

**Івано-Франківський державний технічний університет  
нафти і газу**

ВСТУП

1. СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ

ДОСЛІДЖЕНЬ

На правах рукопису

1.1. Вплив розробки нафтогазових родовищ на екологічну ситуацію морського середовища

1.2. Надійність муфтастих трубних з'єднань

1.3. Дія морських течій на ділянки трубопроводів

**Ільницький Микола Карлович**

**РОЗРОБКА МЕТОДІВ ПОПЕРЕДЖЕННЯ  
ВТОМНИХ РУЙНУВАНЬ МОРСЬКИХ  
НАФТОГАЗОПРОВОДІВ**

1.5.

2. НЕСТАЦІОНАРНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІВВІДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Спеціальність 05.15.13 – нафтогазопроводи, бази і сховища

2.2. Різкі зміни швидкості течії при статичному навантаженні

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

трубопроводів

2.4. Власні коливання ділянки трубопроводу

2.5. Вимушені коливання ділянки трубопроводу

2.6. Вплив поперечної сили на поперечні коливання ділянки

трубопроводу

2.7. Навантаження труби

трубопроводу

3. МЕТОДИКА ОЦІНКИ ДОВГОТРИВАНОСТІ ПІВВІДНИХ

ТРУБОПРОВОДІВ

3.1. Обґрунтування вибору локальних

характеристик

Івано-Франківськ – 2001

**ЗМІСТ**

**ВСТУП**

4

**1. СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ**

12

1.1. Вплив розробки нафтогазових родовищ на екологічну ситуацію морського середовища

12

✓ 1.2. Надійність магістральних трубопроводів

16

1.3. Дія морських течій і хвиль на підводні трубопроводи

23

1.4. Прогнозування залишкового ресурсу індикаторами втомних пошкоджень

38

1.5. Постановка задач досліджень

41

**2. НЕСТАЦІОНАРНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДВОДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ.**

43

✓ 2.1 Характеристика нестационарних навантажень трубопроводів

43

2.2 Рівняння вісі трубопроводу при статичному навантаженні

46

2.3 Диференціальне рівняння поперечних переміщень ділянок трубопровода

56

2.4 Власні коливання ділянки трубопроводу

57

2.5 Вимушені коливання ділянки трубопроводу

62

2.6 Вплив повздовжньої сили на поперечні коливання ділянки трубопроводу

66

2.7 Навантаження трубопроводу при дії хвиль

72

**3. МЕТОДИКА ОЦІНКИ ДОВГОВІЧНОСТІ ПІДВОДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ**

83

3.1. Обґрунтування вибору локальних моделей для оцінки характеристик втоми підводних трубопроводів

83

**ЗМІСТ**

**ВСТУП**

4

**1. СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ**

12

1.1. Вплив розробки нафтогазових родовищ на екологічну ситуацію морського середовища

12

✓ 1.2. Надійність магістральних трубопроводів

16

1.3. Дія морських течій і хвиль на підводні трубопроводи

23

1.4. Прогнозування залишкового ресурсу індикаторами втомних пошкоджень

38

1.5. Постановка задач досліджень

41

**2. НЕСТАЦІОНАРНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДВОДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ.**

43

2.1 Характеристика нестационарних навантажень трубопроводів

43

2.2 Рівняння вісі трубопроводу при статичному навантаженні

46

2.3 Диференціальне рівняння поперечних переміщень ділянок трубопровода

56

2.4 Власні коливання ділянки трубопроводу

57

2.5 Вимушені коливання ділянки трубопроводу

62

2.6 Вплив повздовжньої сили на поперечні коливання ділянки трубопроводу

66

2.7 Навантаження трубопроводу при дії хвиль

72

**3. МЕТОДИКА ОЦІНКИ ДОВГОВІЧНОСТІ ПІДВОДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ**

83

3.1. Обґрунтування вибору локальних моделей для оцінки характеристик втоми підводних трубопроводів

83

3.2. Методика втомних та корозійно-втомних досліджень	86
3.3. Оцінка втомних та корозійно-втомних характеристик матеріалу підводних трубопроводів	100
3.4. Оцінка опору втомного та корозійно-втомного руйнування моделей підводних трубопроводів.	109
<b>4 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ</b>	<b>119</b>
4.1 Запобігання виливу видобутих продуктів в морське середовище	119
4.2 Попередження руйнувань підводних трубопроводів індикаторами втоми	125
4.3 Прогнозування довговічності підводних трубопроводів	133
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ</b>	<b>140</b>
<b>СПИСОК ПОСИЛАНЬ</b>	<b>142</b>
<b>ДОДАТКИ</b>	<b>153</b>

## ВСТУП

Початкові потенційні ресурси вуглеводнів України на суходолі становлять 6886 млн. тонн умовного палива (82%), у морських акваторіях - 1532 млн. тонн у.п. (18%). Ступінь реалізації початкових видобувних ресурсів 40,6%, а в акваторіях морів – лише 3,9%. На сьогодні в Чорноморсько-Кримському регіоні виявлено 36 родовищ з них 8 у Чорному і 4 в Азовському морях. На протязі 1997-1998 рр. підприємствами Держнафтогазпрому відкрито такі нові морські родовища: Безіменне газове на північно-західному шельфі Чорного моря та Північно-Казантипське на шельфі Азовського моря [30, 73-75].

В зв'язку з цим постійно зростають обсяги видобутку нафти і газу, що в свою чергу, вимагає прокладання нових магістралей трубопроводів. На території Криму довжина діючих газопроводів на суходолі становить 712,7 км, а довжина підводних трубопроводів – 141,2 км. Схема газотранспортної сітки газопроводів Криму подана на рис. 1.1.

В зв'язку з інтенсивним розвитком техніки, особливо унікальних споруд, науковці все частіше звертаються до питань діагностики, прогнозування і забезпечення залишкового ресурсу конструкцій.

Необхідність і можливість використання тих чи інших методів оцінки стану конструкцій визначаються задачами, які будуть виконуватись в процесі експлуатації і умовами, в яких будуть вони працювати.

Необхідність точного визначення координат дефекту, конфігурації і розмірів, зміни механічних властивостей матеріалів в районі дефекту, - все це складає серйозні труднощі із-за відсутності або недосконалості сучасних вимірювальних приладів [5, 15, 24]. Створення і освоєння такого обладнання і приладів відкриє широку дорогу використанню методів механіки руйнування в цілях діагностики і прогнозування залишкового ресурсу матеріалів і конструкцій.

Надійна експлуатація таких конструкцій як трубне господарство, яке включає агрегати і вузли перекачуючих станцій, лінійну частину трубопроводів повинна забезпечуватись на всіх етапах створення трубопроводів. Особливо це

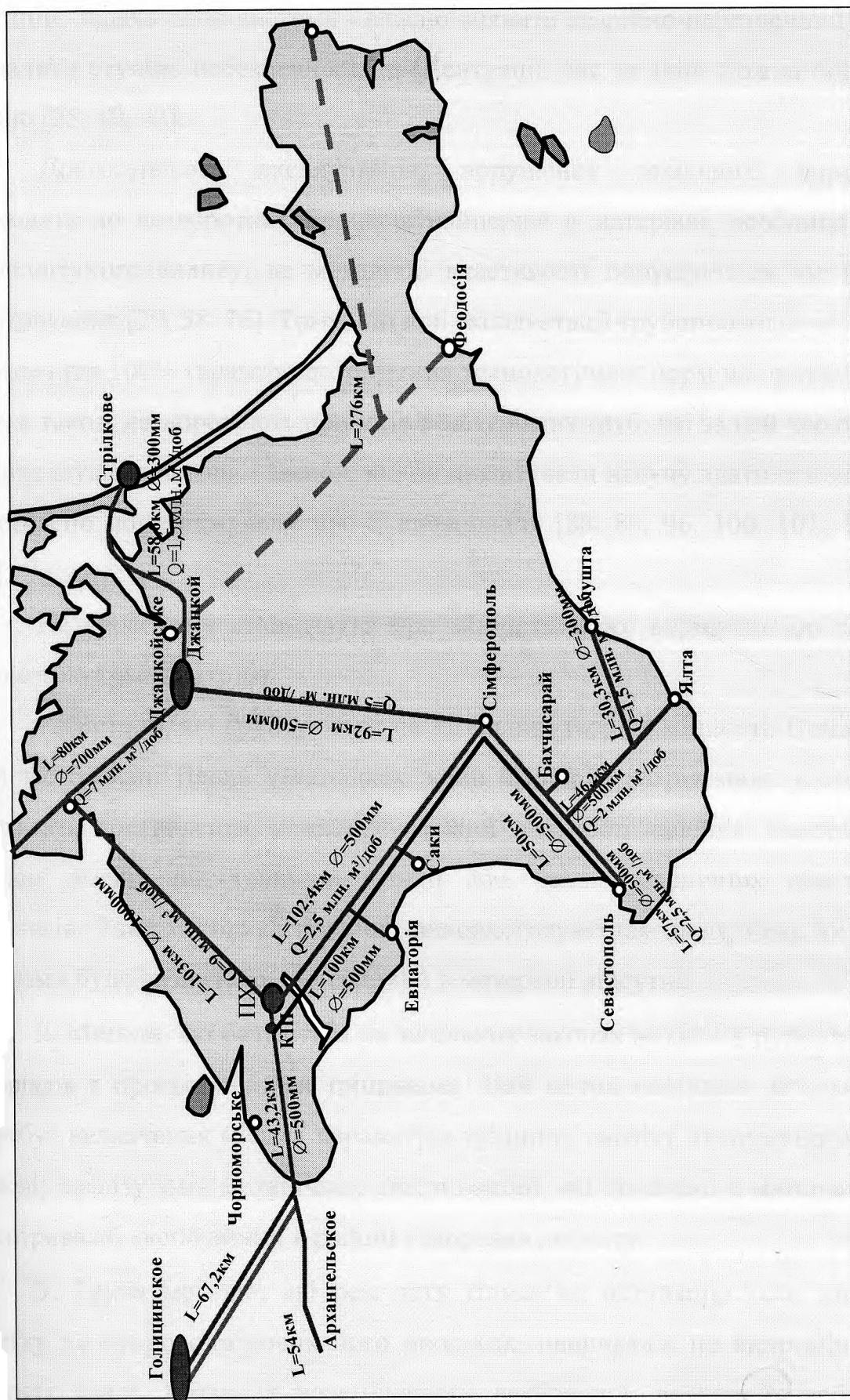


Рисунок 1.1 - Схема газотранспортної сітки Криму

стосується автоматичної системи виявлення і попередження аварійних ситуацій. Задача такої системи - вчасно виявити аварійно-небезпечний участок, визначити ступінь небезпечності, цієї ситуації, час за який можна попередити аварію [25, 40, 42].

Довгострокова експлуатація, порушення технології виробництва приводять до незворотних процесів найперше в матеріалі, особливо в зонах технологічного впливу, де механічні властивості порушуються ще на стадії виготовлення [29, 58, 76]. Тому, що при експлуатації трубопроводів не можливо забезпечити 100% гарантію дотримання технологічних норм на протязі довгого часу, а також незворотність процесів в матеріалах труб, які за цей час пройшли, змушує шукати методи і засоби, які би аналізували несучу здатність матеріалів і своєчасно попереджували про її вичерпання [88, 89, 96, 100, 101, 103, 104, 105].

На сучасному етапі наука про міцність може вирішити цю задачу за допомогою трьох методів.

1. Методи, які ґрунтуються на загальних теоріях міцності. Вони можуть бути застосовані тільки у випадках, коли ймовірна аварія може виникнути в результаті послаблення навантажувальної здатності січення конструкції за рахунок зменшення товщини стінки або зміни механічних властивостей матеріалів. Така методика повинна використовуватися після того, як іншими методами буде визначено, що тріщини в матеріалі відсутні.

2. Методи, які базуються на загальних законах механіки руйнування для матеріалів з прогресуючими тріщинами. Цей метод найбільш загальний. Він потребує визначення місця і параметрів тріщини; аналізу напруженого стану в її околі; аналізу змін механічних властивостей, які пройшли в матеріалі за час довготривалої експлуатації в районі утворення дефекту.

3. Група методів, які реагують тільки на активацію того чи іншого дефекту по супроводжуючих його процесах, наприклад, по випромінюванню пружних хвиль, визваних переміщенням дислокацій, появою їх небезпечної концентрації в будь якому місці конструкції, появою і розвитком тріщини.

Група цих методів найбільш перспективна поскільки може видавати інформацію самостійно і в сокупності з іншою групою методів, використовуючи їх інформацію, як додаткову, підвищуючи достовірність прийнятого рішення.

Створення систем діагностики промислових об'єктів, в тому числі магістральних трубопроводів, забезпечення безпечної їх експлуатації являються складною науково-технічною задачею, вирішення якої вимагає не менших зусиль і засобів, чим ті, що були витрачені на створення самого об'єкту. Тому можна стверджувати, що вартість всіх етапів робіт по технічній діагностиці трубопровідного транспорту може складати від 40 до 80% вартості витраченої на його будівництво, в залежності від будови і складності виконуючих системою функцій [ 82].

Надійність магістральних трубопроводів стала визначальною вимогою ефективності трубопровідного транспорту.

Надійність трубопроводів - узагальнене поняття для визначення сукупності властивостей, які визначають якість функціонування об'єкту. Підвищення надійності приводить і до додаткових матеріальних затрат, а недооцінка надійності - до великих збитків від аварій.

Проблема надійності магістральних трубопроводів багатопланова і в даний час ще не має чіткого теоритичного і методологічного вираження. Не розроблена оцінка рівня надійності і не визначені конкретні заходи по забезпеченню її рівня.

Відсутні систематизовані дані по розрахунку надійності трубопроводів, що проектуються, а також зручних для практики методик розрахунків похибки результату при розрахунку надійності трубопровідних систем.

Оцінка надійності трубопроводів важлива на кожному етапі експлуатації. Мова йде про технічну діагностику магістральних трубопроводів, про оцінку їх роботоздатності [83].

**Актуальність теми.** Освоєння нафтових і газових ресурсів континентального шельфу України є одним з найважливіших

ародногосподарських завдань, вирішення якого пов'язане з будівництвом та експлуатацією спеціальних споруд, а також розробкою сучасної прогресивної технології проведення таких робіт в умовах відкритого моря. Передбачається, що нафтова і газова промисловість України в найближчі роки розвиватиметься в районах шельфів Чорного і Азовського морів, де зосереджено понад сорок відсотків запасів нафти і газу України.

В розробці 3 родовищ на шельфі Чорного моря і 1 на шельфі Азовського моря з початковими видобувними запасами 50 млрд.м<sup>3</sup>. З них добуто 13,5 млрд.м<sup>3</sup> газу, сьогодні добовий видобуток складає 2,1 млн.м<sup>3</sup> газу.

При видобуванні, збереженні і транспортуванні вуглеводневої сировини необхідне проведення всього комплексу заходів для попередження розливів нафтопродуктів, непередбачених викидів та інших аварійних ситуацій.

З усього комплексу багатогранних робіт, які проводяться на морському шельфі з метою видобутку вуглеводневої сировини, найбільш небезпечним і важкокерованим в екологічному відношенні є розвідувально-пошукове буріння і транспортування нафти і нафтопродуктів підводними трубопроводами.

Аварії та аварійні ситуації на трубопроводах викликані тим, що в процесі експлуатації стан труб та обладнання на трубопроводах з плином часу погіршується. На них діють корозія, ерозійний знос, в стінках труб під впливом змінних напружень утворюються втомні тріщини. Аварії трубопроводів і обладнання є результатом не тільки фізичного зносу труб, але і недостатнього застосування ефективних засобів неруйнуючого контролю. За офіційними даними Міністерства транспорту США, число аварій на трубопроводах США за останні роки збільшилось на 24%, а їх довжина виросла тільки на 5%. Число аварій прогресує в зв'язку з старінням трубопроводів.

Аварії і зупинки морських трубопроводів призводять не тільки до втрати газу, нафти і нафтопродуктів, але і потребують затрат на ремонтно-відновлювальні роботи. Збільшення діаметрів трубопроводів і продовження трас приводять до збільшення часу на ліквідацію аварії. Руйнування нафтопроводів і газопроводів часто супроводжуються пожежами і вибухами,

збрудненню водою, ґрунту і повітряного басейну, що зґрубно впливає на флору і фауну. Все це говорить про велику актуальність проблеми підвищення надійності і надійності магістральних трубопроводів.

Таким чином, тема дисертаційної роботи пов'язана з запобіганням втратним руйнувань підводних трубопроводів, створенням методів і засобів контролю їх роботоздатності є досить актуальною.

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

Робота виконувалась з 1992 по 2000 роки. Її результати увійшли в Державну програму: "Освоєння вуглеводневих ресурсів Українського сектору Чорного і Азовського морів" (Київ 1995р), програму "Освоєння ресурсів газу і нафти шельфу Чорного і Азовського морів" на 2000-2005 рр. (Київ 2000).

"Технико-экономическое обоснование целесообразности строительства газоперерабатывающего комплекса в Черноморском р-не Крыма на базе сырья газоконденсатных месторождений шельфа Черного моря».

**Мета і задачі досліджень**

Мета роботи полягає в забезпеченні надійності роботи підводних трубопроводів шляхом розробки методів прогнозування довговічності на основі визначення навантаженості та створення технічних засобів для контролю процесів втратних руйнувань (пошкоджень) для попередження розливу нафтопродуктів.

**Задачі досліджень**

Для досягнення мети необхідно розв'язати наступні задачі:

- 1)Провести аналіз характеру і величин морських хвиль та придонних течій, які діють на морські нафтогазопроводи;
- 2)Встановити кількісні залежності силових факторів, які діють на підводні трубопроводи;
- 3)Визначити критерії працездатності морських нафтогазопроводів та встановити вид і характер можливих їх руйнувань;
- 4)Створити методикау експериментальних досліджень морських нафтогазопроводів виходячи з основного критерію їх працездатності;

5)Провести втомні дослідження тіла труби і зварного з'єднання морських нафтогазопроводів;

6)Розробити принципову схему підводного трубопроводу для забезпечення невиливання транспортованої речовини в морське середовище;

7)Розробити методику прогнозування довговічності морського трубопроводу;

8)Розробити пристрій для попередження механічних руйнувань морських нафтогазопроводів.

### **Наукова новизна одержаних результатів**

На основі теоретичних і експериментальних досліджень дістали подальший розвиток методи визначення нестационарних навантажень на підводний трубопровід викликаних дією морських хвиль та оцінки втомних і корозійно-втомних характеристик матеріалу підводних трубопроводів. Встановлено характер розподілу внутрішніх силових факторів в поперечних перерізах трубопроводу в залежності від частоти морських хвиль. Одержав розвиток науковий метод оцінки надійності підводних трубопроводів на основі досліджень кінетики поширення тріщин і оцінки параметрів кривих втоми.

### **Практичне значення одержаних результатів**

Результати досліджень використані при розробці проектів: “Проект обустройства нефтяного месторождения Д-6 на шельфе Балтийского моря”, “Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения «Белый тигр» на шельфе Южно-Китайского моря», «Нефтепровод Белый тигр – Туйха (СРВ), «Газопровод Штормовое ГКМ – бухта Очертай», «Газопровод блок-кондуктор 22 МСП-4 Голицынского ГКМ», «Газопровод блок-кондуктор 23 МСП-17 Штормового ГКМ», «Газопровод МСП-5-берег». Розроблена система запобігання розливу нафтопродуктів (а.с. 1508019).

### **Вірогідність одержаних результатів**

Забезпечується коректною постановкою задач, застосуванням сучасних класичних методів теоретичних і експериментальних досліджень, які базуються на теорії коливальних, статистичній теорії втомного руйнування, стандартних

тодик і установок для дослідження поширення тріщин і втомного йнування.

### **Особистий внесок здобувача**

Основні положення та результати дисертаційної роботи отримані зтором самостійно.

Здійснено аналіз причин і результатів екологічних і економічних втрат ри пошкодженні підводних трубопроводів, запропоновано схему захисту [53].

Запропонована ідея оцінки параметрів трубопроводів по результатах проведення досліджень на втому моделей –“вирізок” [66,67].

Запропонована концепція облаштування нафтогазових родовищ Азово-Чорноморського шельфу, методи видобутку і транспортування нафти і газу через одноточкові причали та танкери на нафтопричал “Южный” та інші НПЗ. Виконані розрахунки необхідної кількості морських стаціонарних платформ, блок-кондукторів, кількості свердловин і вибір оптимальної системи підготовки продукції на МСП, вибір і розрахунок діаметрів підводних трубопроводів [54].

### **Апробація результатів дисертації**

На: науково-практичній конференції «В’єтсепро», Вунгтау, 1988 р.; науково-практична конференції «Нордс-Гідро», Осло, 1990 р.; міжнародній конференції в штабквартирі компанії «Соппоко», Х’юстон 1991 р.; науковій конференції Держнафтогазпрому і Української нафтогазової академії, Львів, 1996р.; 2-й міжнародній конференції, Гурзуф, 2000 р., 4-й спеціалізованій виставці “НАФТА та ГАЗ”, Київ, 2000р., 6-й Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України 2000”, Івано-Франківськ, 2000 р.

### **Публікації**

По темі дисертації опубліковано 12 друкованих праць, з них 3 статті, 1 авторське свідоцтво, 4 монографії, 4 підручники.

## 1. СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ

### 1.1. Вплив розробки нафтогазових родовищ на екологічну ситуацію морського середовища

Ступінь забруднення Чорного і Азовського морів прямо пов'язаний з ростом промислового розвитку всіх прилягаючих до нього регіонів, але, якщо в практичній діяльності використовувати природозберігаючі технології, то можна значно зменшити негативні наслідки [53].

Проблема стану екосистеми Чорного і Азовського морів пов'язана із значними змінами, які фіксуються з початку 70-х років і мають явний антропогенний характер, що зумовлено інтенсивним розвитком господарської діяльності, яка здійснюється без врахування вимог екології [73, 74].

Поряд з ростом водоспоживання в цей період почав діяти новий негативний фактор - антропогенне хімічне забруднення, особливе значення в якому має зростаючий рівень забруднення моря нафтопродуктами, солями важких металів, хлорорганічними з'єднаннями, ядохімікатами та іншими біологічно активними речовинами [111].

