watson, T. N. Topper // J. Mater. – 1970. – V. 5. – P. 767–778.

90. Писаренко Г. С. Деформирование и прочность материалов при сложном напряженном состоянии / Г. С. Писаренко, А. А. Лебедев. – К.: Наук. думка, 1976. – 415 с.

- 91.Форрест П. Усталость металлов / П. Форрест; [пер. с англ.]; под ред. С. В. Серенсена. – М.: Машиностроение, 1968. – 352 с.
- 92.Хейвуд Р. Б. Проектирование с учетом усталости / Р.Б. Хейвуд; под ред. И. Ф. Образцова. – М.: Машиностроение, 1969. – 504 с.
- 93.Андрейків О. Є. Визначення періоду докритичного росту тріщин в елементах конструкцій при їх двох частотному навантаженні / О.Є. Андрейків, М. Б. Кіт // Машинознавство. – 2006. – № 2. – С. 3–7.
- 94.Banakhevych Y. Prediction of residual pipeline resource taking into account the operation loading conditions / Y. Banakhevych, J. Andreykiv, M. Kit // Проблемы прочности. – 2009. – № 1(397). – С. 44–52.
- 95.Гембара О. В. Концентрація водню біля вершини корозійної тріщини / О. В. Гембара, З. О. Терлецька, О. Я. Чепіль // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2008. – № 1. – С. 109–111.
- 96.Кеше Г. Коррозия металлов / Г. Кеше. – М: Металлургия, 1984. – 400 с.
- 97.Скорчеллетти В. В. Теоретическая электрохимия / В. В. Скорчеллетти. – Ленинград: Химия, 1974. – 568 с.
- 98.Гринцов А. С. Возможная схема образования пиррофорных отложений в газоперерабатывающем оборудовании / А. С. Гринцов // Коррозия и защита окружающей среды. – 1984. – Вып. 10. – С. 4–6.
- 99.Гутман Э. М. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Э. М. Гутман. – М.: Недра, 1983. – 235 с.
- 100.Егоров В. В. Влияние сероводорода на скорость растворения железа в растворе сульфата натрия при естественной аэрации / В. В. Егоров, В. В. Батраков // Современные методы исследования и предупреждения коррозионных разрушений. – Ижевск, 2001. – С. 138–139.
- 101.Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. Коррозионное растрескивание нефтегазового оборудования и защита от него / под ред. А. А. Гоника, Г. М. Павлова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 95 с.

102. 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.

103. Саакян Л. С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Л. С. Саакян, А. П. Ефремов. – М.: Недра, 1982. – 227 с.

104. Маричев В. А. Водородное охрупчивание в проблеме коррозионного растрескивания конструкционных металлов и сплавов / В. А. Маричев // Защита металлов. – 1979. – 15, № 15. – С. 533–544.

105. Экспериментальные исследования сварочных напряжений и деформаций / Б. С. Касаткин, Л. М. Лобанов, В. В. Волков и др. – К.: Наукова думка, 1976. – 150 с.

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

107. Рубенчик Ю. И. Влияние структурных параметров на водородное охрупчивание и растрескивание низколегированных свариваемых сталей / Ю. И. Рубенчик, Т. А. Писаренко, Г. Ю. Докукина // Работоспособность конструкционных металлических материалов в среде водорода. – Львов, 1980. – 46 с. – (Препр. № 33; Физико-механический институт).

108. Голованенко С. А. Роль сульфидов марганца в водородном охрупчивании сталей для магистральных газопроводов / С. А. Голованенко, Г. Г. Иржов, Т. К. Сергеева // Водородопроницаемость и насыщение стали водородом. – Львов, 1980. – 70 с. – (Препр. № 34; Физико-механический институт).

109. Гликман Е. Э. Зарождение микротрещин при насыщении водородом α -Fe с примесями фосфора, серы и углерода / Е. Э. Гликман, Е. В. Миндукшев, В. П. Морозов // Физика металлов и металловедение. – 1985. – 59, № 5. – С. 1018–1026.

110. Кинетика микротрещин при насыщении водородом α -железа с примесями фосфора, серы и углерода / Е. Э. Гликман, Е. В. Миндукшев, В. П. Морозов, Э. К. Зенкова // Физика и химия. Механика материалов. – 1984. – № 3. – С. 32–39.