За даними наукових публікацій стікання нафтопродуктів в Чорне море складає 90 тис. т в рік, об'єм скидання нафтопродуктів із стічними водами складає 1,5-2,0 тис. т в рік, при аварійних ситуаціях і на транспорті - до 112,0 т в рік.

Моніторинг стану екосистеми шельфів Чорного і Азовського морів в районах розвідки і розробки нафтогазових родовищ, який здійснюється Південним науково-дослідним інститутом рибальства і океанографії з 1986 року, дав змогу виявити низку особливостей у функціонуванні екосистеми.

В даний час уже є наявні збитки від будівництва МСП (морських стаціонарних платформ) і підводних трубопроводів траловому промислу шпротів, які будуть зростати в умовах нарощування розвідувальних бурових та експлуатаційних робіт, а також транспортування видобутих вуглеводнів по газопроводах за рахунок вилучення з промислового користування районів

розміщення МСП і газопроводів. Кожний рік недовилловлюють близько 10-15 тис. т. шпротів [21, 22].

Масштаб і різновидності форми негативної антропогенної дії на екосистему Чорного і Азовського морів і несприятливий стан вимагають проведення додаткових заходів з метою попередження цих явищ.

У зв'язку з цим очевидним є необхідність достовірної оцінки сучасної дії і віддалених наслідків збільшення масштабів розвідки і розробки ресурсів вуглеводнів на морському шельфі на стан екосистеми і промислові рибні ресурси [35, 49].

Для вирішення цієї проблеми бажано не тільки здійснювати комплексний екологічний моніторинг, який включає як оцінку дії геологорозвідувальних і експлуатаційних робіт на стан морського середовища, так і на моніторинг робочих популяцій, але і розробити комплекс заходів для зниження негативної дії як в плані забезпечення екологічної безпеки, так і розробки безпечних технологій і обладнання для буріння свердловин, видобутку вуглеводнів і утилізації відходів.

Враховуючи складну екологічну ситуацію в Чорному морі, а також той факт, що раніше вивчались стан водної маси і гідроблоків практично при повній відсутності системних даних про даний субстракт, необхідно чітко диференціювати обов'язковість проведення екологічних досліджень в районах першочергових робіт.

У відповідності із завданнями освоєння вуглеводневих ресурсів економічної зони України найбільший об'єм робіт з аналізу техногенної безпеки припадає на етап попередніх робіт, який вимагає отримати достовірні дані про ситуацію, що вже склалася, та її прогностичні оцінки.

Весь процес освоєння вуглеводневих ресурсів можна поділити на наступні етапи: попередній, пошуково-розвідувальний, проведення бурових робіт, видобуток, зберігання і транспортування. Кожний з вищеназваних етапів характеризується своїми особливостями і на кожному з них необхідно виконати певний обсяг робіт [51].

На попередньому етапі повинна бути складена ландшафтно-геоекологічна карта з виділенням ділянок підвищеного екологічного ризику; визначена можливість впливу геологічних робіт (пошукових, розвідувальних, експлуатаційних, будівельних) на берегові зони, донні біоценози, рибні об'єкти; розроблені критерії оцінки пошкодження вказаних об'єктів при зміні екологічного балансу у водному середовищі, атмосфері і на дні (наприклад, визначити втрати від зупинки рибного промислу, зменшення зони відпочинку і т.д.); потрібно скласти уточнені карти динаміки придонних вод за сезонами в штормовий і післяштормовий періоди, які впливають на різке забруднення; скласти карти розміщення звалищ ґрунту, боєзапасів, хімічних відходів та оцінити безпеку поховань; проробити комплекс заходів з оперативного реагування на різні катастрофічні явища; підготувати комплекс законодавчих і нормативних актів про екологічну експертизу морського дна.

Пошуково-розвідувальні роботи включають пошук перспективних структур на наявність у них скупчень вуглеводневої сировини та інженерно-геологічні пошуки для проведення бурових робіт. Відбір проб донних відкладів трубками, дночерпалками та іншими видами пробовідбірників не викликає серйозних екологічних наслідків і не вимагає спеціального екологічного контролю [108].

Геофізичні дослідження, такі як магнітометрія, гравіметрія здійснюються без контакту з морським середовищем. При попередньо проведених дослідженнях впливу сейсмозвідувальних робіт в зонах скупчення рибних ресурсів було встановлено, що при дії пневмоджерел різної потужності в радіусі до 5 метрів негативних явищ на іхтіофауну не спостерігалось. Але необхідно проводити і далі комплексні дослідження з використанням сучасних методик і технічних засобів, які включають наступні напрямки і положення: інтенсивність хвильової дії вибухів, пневматичних й електроіскрових випромінювачів повинна мати мінімальний вплив на гідробіонти мальків та ікру промислових об'єктів; потрібно провести експериментальні роботи з оцінки впливу ударної хвильової дії на гідробіонти;

сезон сейсмічних, сейсмоакустичних робіт не повинен співпадати з періодом нересту і не проводитися в районах нересту; інженерно-геологічні пошуки з проведенням мілкового буріння повинні передбачити вловлювання відходів продуктів буріння; передбачити можливість швидкої реакції на форс-мажорні обставини, які пов'язані з провокуванням таких процесів, як викид газу, підводних зсувів і т.д., та оцінити наслідки цих явищ на подальше проведення робіт; підрахувати втрати на цьому етапі робіт.

На стадії планування установки бурових платформ необхідно мати наступні дані: стійкість ґрунтів до вертикальних і зсувних навантажень з врахуванням ваги обладнання і реакції на вітри, штормові явища і землетруси; точну карту мікрорельєфу дна з нахилами поверхні, характером (інтенсивністю і напрямом) донних течій для врахування можливості підмиву споруд і розрахунку його стійкості; застосування технологічного обладнання високого ступеня надійності, яке включає нафтогазопроями, транспортні втрати; використання бурових розчинів, які не наносять шкоди екології морського середовища; в процесі буріння необхідно передбачити системи вловлювання відходів бурового виробництва; організувати утилізацію відходів безпосередньо на платформі або їх транспортування на берег для наступного поховання; вести контроль за станом викидів газів в атмосферу [65].

При видобуванні, збереженні і транспортуванні вуглеводневої сировини необхідне проведення всього комплексу заходів для попередження розливів нафтопродуктів, непередбачених викидів та інших аварійних ситуацій, які в себе включають: спеціальний підрозділ, забезпечений спеціалізованими технічними засобами з метою попередження розливів, витікань з трубопроводів (обладнання фонтанних свердловин пакерами і клапанами-відсікачами; уміти швидко оцінити характер впливу розливів на донне середовище і водні маси, визначити ступінь ризику і швидкість деградації розливів, дати попередню оцінку ступеня ризику, враховуючи параметри пошкодження середовища; постійно тримати в готовності технічні засоби для локалізації і ліквідації можливих розливів (нафто-сміттєзбірники, бонові загороди, диспергатори

пощо) [109, 110]. Прокладання трубопроводів повинно враховувати всі геологічні небезпеки по трасі: активні тектонічні зони, землетруси, вплив на промисел, динаміку придонних водних мас; техніка прокладання трубопроводів повинна здійснюватись під контролем підводних заселених апаратів з врахуванням всіх заходів безпеки, які включають розриви, згини, витікання та інші; повинен бути постійний контроль за всіма видами споруд; на платформах повинні бути змонтовані спеціальні технічні засоби для безперервного контролю і сигналізації про стан морської поверхні [12, 17, 27].

З усього комплексу багатогранних робіт, які проводяться на морському шельфі з метою видобутку вуглеводневої сировини, найбільш небезпечними і важкокерованими в екологічному відношенні є розвідувально-пошукове буріння і транспортування нафти і нафтопродуктів підводними трубопроводами.

## 1.2. Надійність магістральних газопроводів

Аварії та аварійні ситуації на трубопроводах визвані тим, що в процесі експлуатації стан труб та обладнання на трубопроводах з плином часу погіршується.

На них діють корозія, ерозійний знос, в стінках труб під впливом змінних напружень утворюються втомні тріщини.

Через розвиток дефектів приходиться знижувати тиск транспортованого продукту в магістральних трубопроводах, що приводить до зниження кількості перекачки газу, або нафти. Дефекти можуть бути причиною аварії магістральних трубопроводів. Ці аварії пов'язані з великими збитками і часто з важкими наслідками і тому прогнозування технічного стану трубопроводів представляє собою одну з першочергових проблем галузі.

Тенденція до інтенсифікації нафто-газового виробництва і збільшення робочого тиску в магістральних трубопроводах, жорсткі вимоги у відношенні охорони навколишнього середовища і економії енергетичних ресурсів - всі ці фактори диктують необхідність забезпечення галузі найбільш досконалими

засобами своєчасного виявлення аварійно-небезпечних участків магістральних газопроводів.

Аварії трубопроводів і обладнання є результатом не тільки фізичного зносу труб, але і недостатнього застосування ефективних засобів неруйнуючого контролю.

Аварії і зупинки магістральних трубопроводів призводять не тільки до втрати газу, нафти і нафтопродуктів, але і потребують затрат на ремонтно-відновлювальні роботи. Збільшення діаметрів трубопроводів і продовження трас приводять до збільшення часу на ліквідацію аварії. Руйнування нафтопроводів і газопроводів часто супроводжуються пожежами і вибухами, забрудненням водойм, ґрунту і повітряного басейну, що згубно впливає на флору і фауну. Все це говорить про велику актуальність збільшення якості і надійності магістральних трубопроводів [45].

Відмова трубопроводів проходять під дією двох груп факторів:

факторів, пов'язаних зі зниженням несучої здатності трубопроводу під дією дефектів локального характеру, які являються концентраторами напружень, заводського браку - металургійних вад в тілі труби в виді закатів, металорозслоєння, тріщин, дефектів зварювання, які виникли в повздовжних і поперечних стиках труб, пошкодження стінки труби і порушення цілостності ізоляції при будівничо-монтажних роботах, корозії металу труби;

факторів, пов'язаних зі збільшенням зовнішніх навантажень, збільшенням тиску внаслідок нестационарних режимів перекачки по трубопроводу, повздовжніх зусиль в результаті температурних коливань зовнішнього середовища, випадкових навантажень, які викликають місцевий згин трубопроводу в ґрунті, або на дні моря.

Вплив різних факторів на надійність лінійної частини магістрального трубопроводу нерівноцінна (табл. 1.1).

В загальному випадку до руйнування трубопроводу приводить одночасна дія факторів обох груп. З досвіду експлуатації випливає, що найбільш



часто виникаючі комбінації. Це - корозійне пошкодження металу стінки труби з послідуною появою і ростом тріщин. Друга причина - зародження і розвиток тріщин під дією квазістатичного навантаження в місцях дефектів металу. Причиною відмови можуть бути початкові дефекти, які майже неминучі при найбільш високих вимогах до процесів виготовлення і монтажу, і дефекти, виникаючі в металі під дією навантажень в процесі експлуатації.

Досвід експлуатації показує, що розвиток корозії носить специфічний характер. Стінки трубопровода зазнають дію корозії з внутрішньої, так із зовнішньої сторони. Корозія внутрішніх стінок труби спостерігається в основному в продуктопроводах, зовнішніх - в трубопроводах прокладених під землею і під водою.

Таблиця 1.1 - Аварії і руйнування лінійної частини магістральних трубопроводів за 15 років в експлуатації

Причина аварії	Розриви	Свищі і стікання
Дефект труби	1,7	6,7
Брак зварного шва труби	0,96	6,55
Пошкодження в результаті будівельно-монтажних робіт	0,96	4,95
Помилки проектування	0,24	0
Порушення правил експлуатації		3,36
Внутрішня корозія	2,16	29,0
Зовнішня корозія	5,52	30,83
Механічні пошкодження	0,72	2,56
Інші	0,24	2,83
Всього	12,50	86,76

Вогнища корозії розвиваються, як правило локально.

Корозія зовнішньої стінки труби в зоні дефекту можна розділити на три частини: максимальної корозії, різкого зменшення корозії і поступового зниження інтенсивності корозійного покриття. Перший часток має площу, яка визначається 1-2 діаметрами дефекту ізоляційного покриття. Другий - розповсюджується не більше чим на 2-3 діаметра дефекту. Третій - займає всю зону відслоювання покриття. Інтенсивність корозії металу в зоні дефекту

залежить від розміру дефекту, виду покриття корозійного середовища.

Внутрішній тиск в магістральному трубопроводі не зберігається постійним. Являючись основним фактором навантаження, він не визиває втому металу, яка стає однією із основних причин аварій і руйнування лінійної частини магістрального трубопроводу. Механізм втоми при циклічному навантаженню складає накопичення розсіяних пошкоджень в найбільш слабких і найбільш напружених мікроскопічних елементах металу [50].

За виключенням явних дефектів і заводського браку переважна більшість аварій виникають без видимих причин і часто при тисках нижче робочого. Наприклад, макропластичні деформації по периметру труби і біля кромek в місцях, максимального покриття тріщин відсутні, а руйнування часто має локальний характер. Механічні властивості металу, в тому числі твердість і ударна в'язкість в вогнещевих зонах /довжиною 100-200 мм/, залишаються попередніми і метал через втрату властивостей /старіння, наводнювання/ не стає крихким. Отже це руйнування не являється чисто механічним і не викликається одноразовим навантаженням, інакше спостерігались би значні пластичні макродеформації. Такі деформації появляються і на всьому проміжку тріщин в зонах механічного розриву косим зрізом.

Детальний аналіз причин аварій майже завжди дозволяє встановити зв'язок місця зародження корозійновтомних тріщин яким небудь мало помітним дефектом металургійного або будівельного походження, який являється концентратором напруження на зовнішній /подряпини, задири і т.ін./ або внутрішній /технологічні дефекти експондування, зварного шва і т.ін./ поверхні труби. В цих зонах метал при випробовуванні не руйнується під дією статичного навантаження, тому що виникають локальні пластичні деформації, перерозподіляючі напруження і які зміцнюють метал, але водночас і зменшують запас пластичності.

Внутрішня поверхня трубопроводу піддається впливу коррозійно-активних агентів нафти з залишками пластової води, газоконденсату і газу.

В останні роки показана можливість каталітичної дії заліза на розклад

хлорорганічних компонентів нафти з виділенням агресивного хлористого водню, який викликає корозію обладнання при переробці нафти. Зовнішня поверхня трубопроводів піддається впливу корозії навіть при протикорозійній ізоляції і катодному захисті. Наприклад, деколи катодний захист, зупинивши ріст мілких уражень, здатний прискорити ріст більш глибокої тріщини, де не можливо здійснювати захист, внаслідок підсилення концентрації нанружень утворюються магнетитові і деколи карбонатні відклади. Тріщини виникають на зовнішній поверхні трубопроводів з протикорозійним покриттям і катодним захистом; і тому відсутні видимі сліди корозії на решті поверхні, не дивлячись на довгий строк експлуатації [52].

Механічна обробка поверхні труб /наприклад, зачистка скребками/ приводить до неоднорідності фізико-механічного стану поверхневого шару і визиває сильну електрохімічну гетерогенність поверхні, що сприяє розвитку значної локальної корозії.

Найбільш піддається руйнуванню внаслідок електрохімічної гетерогенності і корозії зона зварного з'єднання трубопроводу.

Важливо визначити початкову допустиму швидкість корозії внутрішньої поверхні трубопроводів, транспортуючих агресивні продукти, поскільки поняття гранично-допустимої швидкості корозії 0,25 мм/рік не відображає сутності самого процесу. Зі зменшенням товщини стінки і збільшенням напружень швидкість корозії росте, і закономірності механіко-хімічних властивостей призводить до початкової допустимої величини не більше 0,03мм/рік, що підтвердилося практикою Оренбургського газоконденсатного родовища.

Для того, щоби найбільш повно визначити шляхи забезпечення надійності магістральних трубопроводів, проводять аналіз і систематизацію фізичної природи надійності елементів і, в першу чергу, лінійної частини. Для визначення фізичної природи втрати надійності проведемо групування статистичних даних по факторних ознаках. По даним Американського управління по безпеці на трубопроводах в 1975р. на американських

магістральних і газозборних трубопроводах виникли 394 аварії, визвані різними причинами; корозія, низька якість будівельно-монтажних робіт і матеріалів, механічні пошкодження, помилки експлуатаційного персоналу і т.д. В 1975р. на американських нафтопроводах /магістральних і розподільних/ виникло 255 аварій, за різними причинами: 73 аварії - по причині механічних пошкоджень; 57 аварій – через зовнішню корозію труб; несправність обладнання -25 аварій; неправильна експлуатація - 22 аварії; внутрішня корозія - 15 аварій; дефект кільцевих швів на трубах - 5 аварій і по інших причинах 43 аварії.

Треба відмітити, що систематизації даних по аваріях в публікаціях немає, тому немає можливості об'єктивно оцінити надійність роботи нафто і газопроводів різних країн з найбільш розвинутим трубопровідним транспортом. Більшість американських трубопроводів має більший строк експлуатації, але в той же час в нашій країні більший відсоток магістральних трубопроводів великого діаметру.

Статистичні матеріали по аваріях мають дуже умовну розбивку по причинах їх виникнення. Так, навіть по аваріях на трубопроводах, які відпрацювали 20-30 років, вказуються "будівельні причини". Звичайно для вироблення дійових мір по забезпеченню надійності необхідна класифікація відмовлень по їх фізичній природі, але такої статистики немає. Тому дані запозичені з офіційної статистики, в деякій мірі умовні. В нашій країні, так само як і в США і інших країнах, найбільше число відмовлень пов'язано з ґрунтовою корозією трубопроводів. В останній час відсоток відмовлень, пов'язаних з корозією, трохи знизився, що можна пояснити загальним підвищенням рівня електрохімічного захисту і вводом в експлуатацію засобів захисту, як правило, одночасно з пуском газонафтопроводів, а також ремонтах ізоляції і посиленнях засобів захисту.

Друге місце по числу відказів займає руйнування стиків трубопроводів. На третьому місці стоять відкази, пов'язані з дефектами труб. Особливо часті руйнування по цій причині в період перед пусковими випробуваннями /50-70%/. Аналізуючи літературні данні по аварійності на трубопроводах США, треба

відмітити, що ґрунтова корозія серед причин також стоїть на першому місці. В США окремо ведеться облік аварій, які виникають від внутрішньої корозії. Більший відсоток (23-27%) аварій в США пов'язаний з механічними пошкодженнями трубопроводів будівельними, транспортними і сільськогосподарськими машинами. Значне число аварій віднесено до порушень правил експлуатації (14-15%). По офіційних даних Міністерства транспорту США, число аварій на трубопроводах США в період 1970-1971 рр. збільшилось на 24%, а їх довжина виросла тільки на 5%. Число аварій прогресує в зв'язку з старінням трубопроводів [33]. Електрохімічний захист трубопроводів ефективний лише в нормованій, вузькій області потенціалів 0,35В, в якій контролювати всю поверхню трубопроводу і зварних вузлів практично важко. Отже потенціал в окремих точках на формально захищеному трубопроводі може бути в небезпечній зоні і може створити умови для корозійного розтріскування. Тріщини, які виникли по цій причині були виявлені на магістральних газопроводах США, в самих різноманітних ґрунтових умовах. Аналогічні випадки корозії спостерігались в Англії.

Для виявлення і визначення місцеположення корозійних пошкоджень, найбільше поширення в нафтопроводному транспорті за рубежом отримали автономні засоби внутрішнього контролю типу "Лайналог" фірми АМЕ Tuboscope і фірми Vetco США. На початку 80 років виробництво аналогічних систем було освоєно і в Західній Європі, в Англії /фірмою British Gas Corp/, ФРГ – фірмою КООР International Pipeline Service і Франції -- фірмою Pipeline Service. В Росії також ведуться роботи по створенню комплексу технічних засобів "Код - М" для виявлення корозії і поперечних тріщин в стінці трубопроводів діаметром 1220мм. Основною перевагою даного обладнання є висока продуктивність контролю 2000-3000 км/рік. За один автономний запуск тривалістю 50 год. подібні системи досліджують до 350 км лінійної частини, виявляючи корозійні пошкодження, які перевищують 15-20% від товщини стінки.

Контроль різноорієнтованих тріщин. Найбільші збитки в

нафтопроводному транспорті зв'язані з дефектами заводського виробництва труб - 38,2%, які в процесі експлуатації приводять до виникнення найбільш небезпечних для експлуатації повздовжніх тріщин, як правило, в біляшовній зоні заводського зварного шва.

Для виявлення повздовжніх тріщин в стінках нафтопроводу в процесі експлуатації використовуються автономні прилади внутрішнього контролю з використанням вихрових струмів типу "Punprojmulen" фірми KOOP, International Pipeline Service, ФРГ, які дозволяють визначити тріщини довжиною 30мм, глибиною 1,0мм і розкриттям 0,1мм в Західній Європі аналогічне обладнання розробляють British Gas Corp, Англія.

Контроль течі може проводитись, як автономними засобами внутрішнього контролю, так і акустикоємісними приладами для контролю зовнішньої поверхні [11].

### 1.3. Дія морських течій і хвиль на підводні трубопроводи

Підводні трубопроводи піддаються дії морських течій у будівельний період (при різних способах прокладання і розміщення трубопроводу в незасипаній ґрунтом траншеї) і в період експлуатації (трубопровід укладений безпосередньо на дно моря без заглиблення у ґрунт, при оголенні ділянки трубопроводу внаслідок деформацій морського дна і при проведенні капітального ремонту) [20, 8, 10, 91].

При обтіканні потоком рідини на підводні трубопроводи діє сила лобового опору [17, 38]:

$$P_x = 0,5 \cdot C_x \cdot \rho \cdot v^2 D, \quad (1.1)$$

де  $C_x$  - коефіцієнт лобового опору;  $\rho$  - щільність рідини;  $D$  - зовнішній діаметр трубопроводу;  $v$  - швидкість потоку.

Аналіз великої кількості експериментальних робіт щодо обтікання круглого циліндра потоком рідини, виконаних у різних країнах зарубіжними

дослідниками, дає змогу зробити обґрунтовані рекомендації стосовно визначення  $C_x$  від числа Рейнольдса (рис.1.2).

$$Re = vD/\nu,$$

де  $\nu$  - коефіцієнт кінематичної в'язкості рідини.

Для практичних розрахунків підводних трубопроводів можна рекомендувати такі значення коефіцієнта лобового опору:

для трубопроводів із гладкими і синтетичними покриттями чи з гладкою металевою поверхнею  $C_x$  визначають за графіком залежності  $C_x f(Re)$  (див. рис. 6.1), що її отримали Візельсбергер і Рошком;

для шорсткуватих (футерованих і забетонованих) трубопроводів  $C_x=1,2$  при  $Re=10^4-10^5$  і  $C_x=1,0$  при  $Re=10^5=10^7$ .

Якщо трубопровід прокладено на дні чи поблизу дна ( $S < D$ ), то на нього, крім сили лобового опору  $R_x$  діє і підйомна сила  $P_z$ , що виникає в наслідок впливу дна за рахунок несиметричного розподілу тиску по поверхні труби й значної зміни градієнта швидкості потоку поблизу дна:

$$P_z = 0,5 \cdot C_z \cdot \rho \cdot v^2 \cdot D,$$

де  $C_z$  – коефіцієнт підйомної сили.

У практичних розрахунках значення  $C_z$  треба приймати рівним 0,6 при  $S/D=0$ . При  $1 > S/D > 0$  значення  $C_z$  приймають за графіком залежності  $C_{zs}/C_{zs=0}$  від  $S/D$  (рис. 1.3), де  $C_{zs}$  – коефіцієнт підйомної сили для трубопроводу, розміщеного на віддалі  $S$  від дна.

В інженерній практиці для розрахунку дії хвиль на споруди розглядається окрема хвиля, яка збурена екстремальними штормовими умовами, або середньостатистична характеристика хвильового процесу при цих же умовах [ 17, 54]. В першому і другому випадку необхідно встановити зв'язок між характеристиками хвиль і швидкостями, прискореннями і тиском у воді. для цього використовується відповідна теорія хвиль. В сучасних методах розрахунку використовують найчастіше теорію хвиль Дж.Б. Ері і теорію хвиль

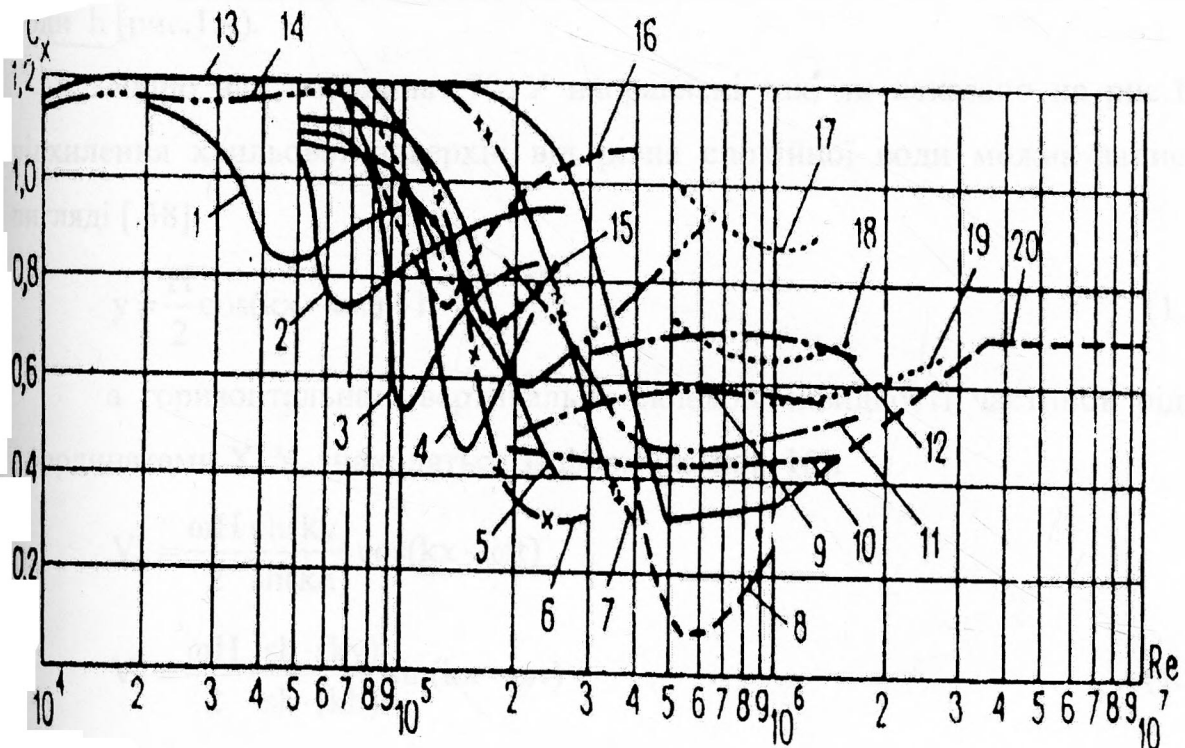


Рис.1.2 – Залежність коефіцієнта лобового опору  $C_x$  від числа Рейнольдса: 1,2,3,4,5 – за Феджем і Уорсеном (різна шорсткуватість циліндрів); 6 – за Релфом (гладкий циліндр); 7 – за Ейснером (гладкий циліндр); 8 – за Делані й Соренсенем (гладкий циліндр); 9, 10,11,12 – за Накагаве, Фунджино, Аріте, Огате й Масаки (9 – циліндр, обмотаний чотирма спіралями дроту; 10 – циліндр, встановлений позаду мотуззяної сітки; 11 – гладкий циліндр; 12 – циліндр, обмотаний вісьмома спіралями дроту); 13 – за Візельсбергером (гладкий циліндр); 14, 15, 16 – за дослідями Бородавкіна й Шадріна (14 – гладкий циліндр; 15 – циліндр бетонований; 16 – циліндр, футерований рейками); 17, 18, 19 – за Ілишевим і Штеренліхтом (17 – циліндр футерований рейками; 18, 19 – циліндри без рейок); 20 – за Рошком (гладкий циліндр)

Дж.Г.Стокса [38, 117, 120].

Теорія хвиль Ері застосовується звичайно в попередніх розрахунках. Для більш точних розрахунків необхідно використовувати теорію хвиль Стокса. Теорія хвиль Ері побудована на припущенні про синусоїдальний профіль хвилі і малій висоті хвилі  $H$  у порівнянні з її довжиною  $l_{\text{хв}}$  і глибиною води  $h$  (рис.1.4).

Якщо вісі координат  $X, Y$  направлені так, як показано на рис.1.3, то відхилення хвильової поверхні від рівня спокійної води можна записати у вигляді [38]:

$$y = \frac{H}{2} \cos(kx - \omega t) + h \quad (1.2)$$

а горизонтальна і вертикальна складові швидкості частинок рідини з координатами  $X, Y$ , знаходяться за формулами [116]:

$$V_x = \frac{\omega H \operatorname{ch}(ky)}{2 \operatorname{sh}(kh)} \cos(kx - \omega t)$$

$$V_y = \frac{\omega H}{2} \cdot \frac{\operatorname{sh}(ky)}{\operatorname{sh}(kh)} \sin(kx - \omega t) \quad (1.3)$$

де  $k, \omega$  позначені відповідно хвильове число і колова частота хвилювання.

Параметри  $k, \omega$  пов'язані з довжиною хвилі  $l_{\text{хв}}$  і періодом  $T$  відношеннями:

$$k = \frac{2\pi}{l_{\text{хв}}}, \quad \omega = \frac{2\pi}{T} \quad (1.4)$$

За теорією Ері вважається, що ці параметри пов'язані між собою:

$$\omega^2 = gk \cdot \operatorname{th}(kh) \quad (1.5)$$

де  $g$  – прискорення земного тяжіння.

Звідси знаходимо, що хвиля рухається зі швидкістю:

$$c = \frac{\omega}{k} = \frac{l_{\text{хв}}}{T} \quad (1.6)$$

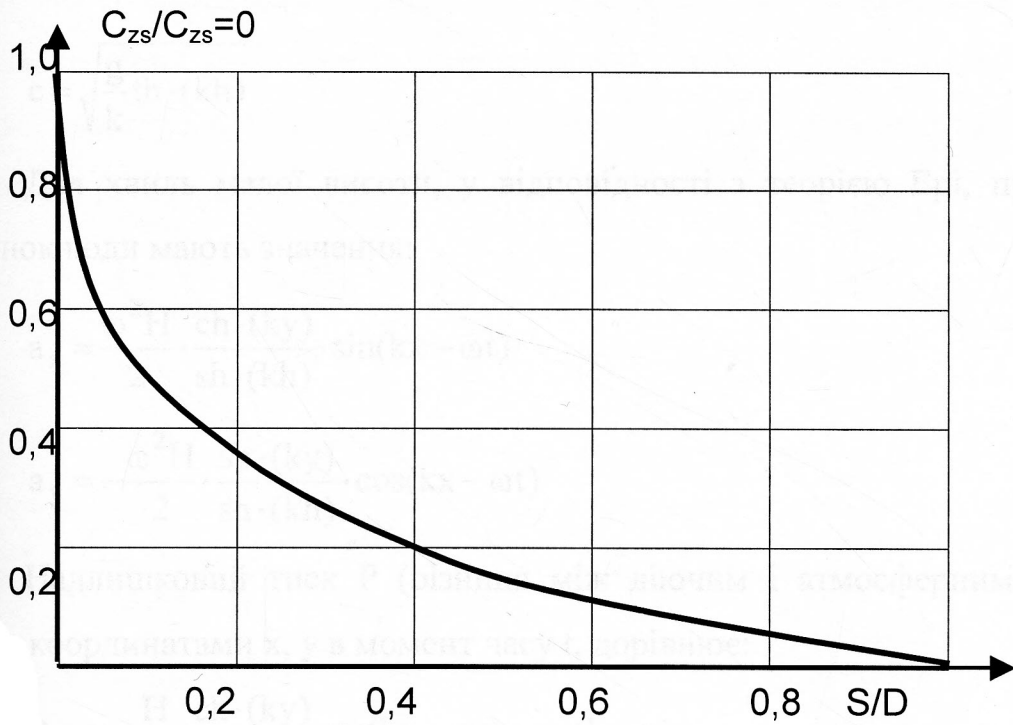


Рис. 1.3 – Графік залежності  $C_{zs}/C_{zs=0}$  від  $S/D$

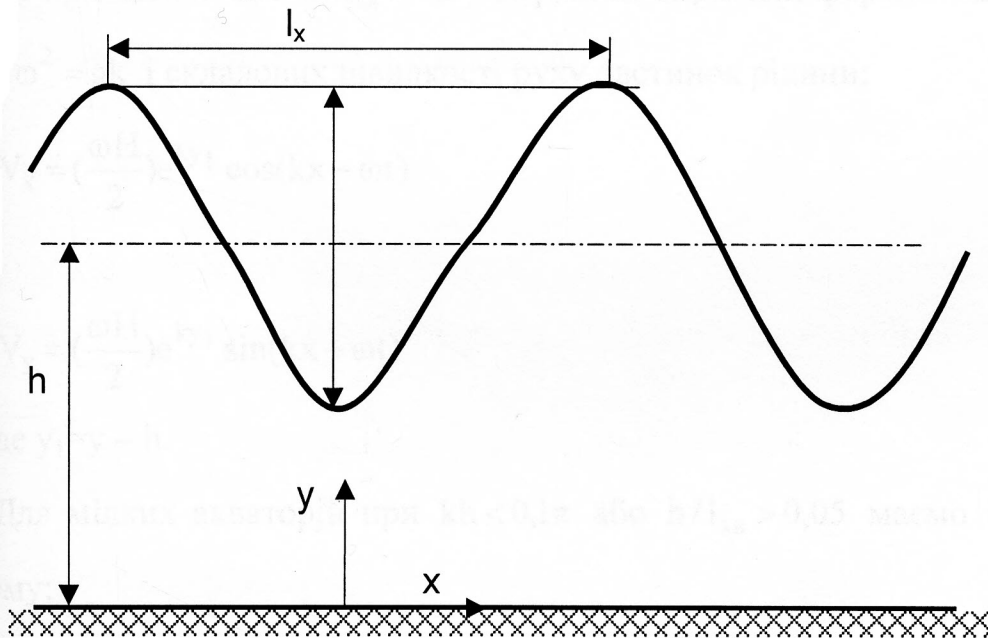


Рис. 1.4 – Параметри хвиль

або

$$c = \sqrt{\frac{g}{k} \operatorname{th} \cdot (kh)} \quad (1.7)$$

Для хвиль малої висоти, у відповідності з теорією Ері, прискорення частинок води мають значення:

$$a_x = \frac{\omega^2 H}{2} \cdot \frac{\operatorname{ch} \cdot (ky)}{\operatorname{sh} \cdot (kh)} \cdot \sin(kx - \omega t) \quad (1.8)$$

$$a_y = -\frac{\omega^2 H}{2} \cdot \frac{\operatorname{sh} \cdot (ky)}{\operatorname{sh} \cdot (kh)} \cdot \cos(kx - \omega t) \quad (1.9)$$

Надлишковий тиск  $P$  (різниця між діючим і атмосферним тиском) в точці з координатами  $x, y$  в момент часу  $t$ , дорівнює:

$$P = \rho g \cdot \frac{H}{2} \cdot \frac{\operatorname{ch} \cdot (ky)}{\operatorname{ch} \cdot (kh)} \cos(kx - \omega t) + \rho g(h - y) \quad (1.10)$$

Тут  $\rho$  - густина води.

Формули для швидкостей (1.3) можна спростити [102]. Для глибоких акваторій при  $kh > \pi$  або  $h/l_{\text{хв}} > 0,5$  одержимо спрощені формули для колової частоти  $\omega^2 = gk$  і складових швидкості руху частинок рідини:

$$V_x = \left(\frac{\omega H}{2}\right) e^{ky_1} \cos(kx - \omega t) \quad (1.11)$$

$$V_y = \left(\frac{\omega H}{2}\right) e^{ky_1} \sin(kx - \omega t) \quad (1.12)$$

де  $y_1 = y - h$ .

Для мілких акваторій при  $kh < 0,1\pi$  або  $h/l_{\text{хв}} > 0,05$  маємо  $\omega = k\sqrt{gh}$  і при цьому:

$$V_x = \frac{\omega H}{2kh} \cdot \cos(kx - \omega t) \quad (1.13)$$

$$V_y = \frac{\omega H}{2h} \cdot y \cdot \sin(kx - \omega t) \quad (1.14)$$

Теорія хвиль кінцевої амплітуди була розвинута ДжГ.Стоксом [38]. В

основу ідеї Стокса покладено метод розкладання рівняння хвильової поверхні в ряд і визначення коефіцієнтів розкладання з рівнянь гідродинаміки для хвиль кінцевої амплітуди. У відповідності з теорією Стокса рівняння поверхні хвилі має вигляд [118]:

$$y = h + \frac{1}{k} \sum_{n=1}^5 F_n \cos n(kx - \omega t) \quad (1.15)$$

де

$$\left. \begin{aligned} F_1 &= a \\ F_2 &= a^2 F_{22} + a^4 F_{24} \\ F_3 &= a^3 F_{33} + a^5 F_{35} \\ F_4 &= a^4 F_{44} \\ F_5 &= a^5 F_{55} \end{aligned} \right\} \quad (1.16)$$

Тут параметри форми хвилі  $F_{22}, F_{24}, \dots$ , залежні від  $kH$ , і параметр висоти хвилі  $a$ , зв'язані між собою відношенням (табл.1.2):

$$kH = 2 \left[ a + a^3 F_{33} + a^5 (F_{35} + F_{55}) \right] \quad (1.17)$$

Горизонтальна  $V_x$  та вертикальна  $V_y$  складові швидкості частинок рідини з координатами  $X, Y$  (початок координат на дні), мають значення [117]:

$$V_x = \frac{\omega}{k} \sum_{n=1}^5 G_n \frac{\operatorname{ch}(nky)}{\operatorname{sh}(nkh)} \cos n(kx - \omega t) \quad (1.18)$$

$$V_y = \frac{\omega}{k} \sum_{n=1}^5 G_n \frac{\operatorname{sh}(nky)}{\operatorname{sh}(nkh)} \sin n(kx - \omega t) \quad (1.19)$$

де

Таблиця 1.2 – Значення параметрів профіля хвилі

$h/\lambda$	$F_{22}$	$F_{24}$	$F_{33}$	$F_{35}$	$F_{44}$	$F_{55}$
0,10	3,892	-28,61	13,09	-138,6	44,99	163,8
0,15	1,539	1,344	2,381	6,935	4,147	7,935
0,20	0,927	1,398	0,996	3,679	1,259	1,734
0,25	0,699	1,064	0,603	2,244	0,676	0,797
0,30	0,599	0,893	0,495	1,685	0,484	0,525
0,35	0,551	0,804	0,435	1,438	0,407	0,420
0,40	0,527	0,759	0,410	1,330	0,317	0,373
0,50	0,507	0,722	0,384	1,230	0,344	0,339
0,60	0,502	0,712	0,377	1,205	0,337	0,329

Таблиця 1.3 – Значення параметрів швидкості хвилі

$h/\lambda$	$G_{11}$	$G_{13}$	$G_{15}$	$G_{22}$	$G_{24}$	$G_{33}$	$G_{35}$	$G_{44}$	$G_{55}$
0,10	1,000	-7,394	-12,73	2,996	-48,14	5,942	-121,7	7,671	0,892
0,15	1,000	-2,320	-4,864	0,860	-0,907	0,310	2,843	-0,167	-0,257
0,20	1,000	-1,263	-2,266	0,326	0,680	-0,017	1,093	-0,044	0,006
0,25	1,000	-0,911	-1,415	0,154	0,673	-0,030	0,440	-0,005	0,005
0,30	1,000	-0,765	-1,077	0,076	0,601	-0,020	0,231	0,002	0,001
0,35	1,000	-0,696	-0,925	0,038	0,556	-0,012	0,152	0,002	0,000
0,40	1,000	-0,662	-0,850	0,020	0,528	-0,006	0,117	0,001	0,000
0,50	1,000	-0,635	-0,790	0,006	0,503	-0,002	0,092	0,000	0,000
0,60	1,000	-0,628	-0,777	0,002	0,502	-0,001	0,086	0,000	0,000

$$\left. \begin{aligned} G_1 &= aG_{11} + a^3G_{13} + a^5G_{15} \\ G_2 &= 2(a^2G_{22} + a^4G_{24}) \\ G_3 &= 3(a^3G_{33} + a^5G_{35}) \\ G_4 &= 4a^4G_{44} \\ G_5 &= 5a^5G_{55} \end{aligned} \right\} \quad (1.20)$$

Тут  $G_{11}, G_{13}, \dots$ -параметри швидкості хвилі, залежні від  $kh$ . Їх значення зведені в таблиці 1.2, 1.3.

Співвідношення між коловою частотою і хвильовим числом має вигляд:

$$\omega^2 = gk(1 + a^2C_1 + a^4C_2)\text{th}(kh) \quad (1.21)$$

де  $C_1, C_2$ -параметри частоти хвилі, значення яких при різних  $h/l_{\text{хв}}$  занесені в таблицю 1.4.

Швидкість розповсюдження хвилі по теорії Стокса має значення

$$C = \frac{\omega}{k} = \sqrt{\frac{g}{k}(1 + a^2C_1 + a^4C_2)\text{th}(kh)} \quad (1.22)$$

Розрахунки, для визначення швидкості частинок рідини по глибині акваторії показують, що дія хвиль передається на глибину до 20 м і більше. На рис.1.5 показані результати розрахунків горизонтальної складової швидкості  $V_x$  виконані по теорії Ері для акваторії глибиною 15 м з хвилями висотою  $H=1,2$  м і періодом  $T=6$  с [38].

Для порівняння результатів розрахунків по теорії Ері та теорії Стокса проведено розрахунок хвиль висотою  $H=10,7$  м і довжиною  $l_{\text{хв}}=115$  м для акваторії глибиною  $h=23$  м. На рис.1.6 показані графіки зміни швидкості рідини по глибині. Аналіз одержаних результатів показує, що при наявності хвиль на поверхні моря здійснюється рух рідини по всій глибині акваторії. Цей рух носить періодичний характер і, відповідно, періодичною буде сила дії потоку

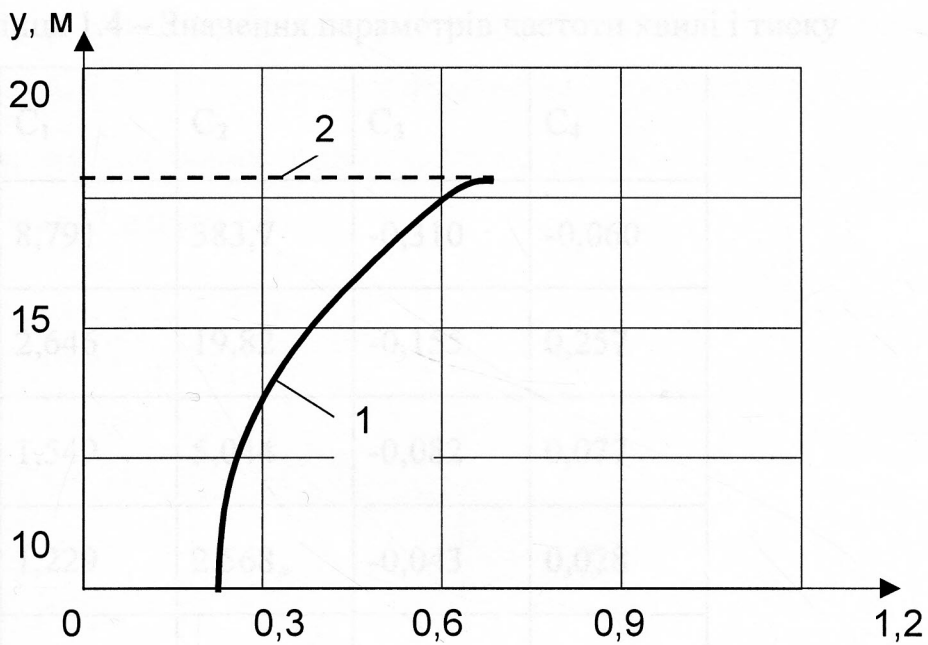


Рис. 1.5 - Зміна швидкості частинок рідини під хвилею:  
1 - по глибині; 2 – гребінь хвилі

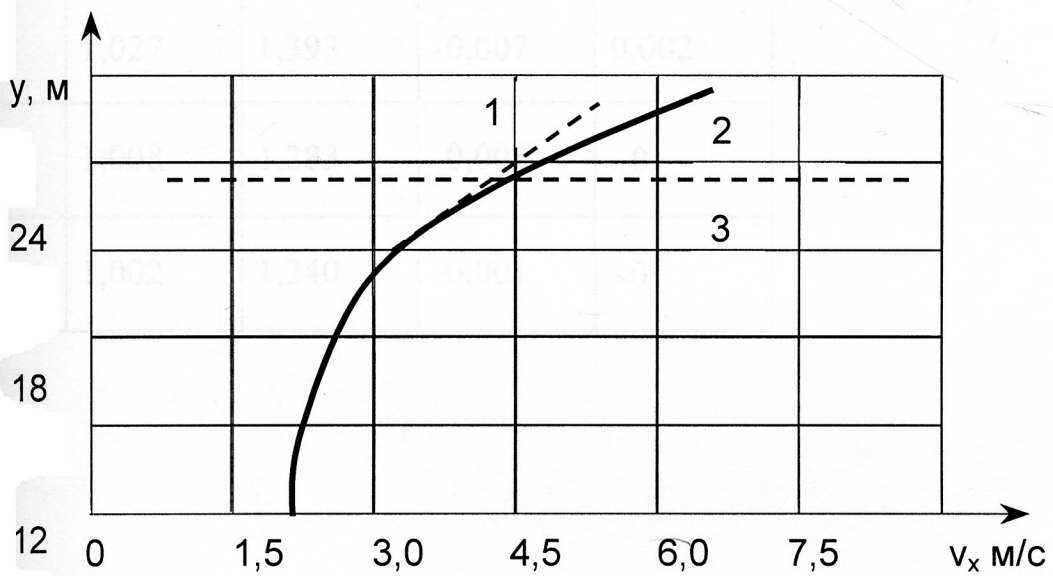


Рис. 1.6 - Зміна швидкості частинок рідини під хвилею:  
1 – по теорії Ері; 2 – по теорії Стокса; 3 – рівень спокійної поверхні

Таблиця 1.4 – Значення параметрів частоти хвилі і тиску

$h/\lambda$	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$
0,10	8,791	383,7	-0,310	-0,060
0,15	2,646	19,82	-0,155	0,257
0,20	1,549	5,044	-0,082	0,077
0,25	1,229	2,568	-0,043	0,028
0,30	1,107	1,833	-0,023	0,010
0,35	1,055	1,532	-0,012	0,004
0,40	1,027	1,393	-0,007	0,002
0,50	1,008	1,283	-0,001	$\sim 0$
0,60	1,002	1,240	-0,001	$\sim 0$

рідини на підводний трубопровід. При цьому на трубопровід діють динамічні навантаження, які можуть стати причиною його руйнування.