111. Вайнман А. Б. Водородное охрупчивание элементов котлов высокого давления / А. Б. Вайнман, Р. К. Мелехов, О. Д. Смлян. – К.: Наук. думка, 1990. – 272 с.

112. Агапкин В. М. Методы защиты трубопроводов от разрывов при неустановившихся режимах / В. М. Агапкин, Б. Л. Кривошеин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – 40 с.

113. Карпова Л. Г. Исследование упруго-пластического взаимодействия трубопровода с грунтом / Л. Г. Карпова, К. Е. Ращепкин // Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – Уфа: ВНИИСПнефть, 1974. – С. 120–128.

114. Зайцев Л. Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов / Л. Ф. Зайцев. – М.: Недра, 1982. – 240 с.

115. Annis C. G. A interpolative model for elevated temperature fatigue crack propagation / C. G. Annis, R. M. Wallace, D. L. Sins / AFML-TR-76-176. Wright-Petterson AFB, 1976.

116. Аненков Н. П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения / Н. П. Аненков, М. П. Анучкин. – Сб. тр. ВНИИСТ. – 1974. – Вып. 30.

117. Анучкин М. П. Трубы для магистральных трубопроводов / М. П. Анучкин, В. Н. Горницкий, Б. Л. Мирошниченко. – М.: Недра, 1986. – 231с.

118. Васильченко Г. С. Практическое применение механики разрушения для оценки прочности конструкций / Г. С. Васильченко, П. Ф. Кошелев. – М.: Наука, 1974. – 148 с.

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

120. Жук Н. П. Курс коррозии и защита металлов / Н. П. Жук. – М.: Металлургия, 1988. – 407 с.

121. Петров Л. Н. Коррозия под напряжением / Л. Н. Петров. – К.: Виц. шк., 1986. – 142 с.

122. Иванова В. С. Природа усталости материалов / В. С. Иванова, В. Ф. Терентьев. – М.: Металлургия, 1975. – 455 с.
123. Ярема С. Я. Стадийность усталостного разрушения и ее следствия / С. Я. Ярема // Физ.-хим. механика материалов. – 1973. – № 6. – С. 66–72.
124. Андрейкив А. Е. Усталостное разрушение и долговечность конструкций / А.Е. Андрейкив, А. И. Дарчук.– К.: Наук. думка, 1992. – 184 с.
125. Панасюк В. В. Механіка руйнування матеріалів – новий науковий напрям / В. В. Панасюк // Прогресивні матеріали і технології: у 2-х т. – К.: Академперіодика, 2003. – Т. 2. – С. 501–524.
126. Андрейків О. Є. Міцність і руйнування металічних матеріалів і елементів конструкцій у водневомісних середовищах / О. Є. Андрейків, Г. М. Никифорчин, В. І. Ткачов // Фізико-механічний інститут: поступ і здобутки / під ред. В. В. Панасюка; НАН України, ФМІ ім. Г.В. Карпенка. – Львів, 2001. – С. 248–286.
127. Джус А. П. Оцінка впливу корозійних дефектів на втомну міцність нафтогазопроводів за результатами випробувань моделей вирізок / А. П. Джус, Р. М. Басараб, О. В. Івасів // Міжнародна науково-технічна конференція “Втома та термовтома матеріалів і елементів конструкцій” (28-31 травня, м. Київ, 2013). – К., 2013. – С. 99–101.
128. Патент України на винахід. № 103338. Пристрій для регулювання змінних навантажень при випробуваннях зразка на втому при згині / Артим В. І., Буй В. В., Басараб Р. М. та ін. – Опубл. 10.10.2013. Бюлетень № 19.
129. Фрактодиагностика разрушения металлических материалов и конструкций / Г. В. Клевцов, Л. Р. Ботвина, Н. А. Клевцова, Л. В. Лымарь. – М.: МИСиС, 2007. – 264 с.
130. Школьник Л. М. Скорость роста трещин и живучесть металла / Л. М. Школьник. – М.: Металлургия, 1973. – 215 с.
131. Романів О. М. Електронна фрактографія зміцнення сталей / О. М. Романів, Ю. В. Зима, Г. В. Карпенко. – К.: Наук. думка, 1974. – 207 с.

132. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. – М.: ООО НИИ природных газов и газовых технологий “ВНИИГАЗ”, 2001. – 131 с.

133. Марочник стали для машиностроения. – М.: НИИИМаш, 1969. – 598 с.