Значення хвильових навантажень які діють на трубопроводи, знаходимо за рівняннями Морісона [ 119]:

$$\left. \begin{aligned} q_x &= \frac{1}{2} \rho C_x D V_n V_{nx} + \rho C_j \frac{\pi \partial^2}{4} a_{nx} \\ q_y &= \frac{1}{2} \rho C_x D V_n V_{ny} + \rho C_j \frac{\pi D^2}{4} a_{ny} \\ q_z &= \frac{1}{2} \rho C_x D V_n V_{nz} + \rho C_j \frac{\pi \partial^2}{4} a_{nz} \end{aligned} \right\} \quad (1.23)$$

Тут  $V_n$  – швидкість рідини, нормальна до вісі труби, яка у відповідності з рис. 1.7 визначається за формулою:

$$V_n = \sqrt{V_x^2 + V_y^2 - (\mu_x V_x + \mu_y V_y)^2} \quad (1.24)$$

Складові нормальної швидкості в напрямках осей  $x$ ,  $y$ ,  $z$  дорівнюють:

$$\left. \begin{aligned} V_{nx} &= V_x - \mu_x (\mu_x V_x + \mu_y V_y), \\ V_{ny} &= V_y - \mu_y (\mu_x V_x + \mu_y V_y), \\ V_{nz} &= -\mu_x (\mu_x V_x + \mu_y V_y), \end{aligned} \right\} \quad (1.25)$$

Тут позначено:

$$\left. \begin{aligned} \mu_x &= \sin \varphi \cos \theta, \\ \mu_y &= \cos \varphi, \\ \mu_z &= \sin \varphi \sin \theta \end{aligned} \right\} \quad (1.26)$$

Складові прискорення рідини, нормального до вісі трубопровода:

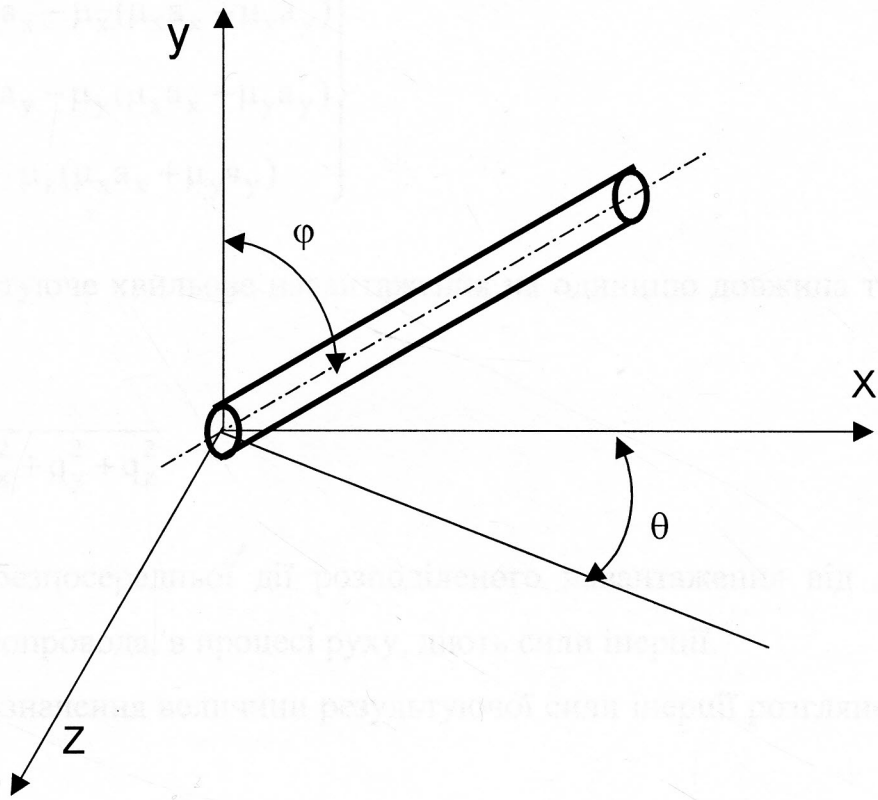


Рис. 1.7 – Схема розрахунку навантаження на циліндричне тіло

$$\left. \begin{aligned} a_{nx} &= a_x - \mu_x (\mu_x a_x + \mu_y a_y) \\ a_{ny} &= a_y - \mu_y (\mu_x a_x + \mu_y a_y) \\ a_{nz} &= -\mu_z (\mu_x a_x + \mu_y a_y) \end{aligned} \right\} \quad (1.27)$$

Результуюче хвильове навантаження на одиницю довжина трубопровода складає:

$$q = \sqrt{q_x^2 + q_y^2 + q_z^2} \quad (1.28)$$

Крім безпосередньої дії розподіленого навантаження від дії хвиль на ділянку трубопровода, в процесі руху, діють сили інерції.

Для визначення величини результуючої сили інерції розглянемо схему на рис. 1.8.

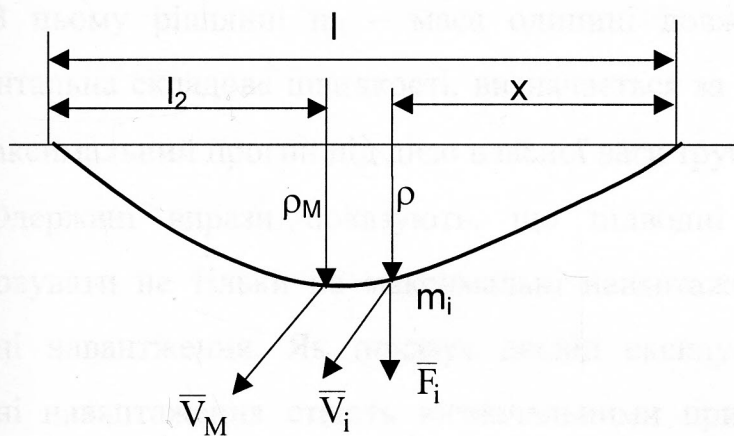


Рис. 1.8 – Розрахункова схема для визначення сил інерції

Трубопровід провисає під дією власної ваги. Приймаємо, що його вісь має форму синусоїди. На елементарну масу  $m_i$  діє відцентрова сила

$$F_i = m_i \frac{V_i^2}{\rho} \quad (1.29)$$

Значення швидкості  $V_i$  та прогину  $\rho_i$  запишемо через максимальні значення:

$$V_i = V_M \sin \frac{\pi}{l} x \quad (1.30)$$

$$\rho = \rho_M \sin \frac{\pi}{l} x \quad (1.31)$$

Повна сила інерції є результируючою всіх елементарних сил:

$$F_B = 2 \int_0^{\frac{l}{2}} m_i \frac{V_i^2}{\rho} dx$$

або

$$F_B = 2m_i \frac{V_M^2}{\rho_M} \int_0^{\frac{l}{2}} \sin^2 \frac{\pi}{l} x dx = 2 \frac{m_i V_M^2 l}{\pi \rho_M} \quad (1.32)$$

В цьому рівнянні  $m_i$  – маса одиниці довжини трубопроводу,  $V_M$  – горизонтальна складова швидкості, визначається за формулою (1.4) або (1.11),  $\rho_M$  – максимальний прогин під дією власної ваги трубопроводу.

Одержані вирази показують, що підводні трубопроводи необхідно розраховувати не тільки на максимальні навантаження, але також на змінні циклічні навантаження. Як показує досвід експлуатації інженерних споруд циклічні навантаження стають визначальними при їх тривалій експлуатації [111].

Змінні циклічні навантаження викликають в матеріалі трубопроводу змінні напруження і, як наслідок, втомні процеси.

Із викладеного випливає, що для підводних морських трубопроводів має місце небезпека їх втомного руйнування.

#### 1.4. Прогнозування залишкового ресурсу індикаторами

##### втомних пошкоджень

Аналіз відомих експериментальних методів прогнозування, ресурсу деталей показав перспективність методу, оснований на використанні давачів втомного пошкодження, принцип дії яких ґрунтується на незворотній зміні в металах під дією циклічних деформацій.

Крім визначення залишкового ресурсу деталей з допомогою давачів можливо здійснювати якісне або кількісне визначення ступеню навантаженості окремих деталей машин або конструкцій в експлуатаційних або стендових умовах. До основних переваг давачів можливо віднести: малі розміри, простоту конструкцій, технологічність виготовлення, високі метрологічні характеристики, відсутність необхідності постійного підключення складних вимірювальних і записуючих приладів. Принцип роботи таких давачів базується на зв'язку вихідних характеристик давачів з величиною і режимом дії прикладеною навантаження, які намагаються пов'язати з накопиченням втомного пошкодження металу, на якому він встановлений. Виходячи з принципу дії можливо виділити наступні типи давачів:

- 1) давачі, виготовлені гальванічним способом із міді;
- 2) давачі - сигналізатори, виготовлені з матеріалу конструкцій, на яких вони встановлені;
- 3) давачі – “свідки”, виготовлені із металічної фольги;
- 4) давачі, виготовлені з відпаленої константової фольги, які змінюють свій опір.

Для оцінки втоми деталей або взірців пропонується на їх поверхню наносити електролітичним методом покриття з чистої міді товщиною 0,01 мм в місцях можливої появи втомних тріщин. При навантаженні деталі або взірця з циклічними навантаженнями на поверхні намідненої ділянки спостерігається поява характерних плям, які стають більшими і все більш виразними з ростом числа циклів навантаження [ 13, 92, 103].

Перевагою такого методу оцінки втомних пошкоджень являється можливість одержання інтегральних характеристик, простота і технологічність нанесення покриття, досить висока чутливість методу. До недоліків таких датчиків можна віднести необхідність візуального контролю зміни кольору датчиків, впливу термічної обробки після нанесення покриття, вплив температури електроліту.

Давачі - сигналізатори представляють модель місця конструкції, виконану в виді плоского взірця з концентратором напружень, який приклеювався на конструкцію.

Працюючи разом з конструкцією, давач накопичує втомні пошкодження так само, як і конструкція. Еквівалентність втомних характеристик індикаторів і конструкцій забезпечується шляхом підбору відповідності кривих втоми індикаторів і конструкції при допомозі вибору геометрії концентратора датчика. Ці датчики можуть використовуватися для двох цілей:

- визначення моменту вичерпання конструкцією втомної довговічності;
- визначення інтенсивності втомних пошкоджень в конструкції в умовах експлуатації. Основними перевагами давачів, є можливість контролю моменту виникнення тріщини, недоступних візуальному контролю; облік факторів, які впливають на втомну міцність (корозія, концентрація напружень, історія навантаження); простота методики використання. Недоліки: необхідність візуального контролю; неможливість використання в умовах малоциклової втоми; наявність клеєвого слою між досить жорстким датчиком і поверхнею металу; складність використання в умовах складно-напруженого стану.

Давачі "свідки", виготовляються з металічної фольги, яка має однаковий з матеріалом конструкції коефіцієнт лінійного розширення і більш низьку втомну міцність.

Давачі такого типу прості і надійні, але вони не сприймають середніх напруг і зміна чутливості елемента займає визначений час, що вносить похибки визначення історії навантаження.

Давач втомного пошкодження представляє собою пристрій, аналогічний

ю формі фольговому тензорезистору. Після виготовлення такий давач приклеюється до випробуваної конструкції. Принцип дії давача ґрунтується на зміні питомого електричного опору металів під дією циклічних навантажень. Давач дозволяє визначити скриті пошкодження в матеріалі досліджувальної конструкції в результаті зміни питомого електричного опору фольги в залежності від кількості прикладених циклів навантаження і його величини. Слід відмітити деякі особливості таких давачів;

а) давачі реагують на величину деформацій, тому величина зміни опору давача до моменту появи втомних пошкоджень в матеріалі буде різною для різних матеріалів;

б) давач необхідно використовувати для прогнозування моменту зародження першої втомної макротріщини, яка потім розвивається в магістральну втомну тріщину.

в) статистичне розсіювання вихідної характеристики давача, залежність зміни опору від числа циклів навантаження і її величини. При практичному використанні датчиків використовують наступний підхід. На зразки, виготовлені із матеріалу конструкції, наклеюють давачі. Зразки піддаються циклічному навантаженню, при цьому безперервно або періодично вимірюють електричний опір давача. Величина зміни опору давача, яка відповідає моменту появи мікротріщин в зразку, використовується для визначення можливої появи тріщин при наклеїці давачів на конструкцію. Давачі із константанової фольги володіють важливими якостями - ці давачі інтегрального типу; не потребують постійного підключення вимірювальних приладів; прості по конструкції, технології і недорогі; мають високу чутливість і мале розсіювання по характеристикам.

Основні недоліки - мала втомна міцність, а також необхідність проведення складних тарувальних випробувань по підбору характеристик датчиків для використання на практиці [13, 14].

Є.М.Гутман ще в 1977 році запропонував програму науково-дослідних робіт по підвищенню надійності трубопроводів, де рекомендує для

прогнозування і дистанційного контролю просту систему індикаторів корозіно-втомної витривалості. Автори [37] використовують індикатори навантаженості для прогнозування залишкового ресурсу трубопроводів компресорних станцій.

Індикатор напруженості має підсилювач деформації механічного типу на який наклеєний напівпровідниковий кремнієвий тензорезистор. Недоліком цих індикаторів є те, що вони не можуть врахувати дію корозійного середовища і тому не можуть бути використані для прогнозування залишкового ресурсу підземних або підводних трубопроводів.

### 1.5. Постановка задач досліджень

Перспективні розробки нафтових і газових родовищ на шельфі Чорного і Азовського морів підвищують небезпеку забруднення акваторій морів і створення додаткових економічних проблем. Якщо в проблемі захисту морського середовища при бурінні свердловин і експлуатації родовищ є хоч якийсь позитивний власний досвід, що в проблемі надійного транспортування видобутого продукту підводними трубопроводами досвід зовсім не значний, практично, робляться перші кроки. Це зв'язано з тим, що при бурінні і експлуатації свердловин визначальні фактори надійності для різних родовищ, в певній мірі, схожі, а для будівництва і експлуатації підводних трубопроводів від різних родовищ до терміналів фактори надійності, в переважній більшості, різні. Зокрема, для різних трубопроводних віток є різними: довжина, діаметр трубопроводу, глибина моря, тиск в трубопроводі, характеристики хвиль і придонних течій та інші. Значний зарубіжний досвід свідчить, що підводні морські нафтогазопроводи є складними інженерними спорудами, які при експлуатації, особливо на пізніх стадіях, часто руйнуються і являються джерелом різних екологічних небезпек.

Тому метою цієї дисертаційної роботи є: “Забезпечення надійної безперебійної експлуатації підводних морських нафтогазопроводів шляхом попередження їх механічного руйнування”.

Для досягнення мети необхідно розв'язати наступні задачі:

- 1) Провести аналіз характеру і величин морських хвиль та природних течій, які діють на морські нафтогазопроводи;
- 2) Встановити кількісні залежності силових факторів, які діють на підводні трубопроводи;
- 3) Визначити критерії працездатності морських нафтогазопроводів та встановити вид і характер можливих їх руйнувань;
- 4) Створити методику експериментальних досліджень морських нафтогазопроводів виходячи з основного критерію їх працездатності;
- 5) Провести дослідження тіла труби і зварного з'єднання морських нафтогазопроводів;
- 6) Розробити принципову схему підводного трубопроводу для запобігання витіканню транспортованої речовини в морське середовище;
- 7) Розробити методику прогнозування довговічності морського трубопроводу;
- 8) Розробити пристрій для попередження механічних руйнувань морських нафтогазопроводів.

## 2. НЕСТАЦІОНАРНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДВОДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

### 2.1. Характеристика нестационарних навантажень трубопроводів

Основними зовнішніми навантаженнями, що діють на підводний трубопровід є навантаження від дії течії і хвиль. Велике значення має глибина моря і топографія дна на трасі трубопроводу. Від глибини моря залежить навантаження від хвилі і гідростатичного тиску, до речі, який може викликати навіть втрату стійкості стінки і сплющити трубопровід. Топографія дна, як і його геологія, в значній мірі визначають умови роботи вкладеного на дно трубопроводу. Укладений на дно трубопровід на ділянках навіть з незначними нерівностями буде <sup>деформуватися</sup> змінатися, а в стінках трубопроводу виникнуть <sup>напруження</sup> напруження згину, [23, 4]. При пересічному рельєфі дна трубопровід буде <sup>опиратися</sup> опиратися на нього в границях ділянок з високими <sup>відмітками</sup> відмітками, в результаті цього на його поверхні будуть <sup>утворюватися</sup> утворюватися прогини (рис.2.1) [12, 16, 17].

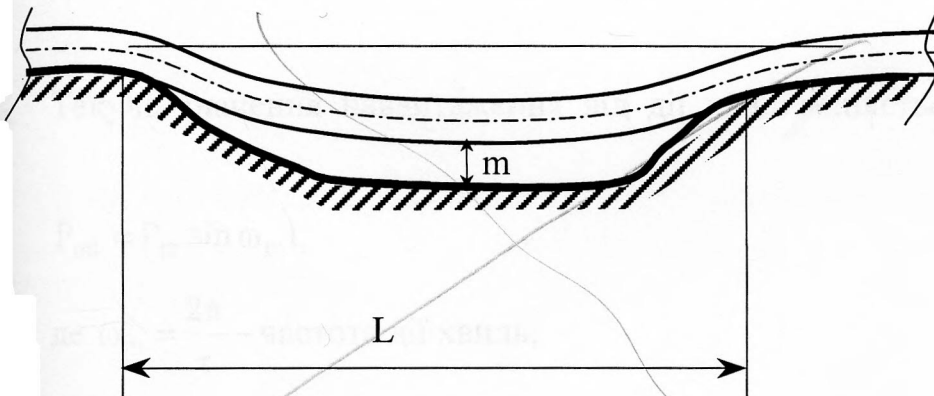


Рис. 2.1 - Схема розміщення трубопроводу на дні моря

Проаналізуємо навантаженість трубопроводу саме на таких ділянках при дії хвиль і течії. Під дією хвиль і течії утворюються горизонтальні і вертикальні сили, які стараються змістити і припідняти

діляницю трубопроводу [6, 18, 28-31]. Максимальні розрахункові значення цих сил визначаються за формулами [54]:

$$(P_x)_p = k_{CH} P_{xm} \cos^2 \alpha + P_{xT} \cos^2 \beta, \quad (2.1)$$

$$(P_z)_p = k_{CH} P_{zm} \cos^2 \alpha + P_{zT} \cos^2 \beta, \quad (2.2)$$

де  $P_{xm}$ ,  $P_{zm}$  - максимальна горизонтальна і вертикальна складові проєкції навантаження від хвилі. Величини цих сил вибираються згідно з нормативними документами [94] залежно від глибини моря в місці ділянки трубопроводу, що розглядається;  $k_{CH}$  - коефіцієнт навантаження від хвилі, який визначається залежно від відстані  $L$  між точками опори трубопроводу на дні і приймається в долях від довжини розрахункової хвилі  $l_x$ :

$$\text{при } L < 0,25l_x \quad k_{CH} = 0,8;$$

$$\text{при } L = (0,25 \div 0,5)l_x \quad k_{CH} = 0,7;$$

$$\text{при } L = (0,5 \div 0,65)l_x \quad k_{CH} = 0,5.$$

$\alpha$  - кут між променем набігаючої хвилі і нормаллю до траси трубопроводу;

$\beta$  - кут між нормаллю до осі трубопроводу і нормаллю до придонної течії.

Текуче значення навантаження від дії хвилі змінюється по закону [54]:

$$P_{mt} = P_m \sin \omega_m t, \quad (2.3)$$

де  $\omega_m = \frac{2\pi}{\tau}$  - частота дії хвиль,

$\tau = \frac{l_x}{u}$  - період руху хвилі,

$u$  - швидкість руху хвилі.