134. Писаренко Г. С. Справочник по сопротивлению материалов / Г. С. Писаренко, А. П. Яковлев, В. В. Матвеев. – К.: Наук. думка, 1988. – 736 с.

135. Бордовский А. М. Оценка надежности нефтепровода по критерию сопротивления усталости / А. М. Бордовский // Материалы V международной научно-технической конференции “Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”, Новополоцк, 7–9 июня 2006 г. – Новополоцк, 2006. – С. 40–42.

136. Бордовский А. М. Оценка надежности нефтепровода по критерию сопротивления усталости / А. М. Бордовский // Материалы V международной научно-технической конференции “Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”, Новополоцк, 7–9 июня 2006 г. – Новополоцк, 2006. – С. 42–44.

137. Парфенович Е. О. Оценка долговечности деталей по результатам испытаний моделей: автореф. дис. канд. тех. наук / Е. О. Парфенович. – Минск, 1993. – 17 с.

138. Почтенный Е. К. Кинетика усталости машиностроительных конструкций / Е. К. Почтенный. – Мн.: УП “Арти-Фекс”, 2002. – 186 с.

139. Вибір і дослідження моделей підводних трубопроводів / Є. І. Крижанівський, В. М. Івасів, Б. О. Чернов, М. К. Ільницький // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 1999. – С. 109–114. – (Нафтогазопромислове обладнання; вип. 36).

140. Аистов А. С. Исследование напряженно-деформированного состояния, статической и повторно-статической прочности труб магистральных трубопроводов: автореф. дис. канд. техн. наук / А. С. Аистов. – Горький, 1975. – 19 с.

141. Прочность труб магистральных нефте- и продуктопроводов при статическом и малоцикловом нагружении. Серия. Транспорт и хранение нефти и

нефтепродуктов: Обзорная информация / М. И. Вольский, А. С. Аистов, А. П. Гусенков, Л. К. Гуменный. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 49 с.

142. Кудин В. О. Обеспечение долговечности трубопроводов в условиях длительного нагружения автореф. дис. канд. техн. наук / В. О. Кудин. – Тюмень, 2005. – С. 8–15.

143. Скальський В. Р. Діагностування обладнання нафтопомпувальних станцій методом акустичної емісії / В. Р. Скальський, О. М. Станкевич, Р. М. Басараб // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2012. – №. 4. – С. 14–19.

144. Скальський В. Р. Оцінка залишкової довговічності труб магістральних нафтопроводів із поверхневими тріщинами / В. Р. Скальський, Д. В. Рудавський, Р. М. Басараб // Методи розв'язування прикладних задач механіки деформівного твердого тіла. – Дніпропетровськ: Ліра, 2012. – Вип. 13. – С. 344–350.

145. Метод прогнозування залишкового ресурсу елемента нафтопроводу з тріщиною / З. Т. Назарчук, В. Р. Скальський, Д. В. Рудавський, Р. М. Басараб // 6-та міжнар. конф. “Математичне моделювання та інформаційні технології у зварюванні та споріднених технологіях” (29 травня – 1 червня 2012, Кацевелі): програма та тези конф. – 2012. – С. 62.

146. Acoustic and magnetoacoustic emission during deformation of steel / Skalsky V., Klym B., Hirnyj S., Basarab R. // Book of abstracts 19th Europ. Confer. on Fracture “Fracture Mechanics for Durability, Reliability and Safety”, Kazan, Russia, 26–31 August, 2012. – P. 435.

147. Skalsky V. Fatigue fracture estimation of tough structural steels / Skalsky V., Rudavskyy D., Basarab R. // Book of abstracts 19th Europ. Confer. on Fracture “Fracture Mechanics for Durability, Reliability and Safety”, Kazan, Russia, 26–31 August, 2012. – P. 449.

148. Acoustic and magnetoacoustic emission during deformation of steel / Skalsky V., Klym B., Hirnyj S., Basarab R. // Proc. 19th Europ. Confer. on Fracture

“Fracture Mechanics for Durability, Reliability and Safety”, Kazan, Russia, 26–31 August, 2012. – ID 407.

149. Skalsky V. Fatigue fracture estimation of tough structural steels / Skalsky V., Rudavskyy D., Basarab R. // Proc. 19th Europ. Confer. on Fracture “Fracture Mechanics for Durability, Reliability and Safety”, Kazan, Russia, 26–31 August, 2012. – ID 217.