Якщо підводна течія відсутня, то у вітряну погоду на трубопровід діє навантаження тільки від хвиль:

$$(P_x)_p = K_x P_m \sin \omega_m t \quad (2.4)$$

$$(P_y)_p = K_y P_m \sin \omega_m t \quad (2.5)$$

де  $K_x = K_y = K_{CH} \cos^2 \alpha$ .

В залежності від положення фронту хвилі до вісі трубопроводу можуть бути розглянуті дві схеми:

а - фронт хвилі паралельний вісі трубопроводу (рис.2.2а)

б - фронт хвилі не паралельний вісі трубопроводу (рис.2.2б)

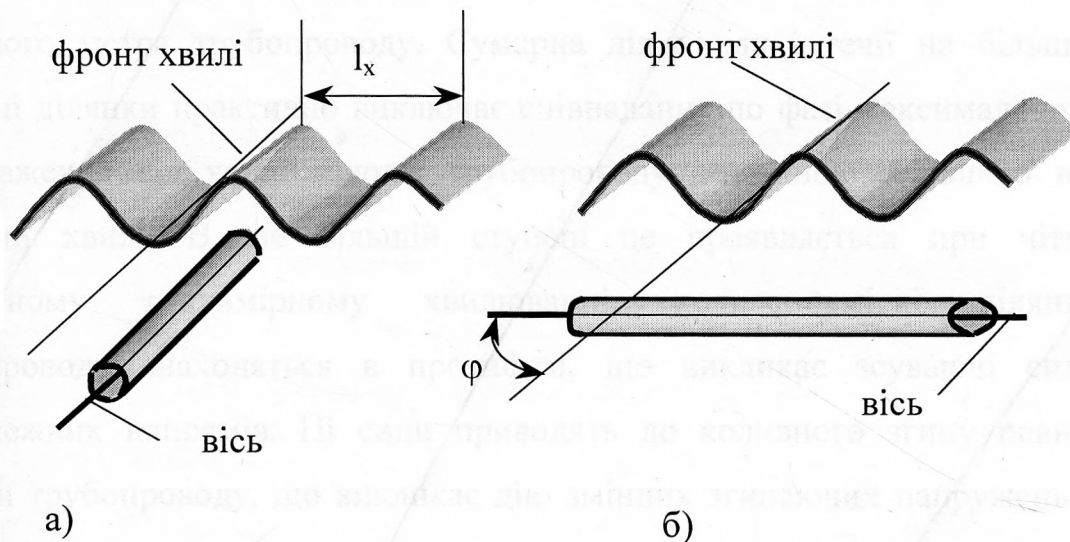


Рис. 2.2 – Положення хвиль відносно трубопроводу

Горизонтальна та вертикальна складова навантаження від течії знаходяться за формулами [54, 118]:

$$P_{xT} = C_x \rho_v d_3 \frac{V_T^2}{2}; \quad (2.6)$$

$$P_{zT} = C_z \rho_v d_3 \frac{V_T^2}{2}, \quad (2.7)$$

де:  $C_x$  - коефіцієнт швидкісного опору;  $\rho_v$  - питома вага морської води;  $d_3$  - зовнішній діаметр трубопроводу;  $V_T$  - швидкість течії на рівні, який знаходиться вище дна на  $0,5d_3$ ;  $C_z$  - коефіцієнт підйомної сили, який визначається емпіричною формулою, залежно від вертикальної віддалі між

заглибленням в дні моря і трубопроводом та зовнішнім діаметром трубопроводу

$$C_z = 0,9e^{-8,79m/d^3} - 0,1. \quad (2.8)$$

При розрахунках трубопроводу, який лежить в припливній зоні, значення навантажень від хвилі і течії збільшується на 10...20%.

Приведені розрахункові залежності відносяться до одного погонного метра трубопроводу. Сумарна дія хвиль і течії на більшій довжині ділянки практично виключає співпадання по фазі максимального навантаження від хвилі вздовж трубопроводу довжиною, більшою від довжини хвилі. В ще більшій ступені це проявляється при чітко вираженому тривимірному хвилюванні, коли сумісні ділянки трубопроводу знаходяться в протифазі, що викликає зсуваючі сили протилежних напрямів. Ці сили приводять до коливного згину певної ділянки трубопроводу, що викликає дію змінних згинаючих напружень в тілі трубопроводу і як наслідок, розвиток втомних процесів у матеріалах труб.

## 2.2. Рівняння вісі трубопроводу при статичному навантаженні

Розглянемо ділянку трубопроводу прокладеного по морському дну (рис.2.3) [64].

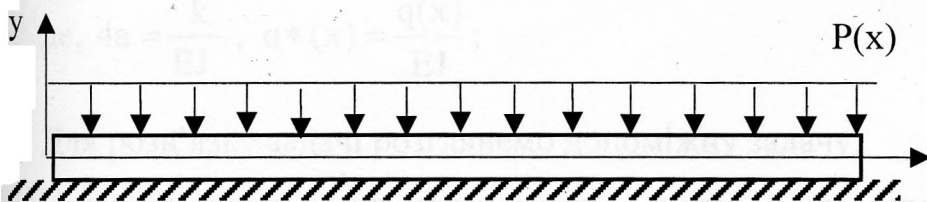


Рис. 2.3 -- Ділянка трубопроводу розташованого на дні моря

Диференціальна залежність між кривизною пружної лінії і згинаючим моментом при прогині трубопроводу на окремій ділянці має вигляд:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -M(x) \quad (2.9)$$

Двічі диференціюємо цей вираз:

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} = -P(x), \quad (2.10)$$

де  $P(x)$  – рівномірно розподілене навантаження, яке діє на трубопровід.

При статичному розрахунку розподілене навантаження враховує:

- а) розподілену вагу трубопроводу  $q$ ;
- б) розподілену силу опору пружної основи  $ky$ .

Таким чином

$$P(x) = -q + ky \quad (2.11)$$

Підставляємо (2.11) в (2.10) і одержимо:

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} + k \cdot y = q(x), \quad (2.12)$$

$q(x)$  функція навантаження;  $EJ$  – жорсткість трубопроводу на згин.

Рівняння (2.12) зводиться до вигляду:

$$\frac{d^4 y}{dx^4} + 4a^4 y = q^*(x) \quad (2.13)$$

$$\text{де, } 4a = \frac{k}{EI}, \quad q^*(x) = \frac{q(x)}{EI};$$

Для розв'язку задачі розглянемо допоміжну задачу.

Напівбезмежна балка навантажена силою  $F$  на відстані  $a$  від її початку (рис.2.4). Під силою  $F$  розуміють сили  $(P_x)_p$  або  $(P_z)_p$  в залежності від площини навантаження трубопроводу.

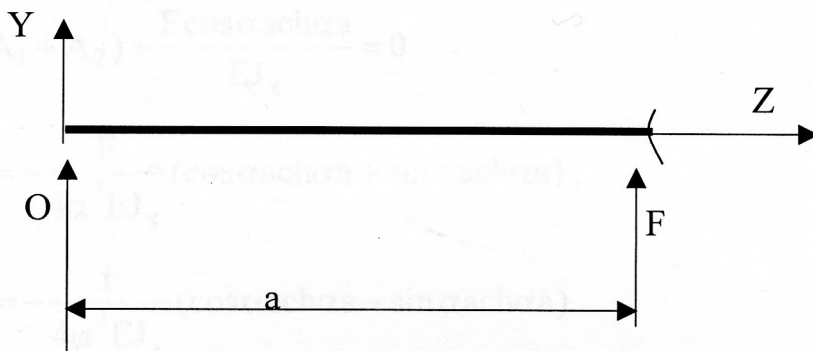


Рис. 2.4 – Розрахункова схема балки

Задача зводиться до рівняння (2.13) розв'язок якого шукаємо у вигляді:

$$V(z) = A_1 e^{-\alpha z} \sin \alpha z + A_2 e^{-\alpha z} \cos \alpha z + A_3 e^{\alpha z} \sin \alpha z + A_4 e^{\alpha z} \cos \alpha z + \frac{FV(z-a)}{4\alpha^3 EJ_x} \quad (2.14)$$

$$V(z-a) = \sin[\alpha(z-a)] \operatorname{ch}[\alpha(z-a)] - \cos[\alpha(z-a)] \operatorname{sh}[\alpha(z-a)].$$

На безкінечності прогин балки є згасаючим, тому  $A_3 = A_4 = 0$ ;

Будемо вважати, що початок балки ( $z=0$ ) вільний від навантаження:

$$Q_y = 0, \quad M_x = 0. \quad (2.15)$$

$$V(z) = A_1 e^{\alpha z} + A_2 e^{\alpha z} \cos \alpha z + \frac{FV(z-a)}{4\alpha^3 EJ_x};$$

Використовуючи диференціальне рівняння

$$M_x = -EJ_x \frac{d^2 V}{dz^2}; \quad Q_y = -EJ_x \frac{d^3 V}{dz^3} \quad (2.16)$$

$$v'(z) = \alpha A_1 e^{\alpha z} (-\sin \alpha z + \cos \alpha z) - \alpha A_2 e^{\alpha z} (\cos \alpha z + \sin(\alpha(z-a)) \operatorname{sh}(\alpha(z-a))) \beta$$

$$v''(z) = 2\alpha^2 (-A_1 e^{-\alpha z} \cos \alpha z + A_2 e^{\alpha z} \sin \alpha z) + 2\alpha^2 (\cos(\alpha(z-a)) \operatorname{sh}(\alpha(z-a)) + \sin((\alpha(z-a)) \operatorname{ch}(\alpha(z-a))))$$

$$v'''(z) = 2\alpha^3 (A_1 e^{\alpha z} \cos \alpha z + A_1 e^{\alpha z} \sin \alpha z - A_2 e^{\alpha z} \sin \alpha z + A_2 e^{\alpha z} \cos \alpha z + 4\alpha^3 \cos \alpha(z-a) \operatorname{ch} \alpha(z-a)).$$

крайові умови (2.15) матимуть вигляд:

$$\begin{cases} -2A_1\alpha^2 - F(\cos\alpha a \cdot \operatorname{ch}\alpha a + \sin\alpha a \operatorname{ch}\alpha a)/(2\alpha EJ_x) = \\ = 0 \\ 2\alpha^3(A_1 + A_2) + \frac{F \cos\alpha a \operatorname{ch}\alpha a}{EJ_x} = 0 \end{cases} \quad (2.17)$$

$$A_1 = -\frac{F}{4\alpha^3 EJ_x} (\cos\alpha a \operatorname{ch}\alpha a + \sin\alpha a \operatorname{ch}\alpha a);$$

$$A_2 = -\frac{F}{4\alpha^3 EJ_x} (\cos\alpha a \operatorname{ch}\alpha a - \sin\alpha a \operatorname{ch}\alpha a)$$

Ми отримали розв'язок для трубопроводу при  $z \geq 0$ , та дії однієї сили.

Розв'язок для задачі в цілому матиме вигляд:

$$V(z) = A_1 e^{-\alpha|z|} \sin\alpha|z| + A_2 e^{-\alpha|z|} \cos\alpha|z| + \frac{F}{4\alpha^3 EJ_x} (V(z-a) - V(z+a)) \quad (2.18)$$

В силу симетрії системи в точці  $z=0$  виконуються умови :

$$V(0)=0; M(0)=0 \quad (2.19)$$

З першої умови (2.19) маємо:

$$A_2 = +\frac{-F}{2\alpha^3 EJ_x} (\cos\alpha a \operatorname{ch}\alpha a - \sin\alpha a \operatorname{ch}\alpha a). \quad (2.20)$$

$$v'(z) = \alpha A_1 e^{-\alpha|z|} (-\sin\alpha|z| + \cos\alpha|z|) - \alpha A_2 e^{-\alpha|z|} (\cos\alpha|z| + \sin\alpha|z|) \operatorname{sgn} z + \\ + \frac{2\alpha}{4\alpha^3 EJ_x} \cdot (\sin\alpha(z-a) \operatorname{ch}\alpha(z-a) - \sin\alpha(z+a) \operatorname{sh}\alpha(z+a))$$

$$v''(z) = 2\alpha^2 (-A_1 e^{-\alpha|z|} \cos\alpha|z| + A_2 e^{-\alpha|z|} \sin\alpha|z|) + \\ + [\alpha A_1 e^{-\alpha|z|} (-\sin\alpha|z| + \cos\alpha|z|) - \alpha A_2 e^{-\alpha|z|} (\cos\alpha|z| + \sin\alpha|z|)] \delta(z) + \\ + \frac{F\alpha}{2\alpha^2 EJ_x} (\cos\alpha(z-a) \operatorname{sh}\alpha(z-a) + \sin\alpha(z-a) \cdot \operatorname{ch}\alpha(z-a) - \\ - \cos\alpha(z+a) \operatorname{sh}\alpha(z+a) - \sin\alpha(z+a) \operatorname{ch}\alpha(z+a)).$$

З другої умови (2.19), маємо

$$-A_1 2\alpha^2 + \frac{F}{\alpha EJ_x} (-\cos \alpha a \cosh \alpha a - \sin \alpha a \sinh \alpha a) = 0. \quad (2.21)$$

$$A_1 = \frac{-F}{2\alpha^3 EJ_x} (\cos \alpha a \cosh \alpha a + \sin \alpha a \sinh \alpha a). \quad (2.22)$$

Розв'язок має вигляд (2.18)  $A_1$  та  $A_2$  визначаються (2.13), (2.21). Для побудови епюр  $M_x$ , прогину  $V$  використовуємо диференційні залежності (2.16). Епюри мають вигляд показаний на рис.2.5

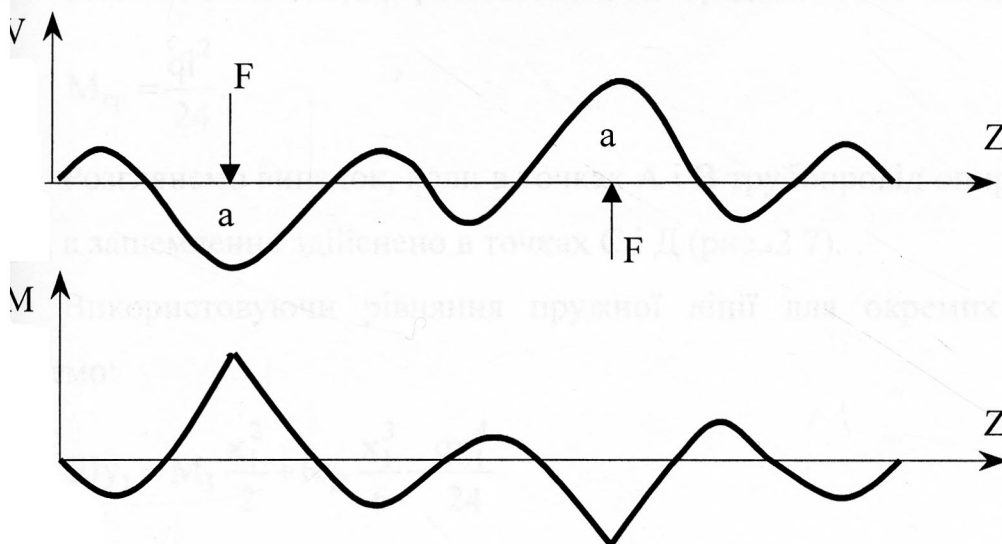


Рис. 2.5 – Епюри прогинів і моментів

Зміна параметрів хвиль і течій за величиною та напрямком приводить до зміни згинаючого моменту і прогину по довжині трубопроводу і, як наслідок, до виникнення втомних процесів в матеріалі труб. З метою попередження втомного руйнування морських нафтогазових трубопроводів, які можуть привести до екологічної небезпеки, необхідно здійснювати контроль їх навантаженості і прогнозувати втомну довговічність. Для цієї мети можна використати концепцію технічної діагностики трубопровідного транспорту запропоновану Б.Є. Патоном [83] або іншими методиками [64].

Тепер розглянемо ділянку трубопровода, що провисає між опорами (рис.2.6).

Провисання здійснюється під силою власної ваги. Якщо в опорах А і В трубопровід заземлений, то реакції мають значення [121]:

$$R_A = R_B = \frac{ql}{2}, \quad (2.22)$$

а моменти від деформації згину:

$$M_A = M_B = \frac{ql^2}{12}. \quad (2.23)$$

Момент в січенні, що розташоване посередині балки складає

$$M_{cp} = \frac{ql^2}{24}. \quad (2.24)$$

Розглянемо випадок, коли в точках А і В трубопровід опирається на опори, а заземлення здійснено в точках С і Д (рис. 2 7).

Використовуючи рівняння пружної лінії для окремих участків запишемо:

$$EIy_1 = M_1 \frac{x_1^2}{2} + R_D \frac{x_1^3}{6} - \frac{qx_1^4}{24}$$

$$EIy_2 = M_1 \frac{x_2^2}{2} + R_D \frac{x_2^3}{6} + R_A \frac{(x_2 - l_1)^3}{6} - \frac{qx_2^4}{24}$$

$$EIy_3 = M_1 \frac{x_3^2}{2} + R_D \frac{x_3^3}{6} + R_A \frac{(x_3 - l_1)^3}{6} + R_B \frac{(x_3 - l_1 - l)^3}{6} - \frac{qx_3^4}{24}.$$

Враховуючи умови, що при  $x_1=l_1$ ,  $x_2=l_1+l$ ,  $x_3=2l_1+l$  прогини  $y_1=y_2=y_3=0$ , а також умову симетрії, при якій  $R_A=R_B$ , одержимо:

$$\left. \begin{aligned} M_1 \frac{l_1^2}{2} + R_D \frac{l_1^3}{6} &= \frac{ql_1^4}{24}, \\ M_1 \frac{(l_1+l)^2}{2} + R_D \frac{(l_1+l)^3}{6} + R_A \frac{l^3}{6} &= \frac{q(l_1+l)^4}{24}, \\ M_1 \frac{(2l_1+l)^2}{2} + R_D \frac{(2l_1+l)^3}{6} + R_A \frac{(l_1+l)^3 + l^3}{6} &= \frac{q(2l_1+l)^4}{24}. \end{aligned} \right\} \quad (2.25)$$

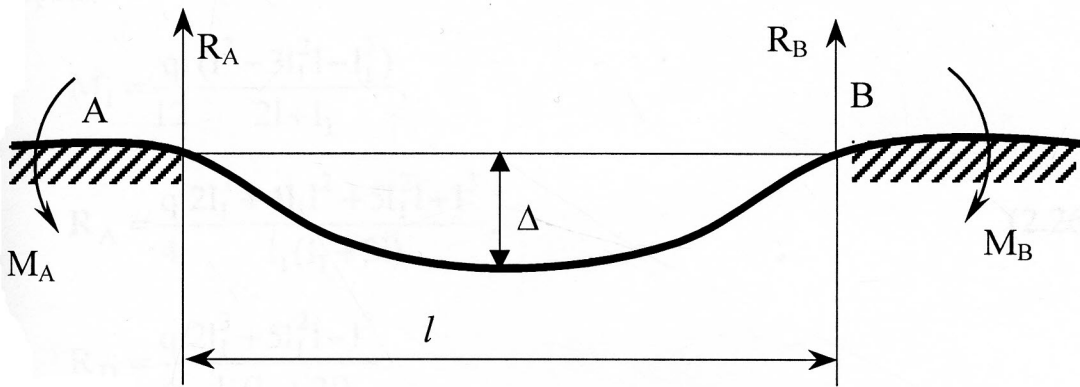


Рис. 2.6 – Ділянка трубопроводу зацемлена на обох кінцях

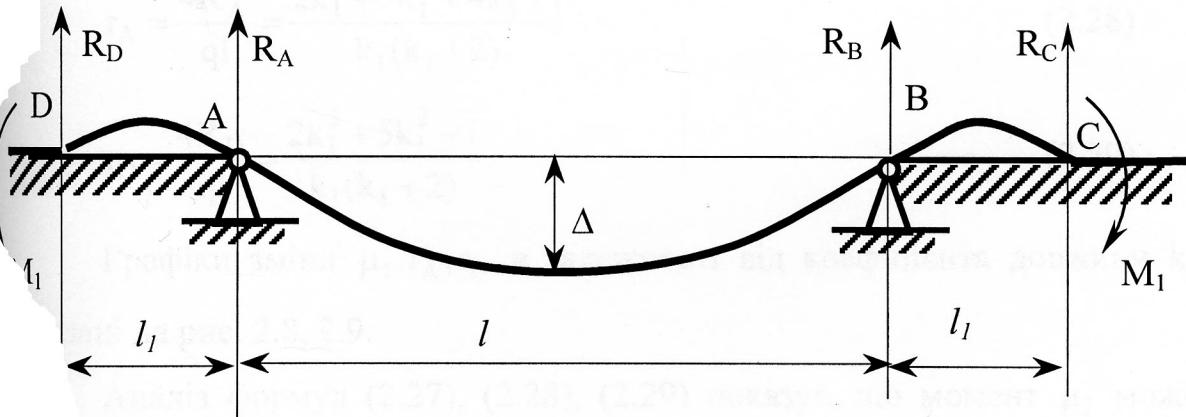


Рис. 2.7 – Ділянка трубопроводу з шарнірними опорами і зацмленням

З розв'язку цієї системи знаходимо моменти в защемленні і реакції

в опорах:

$$M_1 = \frac{q}{12} \frac{(l^3 - 3l_1^2 l - l_1^3)}{2l + l_1},$$

$$R_A = \frac{q}{4} \frac{2l_1^3 + 4l_1 l^2 + 5l_1^2 l + l^3}{l_1(l_1 + 2l)}, \quad (2.26)$$

$$R_D = \frac{q}{4} \frac{2l_1^3 + 5l_1^2 l - l^3}{l_1(l_1 + 2l)}$$

Прийmemo значення довжини першого і третього прольотів в долях від довжини другого:

$$l_1 = k_1 l.$$

і введемо безрозмірні момент

$$\mu_1 = \frac{12M_1}{ql^2} = \frac{1 - 3k_1^2 - k_1^3}{2 + k_1} \quad (2.27)$$

і сили

$$r_A = \frac{4R_A}{ql} = \frac{2k_1^3 + 5k_1^2 + 4k_1 + 1}{k_1(k_1 + 2)} \quad (2.28)$$

$$r_D = \frac{4R_D}{ql} = \frac{2k_1^3 + 5k_1^2 - 1}{k_1(k_1 + 2)} \quad (2.29)$$

Графіки зміни  $\mu_1, r_A, r_D$  в залежності від коефіцієнта довжини  $k_1$  показані на рис. 2.8, 2.9.