150. Skalsky V. Nondestructive evaluation of pipelines: magnetoacoustic diagnostics of deformation / Skalsky V., Hirnyj S., Basarab R. // Нефтегазовое дело. – 2013. – 11 (5). – С. 301–313.

151. Василюк В. М. СОУ Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції. Продовження терміну експлуатування технологічного обладнання і трубопроводів за результатами технічного огляду, експертного обстеження. Правила та порядок / В. М. Василюк, О. М. Карпаш, Я. А. Зінчак. – К.: ВАТ “Укртранснафта”, 2007. – 640 с.

152. НПАОП 0.00-6.18-04 Порядок проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки. – К.: Держспоживстандарт України, 2004. – 20 с.

153. ДСТУ 4227:2003. Настанови щодо проведення акустико-емісійного діагностування об’єктів підвищеної небезпеки. – К.: Держспоживстандарт України, 2003. – 24 с.

154. Портативний прилад для акустико-емісійного діагностування об’єктів нафто- і газотранспортного комплексу / В. Р. Скальський, Б. О. Оліярник, Р. І. Плахтій, Р. І. Сулим. // Методи та прилади контролю якості. – 2006. – № 17. – С. 7–12.

155. Назарчук З. Т. Акустико-емісійне діагностування елементів конструкцій: науково-технічний посібник: у 3 т. Т. 2. Методологія акустико-емісійного діагностування / З. Т. Назарчук, В. Р. Скальський. – К.: Наукова думка, 2009. – 263 с.

156. Скальський В. Р. Критерий оценки хрупкого разрушения стекла по сигналам акустической эмиссии / В. Р. Скальський, С. И. Буйло, Е. М. Станкевич // Дефектоскопия. – 2012. – № 5 – С. 26–34.

157. ГОСТ 14782–86 Контроль неразрушающий. Швы сварные. Методы ультразвуковые. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 35 с.

158. Рудавський Д.В. Залишковий ресурс металевих елементів конструкцій у водневмісних середовищах/ Д.В.Рудавський - К.: Наукова думка, 2011. – 208с.

159. Андрейків О. Є. Розрахункова модель поширення втомних тріщин у наводнених зварних з'єднаннях/ О. Є. Андрейків, Д. В. Рудавський, О. В. Гембара // Фіз.-хім механіка матеріалів. – 2002.– № 6.– С. 18–24.

160. Newman J. C. An empirical stress intensity factor equation for the surface crack / J. C. Newman, I. S. Raju // Int. J. Fract. Mech. – 1981. 15, N 1/2. – P. 185 – 192.

161. Скальський В. Р. Оцінка об'ємної пошкоженості матеріалів методом акустичної емісії / В. Р. Скальський, О. Є. Андрейків. – Львів: Видавничий центр ЛНУ ім. Івана Франка, 2006. – 330 с.

162. Колачев Б.А. Водородная хрупкость металлов / Б.А. Колачев. – М.: Металлургия, 1985. – 217 с.

ДОДАТОК

Впровадження результатів досліджень



НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
Фізико-механічний інститут
ім. Г. В. Карпенка

NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE
Karpenko Physico-Mechanical
Institute

79060, м. Львів, вул. Наукова, 5
 телефони: 8 (0322) 63-30-88
 8 (0322) 63-70-38
 факс: 8 (0322) 64-94-27
 електронна пошта: pminasu@ipm.lviv.ua

5, Naukova str., Lviv, 79060, Ukraine
 Tel.: 380 (322) 63-30-88
 380 (322) 63-70-38
 Fax: 380 (0322) 64-94-27
 E-Mail: pminasu@ipm.lviv.ua

ДОВІДКА

про особистий внесок

БАСАРАБА РОМАНА МИКОЛАЙОВИЧА

*у діагностичні обстеження нафтопомпувального обладнання, що
 впроваджені за результатами виконання
 наукових досліджень у ФМІ ім. Г.В. Карпенка НАН України*

За результатами виконання досліджень за темою “Акустико-емісійне діагностування обладнання нафтопомпувальних станцій”, а також надання технічної допомоги Фізико-механічному інституту ім. Г.В. Карпенка Національної академії наук України, Басараб Р.М. зробив такий внесок у розробку та реалізацію методик АЕ-діагностування обладнання нафтопомпувальних станцій “Чижівка”, “Жулин”, “Новини”, “Карпати”, “Долина”, “Куровичі”, “Дрогобич”, “Солочин”, “Плещівка”: участь у створенні методик, проведенні випробувань об’єктів контролю, обробці та обговоренні результатів АЕ-діагностування та укладанні технічного звіту. Доля дисертанта в економічному ефекті від впровадження розробки становить 130,9 тис. грн. (14%).

Додаток: копія акту про впровадження результатів досліджень –

1 примірник на 2 аркушах.

Директор



Завідувач від. № 29

В.В. Панасюк

В.Р. Скальський

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний інженер філії

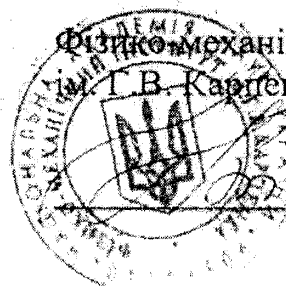
“Магістральні нафтопроводи
“Дружба” ПАТ “Укртранснафта”

 С.Р. Яновський

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Директор

Фізико-механічного інституту
ім. Г.В. Карпенка НАН України



 В.В. Панасюк

АКТ

**впровадження методик акустико-емісійного та магнето-акустичного
діагностування обладнання нафтопомпувальних станцій**

За період виконання науково-дослідних робіт за темою “Акустико-емісійне діагностування обладнання нафтопомпувальних станцій” між Фізико-механічним інститутом ім. Г.В. Карпенка НАН України (ФМІ НАНУ), м. Львів та Львівською філією “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ПАТ “Укртранснафта” з 02 липня 2010 р. по 15 червня 2012 р. були проведені діагностичні роботи на нафтопомпувальних станціях (НПС) “Чижівка”, “Куровичі”, “Плещівка”, “Новини”, “Жулини”, “Долина”, “Дрогобич”, “Сколе”, “Солочин” з використанням методик акустико-емісійного та магнето-акустичного діагностування, а також портативної багатоканальної вимірювальної системи SKOP-8 та SKOP-8M, магнетоакустичної вимірювальної системи МАЕ-1Л, чотирьоканальної телеметричної вимірювальної системи, які розроблені у відділі акустико-емісійного діагностування елементів конструкцій ФМІ НАНУ.

Під час діагностування обладнання НПС за розробленими методиками та із використанням вказаних засобів було виявлено низку тріщиноподібних

дефектів матеріалу об'єктів контролю, які розвивалися, а також визначено координати місць їхнього розташування. Це дозволило покращити технічний стан нафтопомпувального обладнання вказаних НПС.

За результатами діагностування обладнання НПС надано відповідні технічні звіти та методичні рекомендації експлуатаційникам.

Річний економічний ефект від провадження розроблених методик діагностування сягає приблизно 850 тис. грн. на рік.

За погодженням із замовником та урахуваючи специфіку виконання робіт, розрахунок економічного ефекту не додається і з ним можна ознайомитися у встановленому порядку.

Від філії "Магістральні
нафтопроводи "Дружба" ПАТ
"Укртранснафта"

Зав. від. акустико-емісійного
діагностування елементів конструкцій
ФМІ НАН України, д.т.н., проф.

Головний механік

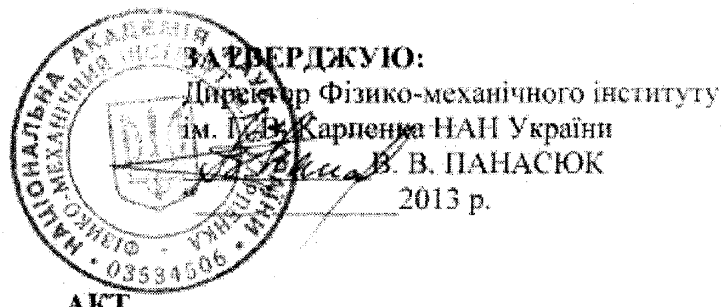
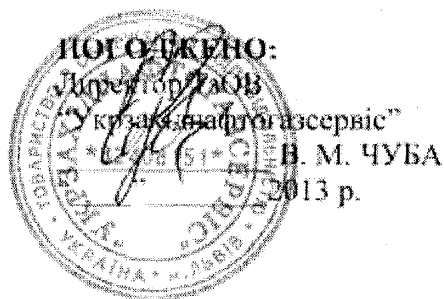


Р.М. Басараб



В.Р. Скальський





АКТ

впровадження рекомендацій за результатами експертизи пошкодження труби нафтогону
 "Дружба" після циклічного опресування водою