Аналіз формул (2.27), (2.28), (2.29) показує, що момент  $\mu_1$  може приймати значення рівне  $\mu_1 = 0$ . Для цього необхідно, щоб

$$1 - 3k_1^2 - k_1^3 = 0.$$

Розв'язок цього рівняння дає тільки один дійсний корінь, який задовільняє умову:

$$k_1 = 0,535.$$

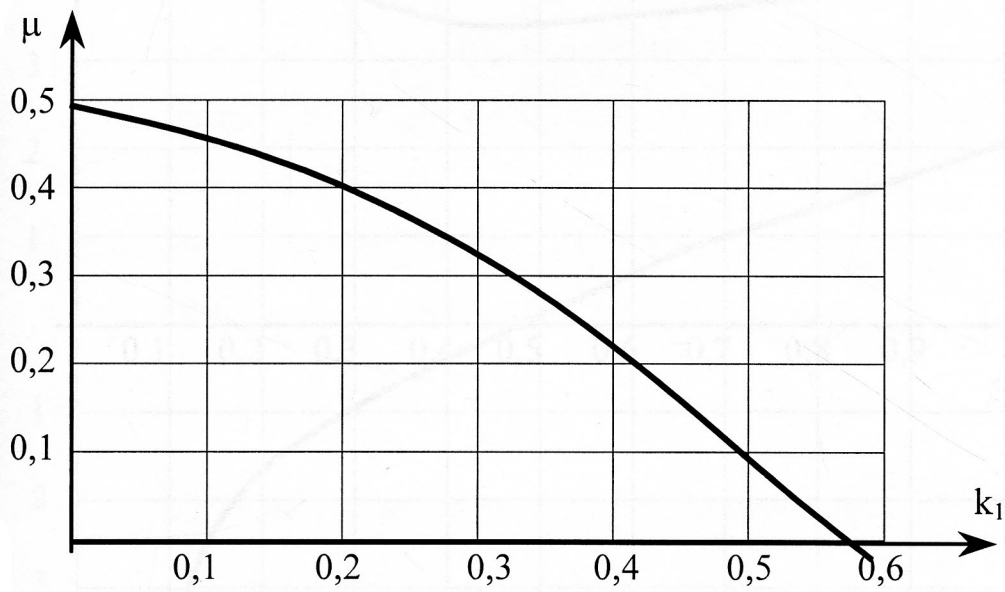


Рис. 2.8 – Зміна безрозмірного моменту  $\mu$  від відносної довжини  $k_1$

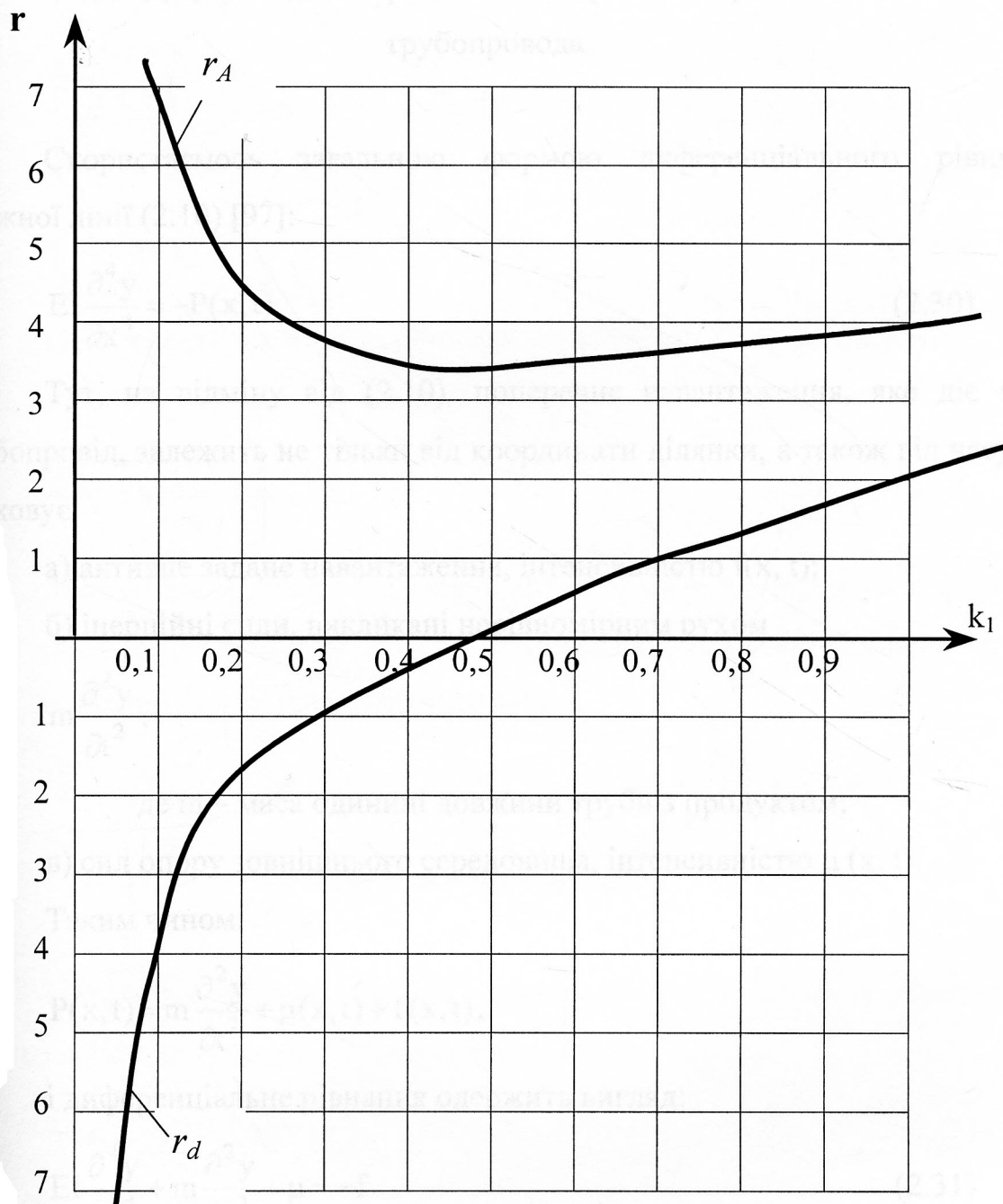


Рис. 2.9 – Залежність реакцій  $r_A$  і  $r_d$  від відносної довжини  $k_1$  першої ділянки трубопроводу

### 2.3. Диференціальне рівняння поперечних переміщень ділянок трубопровода

Скористаємось загальною формою диференціального рівня пружної лінії (2.10) [97]:

$$EI \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} = -P(x, t) \quad (2.30)$$

Тут, на відміну від (2.10), поперечне навантаження, яке діє на трубопровід, залежить не тільки від координати ділянки, а також від часу і враховує:

- а) активне задане навантаження, інтенсивністю  $f(x, t)$ ;
- б) інерційні сили, викликані нерівномірним рухом

$$m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2},$$

де  $m$  – маса одиниці довжини труби з продуктом;

- в) сил опору зовнішнього середовища, інтенсивністю  $\mu(x, t)$ .

Таким чином:

$$P(x, t) = m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + \mu(x, t) + f(x, t),$$

і диференціальне рівняння одержить вигляд:

$$EI \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + \mu = -f \quad (2.31)$$

Це лінійне диференціальне рівняння до якого можна застосувати принцип незалежності сил.

Якщо прийняти, що активне навантаження відсутнє, тобто  $f(x, t) = 0$ , то маємо рівняння власних коливань ділянки трубопроводу [9]:

$$EI \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + \mu = 0 \quad (2.32)$$

Вважаємо, що

$$m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + \mu = ky$$

Тоді по (2.31) маємо:

$$EI \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + ky = -f \quad (2.33)$$

Це рівняння по формі співпадає з рівнянням (2.12) трубопровода на пружній основі, характеристика якої

$$k = \frac{1}{y} \left( m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + \mu \right). \quad (2.34)$$

Таким чином динамічна задача, шляхом уведення пружної основи з характеристикою по (2.34), може бути замінена статичною задачею. Це в багатьох випадках спрощує розв'язок задачі.

#### 2.4. Власні коливання ділянки трубопроводу

Повернемось до диференціального рівняння власних коливань (2.32), і шукаємо його розв'язок у вигляді [9]:

$$y(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} y_n(x) \phi(t) \quad (2.35)$$

Крім того приймаємо, що

$$\mu(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} \mu_n(x, t) \quad (2.36)$$

Підставляємо (2.35), (2.36) в рівняння (2.32) і одержимо:

$$EI \sum_{n=1}^{\infty} y_n^{IV}(x) \phi_n(t) + m \sum_{n=1}^{\infty} y_n(x) \ddot{\phi}_n(t) + \sum_{n=1}^{\infty} \mu_n(x, t) = 0.$$

Прирівнюємо до нуля однойменні складові і розділяємо змінні:

$$\frac{EIy_n^{IV}(x)}{m\mu_n(x)} = -\frac{\ddot{\phi}_n(t)}{\phi_n(t)} - \frac{\mu_n(x,t)}{m\mu_n(x)\phi_n(t)} \quad (2.37)$$

Аналіз одержаного рівняння показує, що розподіл змінних можливий

в таких випадках:

а) якщо  $\frac{\mu_n(x,t)}{m\mu_n(x)}$  не залежить від  $x$ ;

б) якщо  $\frac{\mu_n(x,t)}{\phi_n(x)}$  не залежить від  $t$ ;

в) якщо  $\frac{\mu_n}{m\mu_n\phi}$  є постійна величина.

Приймаємо, що опір рухові трубопроводу пропорційний швидкості:

$$\mu_n(x,t) = 2\alpha_n m \frac{\partial y_n}{\partial t}.$$

Тут  $\alpha_n$  -- коефіцієнт пропорційності [69].

На підставі (2.35) запишемо

$$\mu_n(x,t) = 2\alpha_n m\mu_n(x)\dot{\phi}_n(t) \quad (2.38)$$

Підставимо (2.38) в (2.37):

$$\frac{EIy_n^{IV}(x)}{m\mu_n(x)} = -\frac{\ddot{\phi}_n(t)}{\phi_n(t)} - \frac{2\alpha_n\dot{\phi}_n(t)}{\phi_n(t)} \quad (2.39)$$

Тепер ліва частина цього рівняння залежить від координати, а права – тільки від часу. Це дозволяє кожному з них прирівняти до постійної величини, яку позначимо  $\omega_n^2$ . Одержимо два незалежних рівняння:

$$\ddot{\phi}_n(t) + 2\alpha_n\dot{\phi}_n(t) + \omega_n^2\phi_n(t) = 0, \quad (2.40)$$

$$EIy_n^{IV}(x) - m\mu_n(x)\omega_n^2 = 0 \quad (2.41)$$

Розв'язок першого має вигляд

$$\phi_n(t) = e^{-\alpha_n t} C_n \sin(\omega_p t + \varphi_n) \quad (2.42)$$

де  $\omega_p = \sqrt{\omega_n^2 - \alpha_n^2}$ .

Отже, власні коливання ділянки трубопровода здійснюються з частотою  $\omega_n$ . Вільні коливання відбуваються з частотою  $\omega_p$  а їх амплітуда зменшується і з часом вони затухають.

Диференціальне рівняння (2.41) визначає головні форми коливань трубопровода. Його можна звести до вигляду:

$$v_n^{IV} - \lambda_n^4 y_n = 0, \quad (2.43)$$

$$\text{де } \lambda_n^4 = \frac{m\omega_n^2}{EI} \quad (2.44)$$

Розв'язок рівняння (2.43):

$$y_n = C_1 \sin \lambda_n x + C_2 \cos \lambda_n x + C_3 \operatorname{sh} \lambda_n x + C_4 \operatorname{ch} \lambda_n x \quad (2.45)$$

Постійні інтегрування  $C_1, C_2, C_3, C_4$  визначають для кожного часткового випадку в залежності від умов на границях ділянки трубопровода.

Рівняння (2.45) визначає головні форми коливань. Щоб знайти постійні інтегрування запишемо похідні від  $y_n$ :

$$\left. \begin{aligned} y_n' &= \lambda_n (C_1 \cos \lambda_n x - C_2 \sin \lambda_n x + C_3 \operatorname{ch} \lambda_n x + C_4 \operatorname{sh} \lambda_n x) \\ y_n'' &= \lambda_n^2 (-C_1 \sin \lambda_n x - C_2 \cos \lambda_n x + C_3 \operatorname{sh} \lambda_n x + C_4 \operatorname{ch} \lambda_n x) \\ y_n''' &= \lambda_n^3 (-C_1 \cos \lambda_n x + C_2 \sin \lambda_n x + C_3 \operatorname{ch} \lambda_n x + C_4 \operatorname{sh} \lambda_n x) \end{aligned} \right\} \quad (2.46)$$

З початкових умов при  $x=0$ , маємо:

$$y_n(0) = C_2 + C_4; \quad y_n'(0) = \lambda_n (C_1 + C_3);$$

$$y_n''(0) = \lambda_n^2 (C_2 + C_4); \quad y_n'''(0) = \lambda_n^3 (C_3 - C_1)$$

Звідси знаходимо:

$$C_1 = \frac{1}{2} \left[ \frac{y'_n(0)}{\lambda_n} - \frac{y'''_n(0)}{\lambda_n^3} \right];$$

$$C_2 = \frac{1}{2} \left[ y_n(0) - \frac{y''_n(0)}{\lambda_n^2} \right];$$

$$C_3 = \frac{1}{2} \left[ \frac{y'_n(0)}{\lambda_n} + \frac{y'''_n(0)}{\lambda_n^3} \right];$$

$$C_4 = \frac{1}{2} \left[ y_n(0) + \frac{y''_n(0)}{\lambda_n^2} \right];$$

Підставляємо одержані значення постійних в (2.45) і після простих перетворень, одержимо:

$$y_n = y_n(0)A + \frac{y'_n(0)}{\lambda_n} B + \frac{y''_n(0)}{\lambda_n^2} C + \frac{y'''_n(0)}{\lambda_n^3} D \quad (2.47)$$

де

$$A = \frac{1}{2} (\operatorname{ch} \lambda_n x + \cos \lambda_n x); \quad B = \frac{1}{2} (\operatorname{sh} \lambda_n x + \sin \lambda_n x)$$

$$C = \frac{1}{2} (\operatorname{ch} \lambda_n x - \cos \lambda_n x); \quad D = \frac{1}{2} (\operatorname{sh} \lambda_n x - \sin \lambda_n x) \quad (2.48)$$

часткові розв'язки (2.43), які при  $\lambda_n = 1$  задовільняють одиничній матриці [9, 98]:

$$\begin{array}{l} A(0)=1, \quad A'(0)=0, \quad A''(0)=0, \quad A'''(0)=0 \\ B(0)=0, \quad B'(0)=1, \quad B''(0)=0, \quad B'''(0)=0 \\ C(0)=0, \quad C'(0)=0, \quad C''(0)=1, \quad C'''(0)=0 \\ D(0)=0, \quad D'(0)=0, \quad D''(0)=0, \quad D'''(0)=1 \end{array} \quad (2.49)$$

Враховуючи, що  $y_n$  є пружною лінією трубопроводу, можемо записати :

$$y_n''(0) = -\frac{M_n(0)}{EI}; \quad y_n'''(0) = -\frac{Q_n(0)}{EI},$$

де  $M_n(0)$ ,  $Q_n(0)$  – відповідно згинаючий момент і поперечна сила в перерізі з координатою  $x=0$ .

Тепер рівняння (2.47) можна записати у вигляді:

$$y_n = y_n(0)A + \frac{y_n'(0)}{\lambda_n} B - \frac{M_n(0)}{\lambda_n^2 EI} C - \frac{Q_n(0)}{\lambda_n^3 EI} D \quad (2.50)$$

Звідси знаходимо :

$$y_n' = \lambda_n y_n(0)D + y_n'(0)A - \frac{M_n(0)}{\lambda_n EI} B - \frac{Q_n(0)}{\lambda_n^2 EI} C \quad (2.51)$$

$$M_n = -\lambda_n^2 y_n(0)EIC - \lambda_n y_n'(0)EID + M_n(0)A + \frac{1}{\lambda_n} Q_n(0)B \quad (2.52)$$

$$Q_n = -\lambda_n^3 EI y_n(0)B - \lambda_n^2 EI y_n(0)C + \lambda_n M_n(0)D + Q_n(0)A \quad (2.53)$$

Рівняння (2.50) – (2.53) дозволяють визначити всі необхідні параметри вільних коливань ділянки трубопроводу.

Вважаємо, що ділянка трубопроводу на кінцях защемлена, то граничні умови мають вигляд [68]:

$$y_n(0) = 0; \quad y_n'(0) = 0; \quad y_n(1) = 0; \quad y_n'(1) = 0;$$

З рівнянь (2.22) і (2.23) одержимо:

$$y_n(1) = -\frac{M_n(0)}{\lambda_n^2 EJ} C - \frac{Q_n(0)}{\lambda_n^3 EJ} D = 0$$

$$y_n'(1) = -\frac{M_n(0)}{\lambda_n EJ} B - \frac{Q_n(0)}{\lambda_n^2 EJ} C = 0;$$

Так як  $M_n(0)$ ,  $Q_n(0)$  невідомі, то визначник рівнянь має вигляд:

$$D = \begin{vmatrix} C & \frac{D}{\lambda} \\ B & \frac{C}{\lambda} \end{vmatrix}$$

Прирівнюємо до нуля і з врахуванням (2.44), (2.48) після деяких перетворень одержимо рівняння для власних частот коливань:

$$\left. \begin{aligned} \omega_1 &= \frac{22,37}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \\ \omega_2 &= \frac{61,62}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \end{aligned} \right\}; \quad (2.54)$$

## 2.5. Вимушені коливання ділянки трубопроводу

Приймаємо, що на ділянку трубопроводу діє розподілене зовнішнє навантаження, яке мінється по гармонійному закону

$$f(x, t) = q(x) \sin \omega t, \quad (2.55)$$

що відповідає схемі, на рис.2.2а. Такий характер навантаження є результатом дії хвиль.

Підставляємо в (2.31) і нехтуючи силою опору зовнішнього середовища, запишемо:

$$\frac{d^4 y}{dx^4} + \frac{m}{EJ} \frac{d^2 y}{dt^2} = - \frac{q(x) \sin \omega t}{EJ} \quad (2.55)$$

Розв'язок рівняння власних коливань виконано в попередньому параграфі. Тепер знайдемо частковий розв'язок рівняння (2.55) з правою частиною. Враховуючи, що власні коливання трубопроводу з часом згасають, то в усталеному режимі залишаються тільки вимушені коливання.

Частковий розв'язок шукаємо у вигляді [84]:

$$y^*(x, t) = y(x) \cdot \sin \omega t \quad (2.56)$$

Підставляємо його у вихідне рівняння (2.55) і одержимо:

$$y^{IV}(x) - \lambda^4 y = - \frac{q(x)}{E \cdot I} \quad (2.57)$$

де 
$$\lambda^4 = \frac{m \cdot \omega^2}{E \cdot I} \quad (2.58)$$

Частковий розв'язок рівняння (2.57), якщо  $q(x)$  представлений многочленом, можна записати так:

$$y^*(x) = \frac{1}{E \cdot I} [q(x) \cdot \lambda^{-4} + q^{IV}(x) \cdot \lambda^{-8} + q^{VIII}(x) \cdot \lambda^{-12} \dots]$$

Загальний розв'язок рівняння (2.55) без правої частини залишаємо у вигляді (2.50):

$$\bar{y} = k_1 \cdot A + k_2 \cdot B + k_3 \cdot C + k_4 \cdot D \quad (2.59)$$

Отже, даний розв'язок рівняння (2.57) буде:

$$y = k_1 \cdot A + k_2 \cdot B + k_3 \cdot C + k_4 \cdot D + \frac{1}{E \cdot I} [q(x) \cdot \lambda^{-4} + q^{IV}(x) \cdot \lambda^{-8} + q^{VIII}(x) \cdot \lambda^{-12} \dots] \quad (2.60)$$

Якщо вважати, що зовнішнє навантаження розподілене рівномірно, тобто  $q = \text{const}$ , то рівняння спроститься:

$$y = k_1 \cdot A + k_2 \cdot B + k_3 \cdot C + k_4 \cdot D + \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I} \quad (2.61)$$

Постійні  $k_1, k_2, k_3, k_4$  знайдено з початкових умов при  $x=0$ .

Диференціюємо (2.31) послідовно і, враховуючи, що  $A' = \lambda D, B' = \lambda A, C' = \lambda B, D' = \lambda C$ , одержимо:

$$\left. \begin{aligned} y' &= k_1 \cdot \lambda \cdot D + k_2 \cdot \lambda \cdot A + k_3 \cdot \lambda \cdot B + k_4 \cdot \lambda \cdot C \\ y'' &= \lambda^2 (k_1 \cdot C + k_2 \cdot D + k_3 \cdot A + k_4 \cdot B) \\ y''' &= \lambda^3 (k_1 \cdot B + k_2 \cdot C + k_3 \cdot D + k_4 \cdot A) \end{aligned} \right\} \quad (2.62)$$

Приймаємо, що при  $x=0$  початкові параметри мають значення  $y(0), y'(0), M(0), Q(0)$ . Тоді, з врахуванням (2.49), маємо:

$$\left. \begin{aligned} y(0) &= k_1 + \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I}; & y' &= k_2 \cdot \lambda; \\ y''(0) &= k_3 \cdot \lambda^2 = -\frac{M(0)}{E \cdot I}; \\ y'''(0) &= k_4 \cdot \lambda^3 = -\frac{Q(0)}{E \cdot I} \end{aligned} \right\} \quad (2.63)$$

Звідси знаходимо:

$$k_1 = y(0) - \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I}; \quad k_2 = \frac{y'(0)}{\lambda};$$

$$k_3 = -\frac{M_0}{E \cdot I \cdot \lambda^2}; \quad k_4 = -\frac{Q(0)}{E \cdot I \cdot \lambda^3}$$

Тепер рівняння (2.61), (2.62) приймуть вигляд:

$$\left. \begin{aligned} y &= y(0) \cdot A + \frac{y'(0)}{\lambda} \cdot B - \frac{M(0)}{\lambda^2 \cdot E \cdot I} \cdot C - \frac{Q(0)}{\lambda^3 \cdot E \cdot I} \cdot D - \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I} \cdot (A-1) \\ y' &= \lambda \cdot y(0) \cdot D + y'(0) \cdot A - \frac{M(0)}{\lambda \cdot E \cdot I} \cdot B - \frac{Q(0)}{\lambda^2 \cdot E \cdot I} \cdot C - \frac{q}{\lambda^3 \cdot E \cdot I} \cdot D \\ M &= E \cdot I \cdot [-\lambda^2 \cdot y(0) \cdot C - \lambda \cdot y'(0) \cdot D + \frac{M(0) \cdot A}{E \cdot I} + \frac{Q(0)}{\lambda \cdot E \cdot I} \cdot B + \frac{q}{\lambda^2 \cdot E \cdot I} \cdot C] \\ Q &= E \cdot I \cdot [-\lambda^3 \cdot y(0) \cdot B - \lambda^2 \cdot y'(0) \cdot C + \frac{\lambda \cdot M(0)}{E \cdot I} \cdot D + \frac{Q(0)}{E \cdot I} \cdot A + \frac{q}{\lambda} \cdot B] \end{aligned} \right\} \quad (2.64)$$

Рівняння (2.64) дозволяють визначити геометричні параметри і внутрішні силові навантаження ділянки трубопроводу при дії суцільного рівномірного навантаження.

Одержані рівняння справедливі на ділянках, де функції  $y(x)$ ,  $y'(x)$ ,  $M(x)$ ,  $Q(x)$  не мають розривів або стрибків. Якщо при координаті  $x=a$ ; функції стрибком міняють свої значення на величини:

$\Delta y(a_i)$  – в пружній лінії;

$\Delta y'(a_i)$  – в першій похідній (перелом вісі);

$\Delta M(a_i)$  – в епюрі згинаючих моментів ;

$\Delta Q(a_i)$  - в епюрі поперечних сил;

$\Delta q(a_i)$  – в інтенсивності навантаження;

То користуючись принципом накладання до виразів (2.64) необхідно додавати:

$$\left. \begin{aligned} \Delta y &= \Delta y(a_i) A x_i + \frac{\Delta y'(a_i)}{\lambda_n} B x_i - \frac{\Delta M(a_i)}{\lambda_n^2 E J} C x_i - \frac{\Delta Q(a_i)}{\lambda_n^3 E J} D x_i - \frac{\Delta q(a_i)}{E J} \left( \frac{A x_i}{\lambda_n^4} - \frac{1}{\lambda^4} \right); \\ \Delta y' &= \lambda_n \Delta y(a_i) D x_i + \Delta y'(a_i) A x_i - \frac{\Delta M(a_i)}{\lambda_n E J} B x_i - \frac{\Delta Q(a_i)}{\lambda_n^2 E J} C x_i - \frac{\Delta q \lambda_n}{\lambda^4 E J} D x_i; \\ \Delta M &= E J [-\lambda_n^2 \Delta y(a_i) C x_i - \lambda_n \Delta y'(a_i) D x_i + \frac{\Delta M(a_i)}{E J} A x_i + \frac{\Delta Q(a_i)}{\lambda_n E J} B x_i + \frac{q \lambda_n^2}{\lambda^2 E J} C x_i]; \\ \Delta Q &= E J [-\lambda_n^3 \Delta y(a_i) B x_i - \lambda_n^3 \Delta y'(a_i) C x_i + \frac{\lambda_n \Delta M(a_i)}{E J} D x_i + \frac{\Delta Q(a_i)}{E J} A x_i + \frac{\Delta q \lambda_n^3}{\lambda^4} B x_i]. \end{aligned} \right\} (2.65)$$

Тут  $A x_i$ ,  $B x_i$ ,  $C x_i$ ,  $D x_i$  відповідають координатам  $(x - a_i)$ . Одержані вирази (2.65) додаються до (2.64) і, таким чином, можна визначити характеристики вимушених коливань ділянки трубопровода при стрибкоподібних змінах перерахованих параметрів.

Визначимо внутрішні силові фактори для ділянки трубопровода, защемленого на кінцях (рис.2.10).

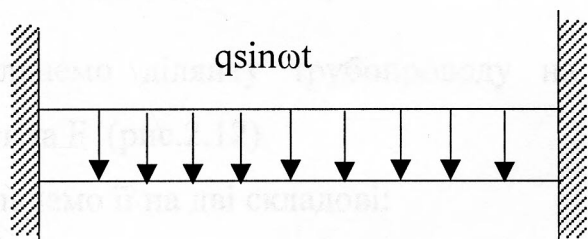


Рис. 2.10 – Схема ділянки трубопровода защемленого на кінцях

В цьому випадку граничні умови мають вигляд:  $y(0) = 0$ ;  $y'(0) = 0$ ;

$q_0 = -q$ ;  $y(1) = 0$ ;  $y'(1) = 0$ .

Підставляємо в (2.64):

$$y(1) = -\frac{M(0)}{E J \lambda} C - \frac{Q(0)}{E J \lambda^3} D + \frac{q}{E J} \left( \frac{A}{\lambda^4} - \frac{1}{\lambda^4} \right) = 0;$$

$$y'(l) = -\frac{M(0)}{EJ\lambda} B - \frac{Q(0)}{EJ\lambda^2} C + \frac{q}{EJ\lambda^3} D = 0;$$

і знаходимо:

$$\left. \begin{aligned} M_0 &= \frac{q}{\lambda^2} \frac{(A-1)C - D^2}{C^2 - BD} \\ Q_0 &= \frac{q}{\lambda} \frac{CD - (A-1)B}{C^2 - BD} \end{aligned} \right\} \quad (2.66)$$

Підставляємо в (2.64) і одержимо формули для розрахунку згинаючих моментів і поперечних сил:

$$M = M(0)A + \frac{Q(0)}{\lambda} B + \frac{q}{\lambda^2} C \quad (2.67)$$

$$Q = M(0)\lambda D + Q(0)A + \frac{q}{\lambda} B \quad (2.68)$$

На рис. 2.11 показані результати розрахунків, виконаних для трубопроводу з параметрами: діаметр 325 мм, товщина стінки 16 мм.

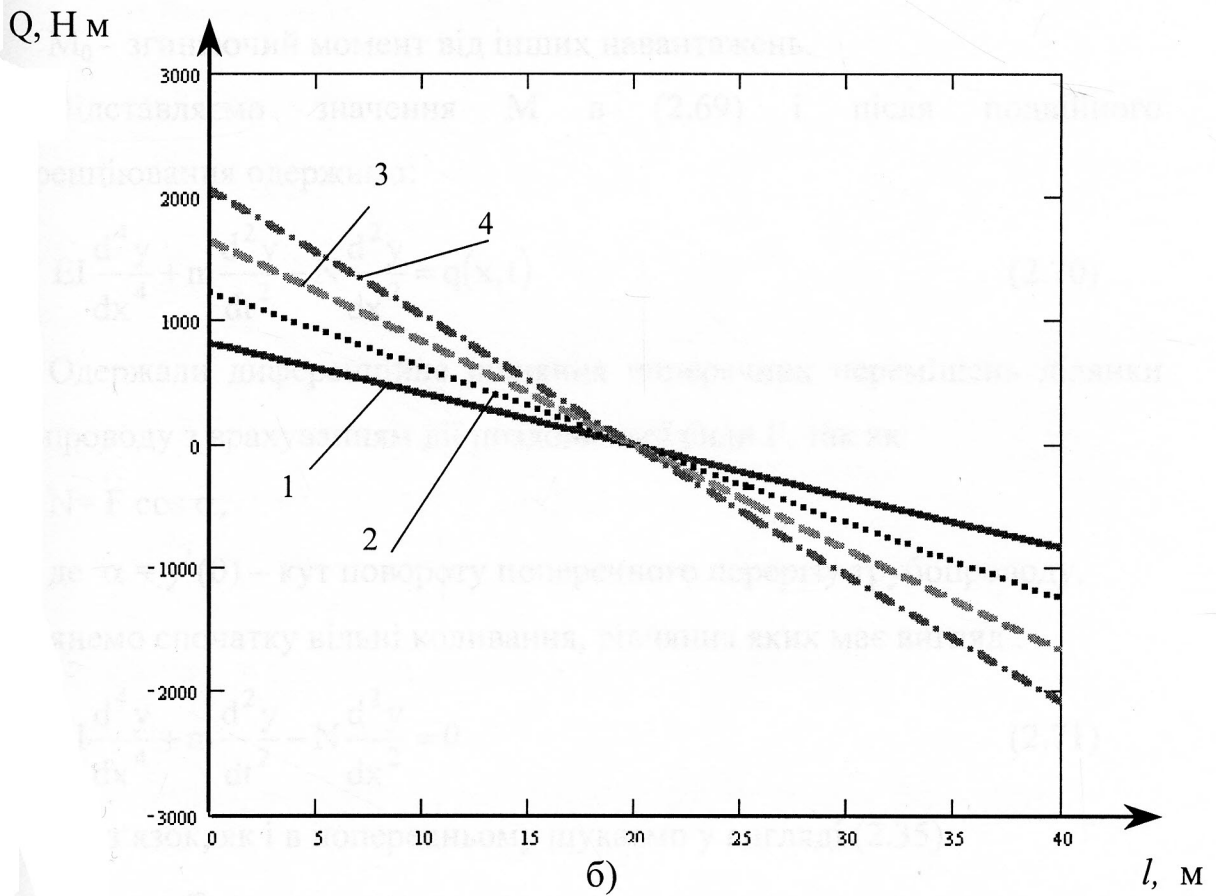
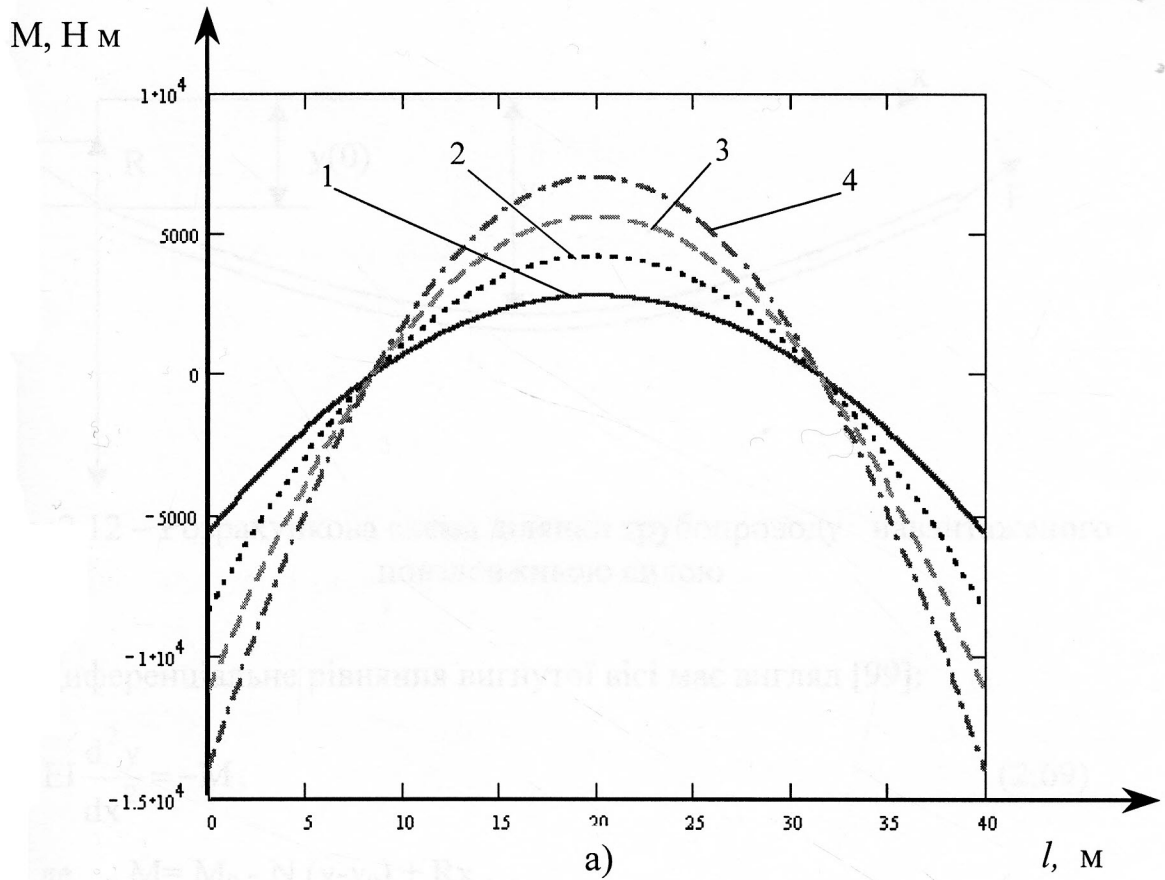
## 2.6. Вплив поздовжньої сили на поперечні коливання ділянки трубопроводу

Розглянемо ділянку трубопроводу на кінцях якої прикладена поздовжня сила  $F$  (рис.2.12).

Розкладемо її на дві складові:

$$\bar{F} = \bar{N} + \bar{R}$$

Трубопровід прогинається під дією розподіленого навантаження інтенсивністю  $q$ .



Дис. 2.11 – Моменти (а) і поперечні сили (б) в перерізах трубопровода при різних значеннях хвильового навантаження  $q$ : 1- 40  $\text{H}/\text{м}$ ; 2 - 60  $\text{H}/\text{м}$ ; 3- 80  $\text{H}/\text{м}$ ; 4- 100  $\text{H}/\text{м}$ ;

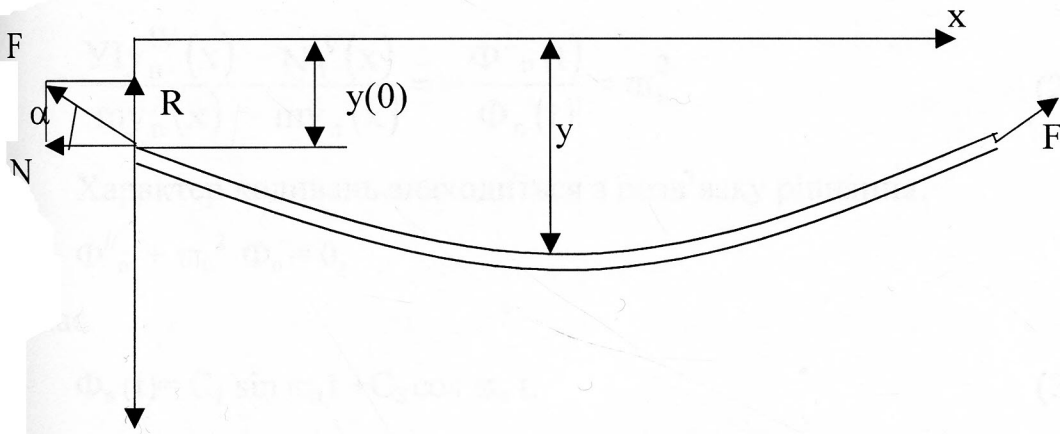


Рис. 2.12 – Розрахункова схема ділянки трубопроводу навантаженого повздовжньою силою

Диференціальне рівняння вигнутої вісі має вигляд [99]:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -M, \quad (2.69)$$

де  $M = M_0 - N(y - y_0) + Rx$ ,

$M_0$  - згинаючий момент від інших навантажень.

Підставляємо значення  $M$  в (2.69) і після подвійного диференціювання одержимо:

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} + m \frac{d^2 y}{dt^2} - N \frac{d^2 y}{dx^2} = q(x, t) \quad (2.70)$$

Одержали диференційне рівняння поперечних переміщень ділянки трубопроводу з врахуванням дії повздовжньої сили  $F$ , так як

$$N = F \cos \alpha,$$

де  $\alpha = y'(0)$  – кут повороту поперечного перерізу трубопроводу.

Розглянемо спочатку вільні коливання, рівняння яких має вигляд :

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} + m \frac{d^2 y}{dt^2} - N \frac{d^2 y}{dx^2} = 0 \quad (2.71)$$

Розв'язок, як і в попередньому шукаємо у вигляді (2.35):

$$y(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} y_n(x) \Phi(t)$$

Підставляємо в (2.71) і, після розподілу змінних, одержимо:

$$\frac{EI y_n^{IV}(x) - N_n^{IV}(x)}{m y_n(x)} = -\frac{\Phi_n''(t)}{\Phi_n(t)} = \omega_n^2 \quad (2.72)$$

Характер коливань знаходиться з розв'язку рівняння:

$$\Phi_n'' + \omega_n^2 \Phi_n = 0,$$

що дає

$$\Phi_n(t) = C_1 \sin \omega_n t + C_2 \cos \omega_n t. \quad (2.73)$$

Тобто здійснюються гармонійні коливання з частотою  $\omega_n$ .

Форму коливань шукаємо з розв'язку рівняння:

$$EI y_n^{IV} - N y_n'' - m y_n \omega_n^2 = 0 \quad (2.74)$$

Прийmemo позначення:

$$\lambda_n^4 = \frac{m \omega_n^2}{EI} \quad (2.75)$$

і запишемо характерне рівняння:

$$P^4 - \frac{N}{EI} P^2 - \lambda_n^4 = 0 \quad (2.76)$$

Звідси знаходимо:

$$P_{1,2} = \pm a_n; \quad P_{3,4} = \pm b_n i,$$

$$\left. \begin{aligned} a_n &= \sqrt{\frac{N}{2EI} + \sqrt{\frac{N^2}{4(EI)^2} + \lambda_n^4}} \\ b_n &= \sqrt{\frac{N}{2EI} - \sqrt{\frac{N^2}{4(EI)^2} + \lambda_n^4}} \end{aligned} \right\} \quad (2.77)$$

де

Таким чином розв'язок рівняння (2.74) має вигляд:

$$y_n = A \cosh a_n x + B \sinh a_n x + C \cos b_n x + D \sin b_n x \quad (2.78)$$

Запишемо одиничну матрицю, яка задовольняє частковим розв'язкам:

$$\left. \begin{aligned} y_{1n}(0) &= 1 & y'_{1n} &= 0 & y''_{1n} &= 0 & y'''_{1n} &= 0 \\ y_{2n}(0) &= 0 & y'_{2n} &= 1 & y''_{2n} &= 0 & y'''_{2n} &= 0 \\ y_{3n}(0) &= 0 & y'_{3n} &= 0 & y''_{3n} &= 1 & y'''_{3n} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (2.79)$$

$$y_{4n}(0) = 0 \quad y'_{4n} = 0 \quad y''_{4n} = 0 \quad y'''_{4n} = 1$$

Часткові розв'язки знаходимо використовуючи умови (2.79):

$$y_{1n} = \frac{1}{a_n^2 + b_n^2} (b_n^2 \operatorname{cha}_n x + a_n^2 \cos b_n x) \quad (2.80)$$

$$y_{2n} = \frac{1}{a_n^2 + b_n^2} \left( \frac{b_n^2}{a_n} \operatorname{sha}_n x + \frac{a_n^2}{b_n} \sin b_n x \right) \quad (2.81)$$

$$y_{3n} = \frac{1}{a_n^2 + b_n^2} (\operatorname{cha}_n x - \cos b_n x) \quad (2.82)$$

$$y_{4n} = \frac{1}{(a_n^2 + b_n^2) a_n b_n} (b_n \operatorname{sha}_n x - a_n \sin b_n x) \quad (2.83)$$

Використовуючи часткові розв'язки (2.80)...(2.83) запишемо розв'язок (2.74) у вигляді:

$$y_n = A_1 y_{1n} + B_1 y_{2n} + C_1 y_{3n} + D_1 y_{4n}; \quad (2.84)$$

Візьмемо похідні:

$$y'_n = A_1 y'_{1n} + B_1 y'_{2n} + C_1 y'_{3n} + D_1 y'_{4n}; \quad (2.85)$$

$$y''_n = A_1 y''_{1n} + B_1 y''_{2n} + C_1 y''_{3n} + D_1 y''_{4n}; \quad (2.86)$$

$$y'''_n = A_1 y'''_{1n} + B_1 y'''_{2n} + C_1 y'''_{3n} + D_1 y'''_{4n}; \quad (2.87)$$

З рівнянь (2.84)-(2.87) і умов (2.79) при  $x=0$  знаходимо постійні інтегрування:

$$y_n(0) = A_1; \quad y'_n(0) = B_1;$$

$$y''_n = C_1 = -\frac{M_n(0)}{EI}; \quad y'''_n(0) = D_1 = -\frac{Q(0)}{EI};$$

Тепер остаточно одержимо:

$$y_n = y_n(0) y_{1n} + y'_n(0) y_{2n} - \frac{M_n(0)}{EI} y_{3n} - \frac{Q_n(0)}{EI} y_{4n}; \quad (2.88)$$

$$y'_n = y_n(0) y'_{1n} + y'_n(0) y'_{2n} - \frac{M_n(0)}{EI} y'_{3n} - \frac{Q_n(0)}{EI} y'_{4n}; \quad (2.89)$$

$$M_n = EI \left[ -y_n(0) y''_{1n} - y'_n(0) y''_{2n} + \frac{M_n(0)}{EI} y''_{3n} + \frac{Q_n(0)}{EI} y''_{4n} \right]; \quad (2.90)$$

$$Q_n = EI[-y_n(0)y_{1n}''' - y_n'(0)y_{2n}''' + \frac{M_n(0)}{EI}y_{3n}''' + \frac{Q_n(0)}{EI}y_{4n}'''] ; \quad (2.91)$$

Одержані рівняння описують характеристики форми ділянки трубопроводу і внутрішніх силових факторів в його поперечних січеннях. При числових розрахунках в першому наближенні можна приймати [ 5].

$$\omega_n = \frac{n^2 \pi^2 a}{l^2} \sqrt{1 + \frac{N \cdot l^2}{n^2 \pi^2 EI}} \quad (2.92)$$

Розглянемо тепер вимушені коливання ділянки трубопроводу під дією змінного розподіленого навантаження  $q \sin \omega t$ . Диференціальне рівняння коливань:

$$\frac{d^4 y}{dx^4} + \frac{m}{EJ} \frac{d^2 y}{dt^2} - \frac{N}{EJ} \frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{-q \sin \omega t}{EJ} \quad (2.93)$$

Частковий розв'язок цього рівняння шукаємо у вигляді:

$$y^*(x, t) = y(x) \sin \omega t ;$$

Підставляємо його у вихідне рівняння ( 2.59) і одержимо:

$$y^{IV} - \frac{N}{EJ} y'' - \lambda^4 y = \frac{-q}{EJ} ; \quad (2.94)$$

$$\text{де } \lambda^4 = \frac{m\omega^2}{EJ} ;$$

Характеристичне рівняння аналогічне (2.76)

$$p^4 - \frac{N}{EJ} p^2 - \lambda^4 = 0 ;$$

Його корені

$$p_{1,2} = \pm a ; \quad p_{3,4} = \pm bi ;$$

$$\left. \begin{aligned} a &= \sqrt{\frac{N}{2 \cdot E \cdot I} + \sqrt{\frac{N^2}{4 \cdot (E \cdot I)^2} + \lambda^2}} \\ b &= \sqrt{\frac{N}{2 \cdot E \cdot I} - \sqrt{\frac{N^2}{4 \cdot (E \cdot I)^2} + \lambda^2}} \end{aligned} \right\} \quad (2.95)$$

Розв'язок (2.94) через часткові розв'язки запишемо аналогічно (2.84):

$$y = A_1 \cdot y_1 + B_1 \cdot y_2 + C_1 \cdot y_3 + D_1 \cdot y_4 + \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I} \quad (2.96)$$

Тут  $y_1, y_2, y_3, y_4$  визначаються за формулами (2.80)-(2.83), де постійні  $a, b$  визначаються по (2.95).