Цей акт складено представниками Фізико-механічного інституту ім. Г.В. Карпенка НАН України, а саме: завідувачем відділу № 13 Никифорчином Григорієм Миколайовичем, пров.н.с. Студент Олександром Зиновійовною, ст.н.с. Цирульником Олександром Тимофійовичем, м.н.с. Кречковською Галиною Василівною та пров. інж. Волошиним Віталієм Андрійовичем і представниками ТзОВ "Укрзахіднафтогазсервіс": Директором Чубою Василем Миколайовичем, головним механіком Філії МН «Дружба» ПАТ «Укртранснафта» Басарабом Романом Миколайовичем та головним інженером Філії МН «Дружба» ПАТ «Укртранснафта» Яновським Сергієм Романовичем в тому, що в 2013 р. на підприємстві ТзОВ "Укрзахіднафтогазсервіс" було використано висновки та рекомендації, зроблені за результатами обстеження і технічної експертизи пошкоджених елементів нафтогону "Дружба", розроблені в рамках виконання г/д № 1160 від 14.03.2011 р. "Фрактографічна експертиза пошкодження труби нафтогону "Дружба" після циклічного опресування водою", якими передбачено наступне:

- На підставі проведеного аналізу корозійних пошкоджень на внутрішній поверхні труби після 2300 циклів гідроопресування зроблено висновок, що під час монтажу нафтогону осьовий шов був розташований в донній частині труби і тому був у тривалому контакті з водою і агресивними домішками в нафті, що і послужило причиною утворення корозійно-механічних зародків руйнування, які сприяли росту тріщини під час гідроопресування трубного елемента. Виходячи з вимог регламентуючих документів таке розташування осьового зварного з'єднання є порушенням, оскільки під час монтажу нафтогону його повинні були розташувати на 10.00 і 14.00 годину по циферблату, а не на 16.00 і 20.00, як це виявлено в аналізованому випадку.
- З аналізу ділянки, в якій виникли пошкодження після 2235 циклів гідроопресування, зробили висновок, що пошкодження труби вздовж осьового зварного з'єднання спричинене глибокими корозійно-механічними ураженнями донної

частини труби, в якій помилково опинився цей шов, під час тривалої експлуатації фрагменту на нафтогоні.

- Зафіксовано ранні етапи зародження пошкоджень на внутрішній поверхні труби в околі осьового зварного з'єднання за міжзеренним механізмом, що є доказом корозійного розтріскування у водному середовищі підтоварної води з агресивними складовими нафти.
- Фрактографічно підтверджено, що зародження руйнування трубиного елемента відбулося від внутрішньої поверхні труби спочатку вздовж лінії сплавлення підкладки і металу труби, а пізніше через зону термічного впливу зварного з'єднання шляхом міжзеренного руйнування, властивого корозійному розтріскуванню сталі. Гідроопресовування спричинило руйнування перетинок між фрагментами міжзеренного руйнування за в'язким механізмом витягування під час гідроопресовування, а в міру зростання кількості циклів привело до крихкого руйнування кризьзеренним відколом залишкового перерізу труби та спонтанне поширення руйнування в обидва боки від місця в якому найскоріше виникло наскрізне пошкодження.
- За результатами експертизи ділянок нафтогону рекомендовано черговість заміни труб з осьовими зварними з'єднаннями, експлуатованих впродовж 50 років як елементи нафтогону «Дружба» на ділянці Мозирь (Білорусія)-Броди (Україна). Ділянки нафтогону з перегламентованим розташуванням осьових зварних швів повинні бути першими в черзі на заміну через надмірну пошкодженість металу в околі осьового шва внаслідок їх тривалого контактування з донними відкладами та підтоварною водою.

Цей акт не є основою для взаємних фінансових розрахунків та отримання авторських винагород.

Від Філії МН «Дружба»
ПАТ Укртранснафта

Головний механік

 Р. М. БАСАРАБ

Головний інженер

 С.Р. ЯНОВСЬКИЙ

ВІД ФМІ НАН УКРАЇНИ:

Зав. від. № 13  Г.М.НИКИФОРЧИН

Пров. н. с.  О.З. СТУДЕНТ

Ст. н. с.  О.Т. ЦИРУЛЬНИК

М. н. с.  Г.В. КРЕЧКОВСЬКА

Пров. інж.  В. А. ВОЛОШИН