Здійснивши диференціювання (2.96) і користуючись одиничною матрицею (2.79), знайдемо:

$$\left. \begin{aligned} y(0) &= A_1 + \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I}; \quad y'(0) = B_1 \\ y''(0) &= C_1 = -\frac{M(0)}{E \cdot I}; \quad y'''(0) = D_1 = -\frac{Q(0)}{E \cdot I} \end{aligned} \right\} \quad (2.97)$$

Тепер рівняння (2.96) прийме вигляд:

$$y = y(0) \cdot y_1 + y'(0) \cdot y_2 - \frac{M(0)}{E \cdot I} \cdot y_3 - \frac{Q(0)}{E \cdot I} \cdot y_4 - \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I} \cdot (y_1 - 1); \quad (2.98)$$

Диференціюємо (2.98) і використовуючи умови (2.97), одержимо:

$$v = y(0) \cdot y_1' + y'(0) \cdot y_2' - \frac{M(0)}{E \cdot I} \cdot y_3' - \frac{Q(0)}{E \cdot I} \cdot y_4' - \frac{q}{\lambda^4 \cdot E \cdot I} \cdot y_1' \quad ; \quad (2.99)$$

$$M = \left[ \frac{q}{\lambda^4} - E \cdot I \cdot y(0) \right] \cdot y_1'' - E \cdot I \cdot y'(0) \cdot y_2'' + M(0) \cdot y_3'' + Q(0) \cdot y_4'' \quad ; \quad (2.100)$$

$$Q = \left[ \frac{q}{\lambda^4} - E \cdot I \cdot y(0) \right] \cdot y_1''' - E \cdot I \cdot y'(0) \cdot y_2''' + M(0) \cdot y_3''' + Q(0) \cdot y_4''' \quad ; \quad (2.101)$$

Таким чином, одержали рівняння для визначення геометричних параметрів  $y, y'$  та внутрішніх силових факторів  $M, Q$  при вимушених коливаннях ділянки трубопроводу.

## 2.7. Навантаження трубопроводу при дії хвиль

Повне навантаження, яке сприймають ділянки трубопроводів, складається із суми статичних і динамічних складових. Таким чином,

одержані в попередніх параграфах амплітудні значення навантажень повинні сумуватись із статичними складовими, тобто:

$$M = M_{ст} + M_{д} \quad (2.102)$$

$$Q = Q_{ст} + Q + Q_{д} \quad (2.103)$$

Статичні навантаження для схеми із заземленими кінцями визначаються за відомими формулами [97]:

В заземлені:

$$\left. \begin{aligned} M_{ст}(0) &= \frac{q_{тр} l^2}{12}, \\ Q_{ст}(0) &= \frac{q_{тр} l}{2}; \end{aligned} \right\} \quad (2.104)$$

посередині ділянки трубопроводу:

$$\left. \begin{aligned} M_{ст}\left(\frac{l}{2}\right) &= \frac{q_{тр} l^2}{24}; \\ Q_{ст}\left(\frac{l}{2}\right) &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (2.105)$$

Тут  $q_{тр}$  – погонна вага 1м ділянки трубопроводу у воді .

Динамічні складові навантажень визначаються за формулами (2.67), (2.68) або (2.100), (2.101).

З врахуванням (2.66), (2.67), (2.68), (2.104) рівняння (2.102), (2.103) приймуть вигляд:

$$M = \frac{q}{\lambda^2(C^2 - BD)} \left[ (A-1)(AC - B^2) + (AD - BC)D + C(C^2 - BD) \right] + \frac{q_{тр} l^2}{12} \quad (2.106)$$

$$Q = \frac{q}{\lambda(C^2 - BD)} \left[ (A-1)(CD - AB) - D(D^2 - AC) + B(C^2 - AD) \right] + \frac{q_{тр} l}{2} \quad (2.107)$$

Аналіз одержаних виразів показує, що момент  $M$  і поперечна сила  $Q$  в заземленні зростають при зменшенні різниці в знаменнику. При

$C^2 - BD = 0$  наступає резонанс. З врахуванням (2.48) після алгебраїчних перетворень одержимо умову появи резонансу:

$$\operatorname{ch}\lambda_n l \cos\lambda_n l = 1$$

Одержане рівняння співпадає з відомим рівнянням власних частот балки при поперечних коливаннях [9, 98]. Перші шість коренів цього рівняння мають значення

$\lambda_1 l$	$\lambda_2 l$	$\lambda_3 l$	$\lambda_4 l$	$\lambda_5 l$	$\lambda_6 l$
0	4,73	7,853	10,996	14,137	17,279

Таким чином, щоб уникнути резонансу, необхідно вибирати довжину ділянки між опорами з умови:

$$l < 4,734 \sqrt{\frac{EI}{m\omega_{\text{ХВ}}^2}} \quad (2.108)$$

Використовуючи формули (1.5), (1.6) запишемо частоту хвиль через лінійні параметри:

$$\omega_{\text{ХВ}}^2 = \frac{2\pi g}{l_{\text{ХВ}}} \operatorname{th} \frac{2\pi h}{l_{\text{ХВ}}} \quad (2.109)$$

На рис. 2.13 показані результати розрахунку  $\omega_{\text{ХВ}}$  для різних глибин акваторії і довжини хвилі.

Значення динамічних складових навантажень  $M_d(0)$ ,  $Q_d(0)$  для трубопровода  $\varnothing 325$  мм з товщиною стінки 16 мм зображені на рис. 2.14, 2.15. Аналіз одержаних результатів показує, що при збільшенні тиску рідини  $q$  на трубопровід динамічна складова його навантаження зростає за лінійним законом. Такий же характер зміни навантаження буде при збільшенні довжини ділянки. Складніший вплив на значення динамічного навантаження має частота хвиль (рис.2.16-2.19).

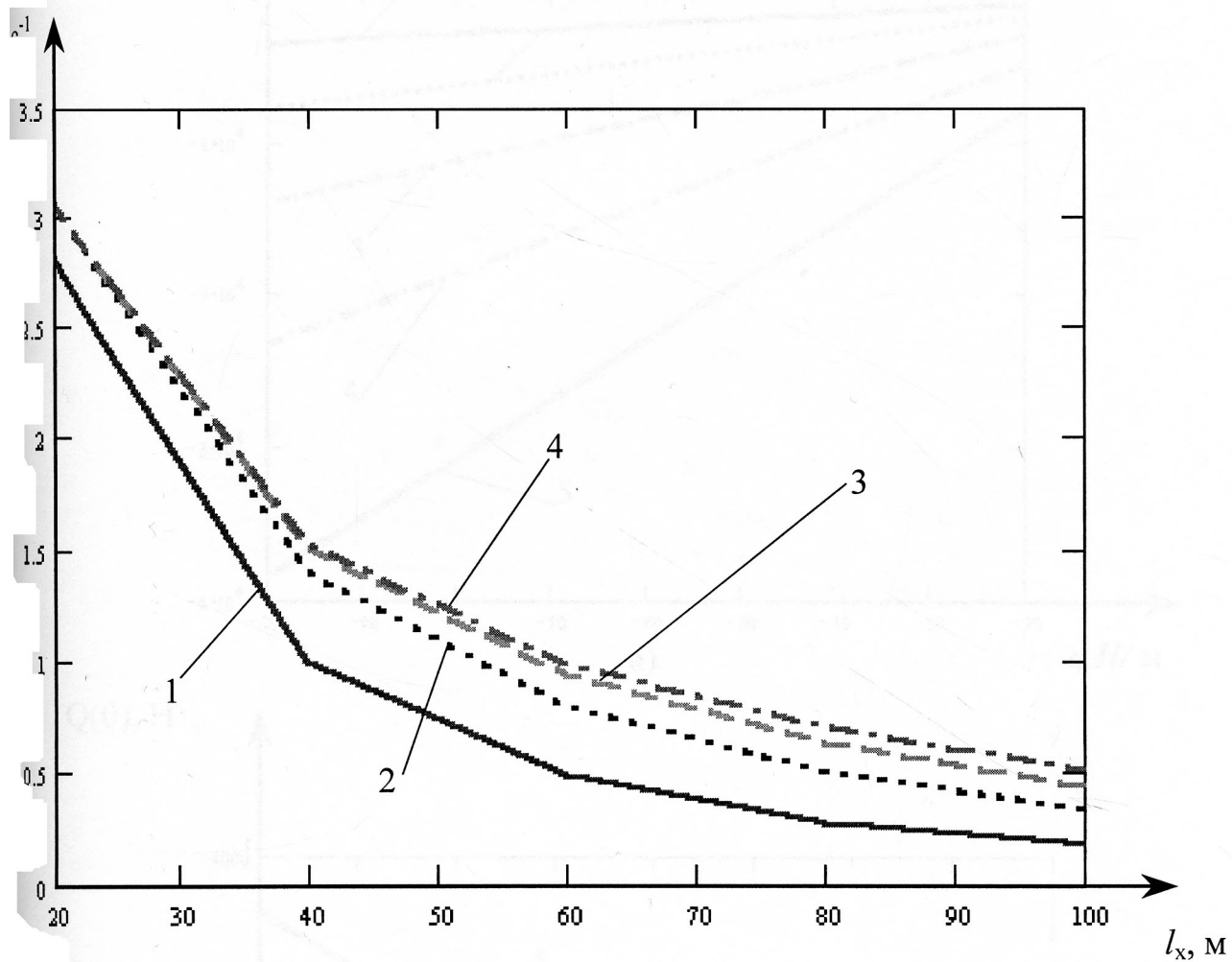


Рис.2.13 – Залежність власної частоти коливань хвилі від довжини  $l_x$  і глибини акваторії моря  $h$ : 1-  $h = 5\text{м}$ ; 2-  $h = 10\text{м}$ ; 3-  $h = 15\text{м}$ ; 4-  $h = 20\text{м}$ ;

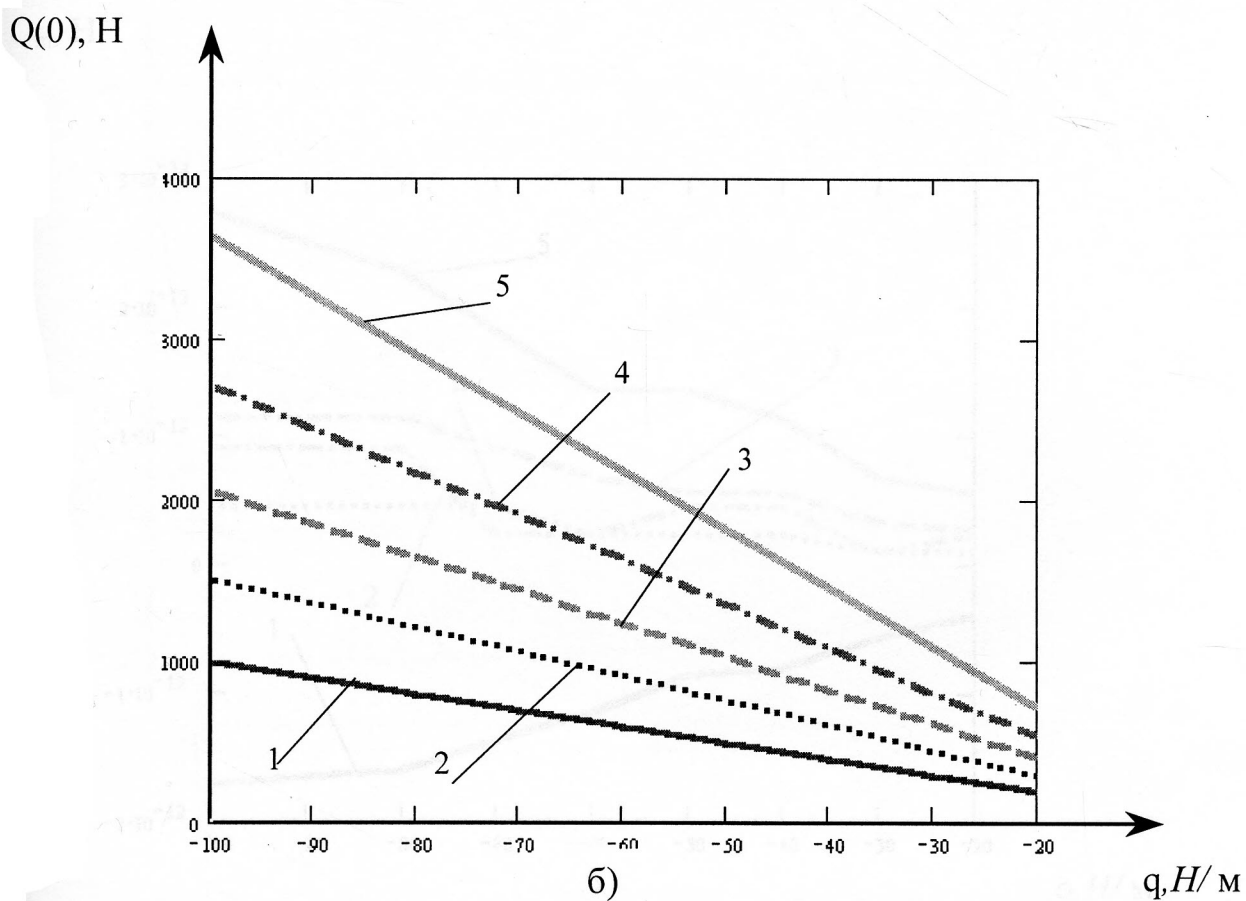
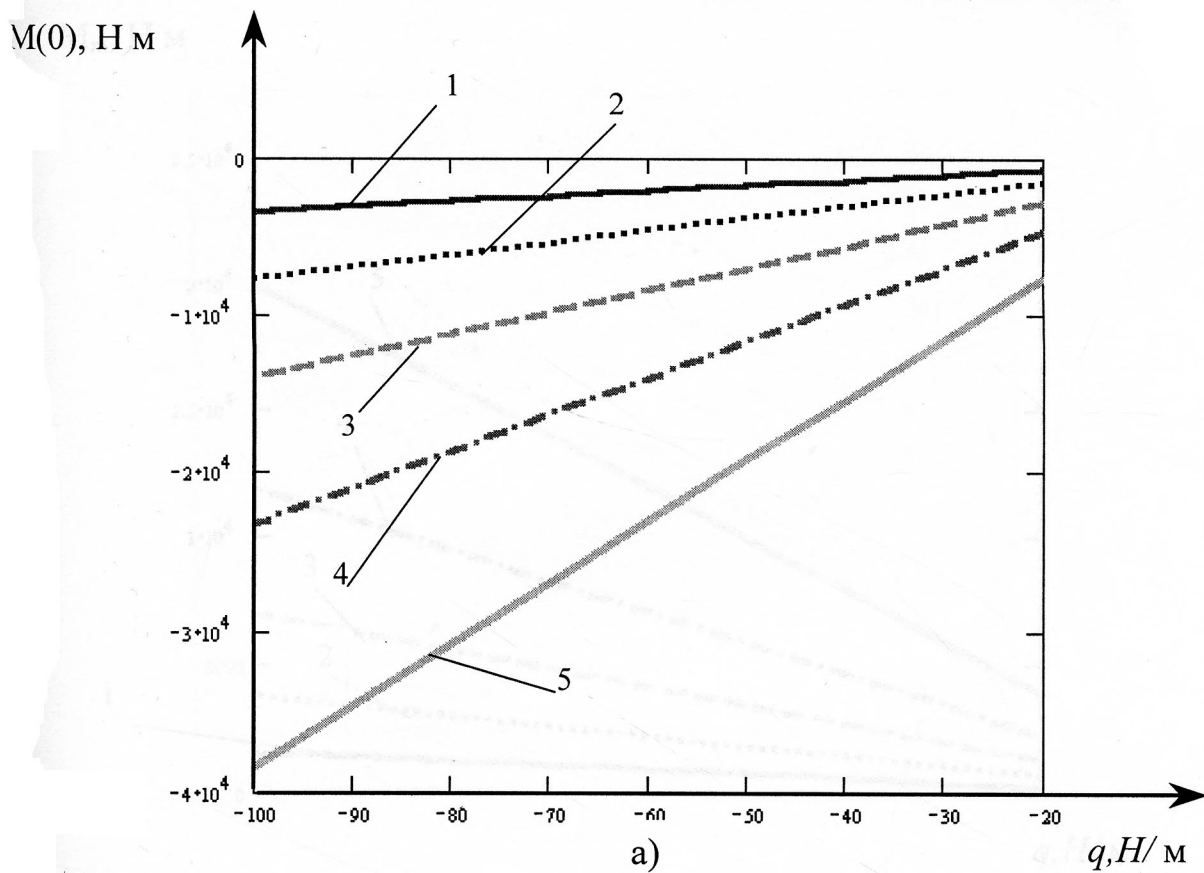


Рис. 2.14 – Залежність моменту  $M(0)$  та поперечної сили  $Q(0)$  від розподіленого навантаження  $q$  та довжини ділянки  $l$ : 1-  $l = 20$  м; 2-  $l = 30$  м; 3-  $l = 40$  м; 4-  $l = 50$  м; 5-  $l = 60$  м;

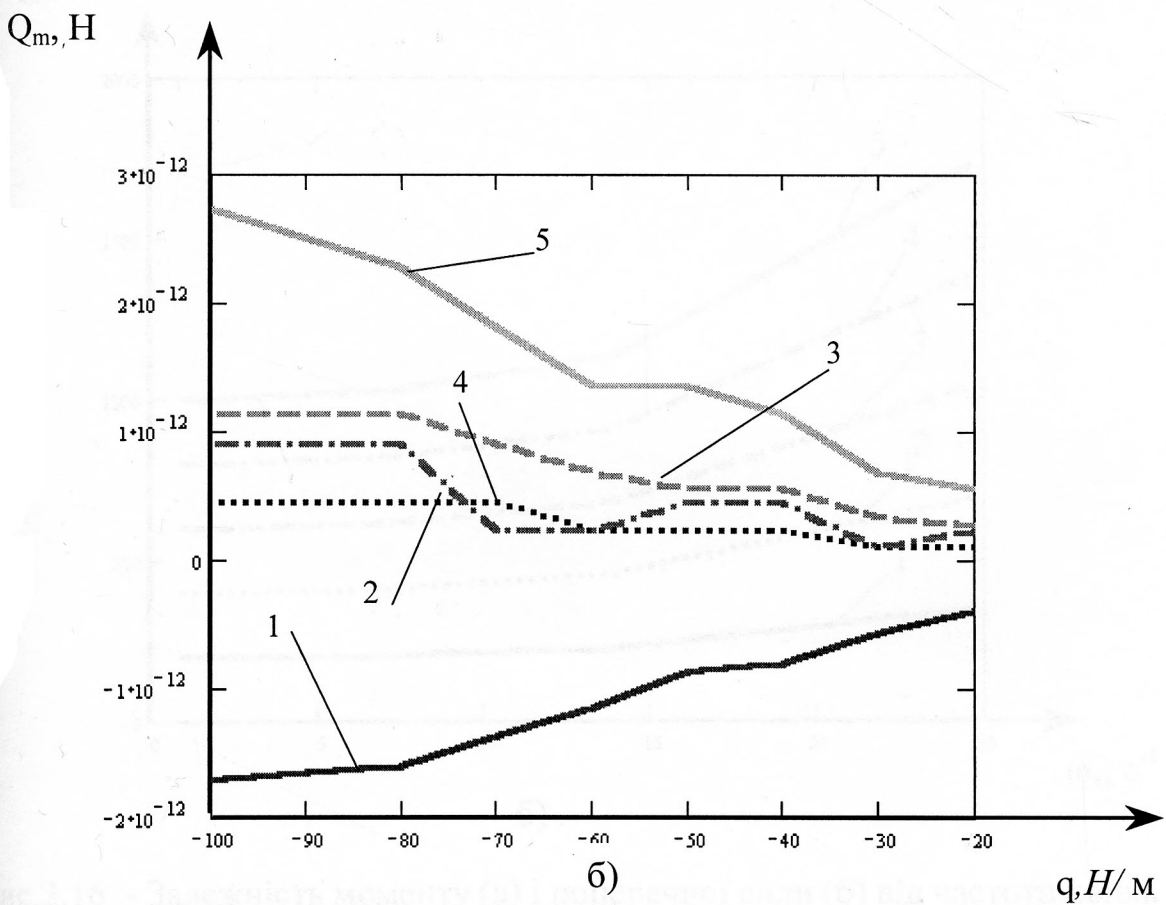
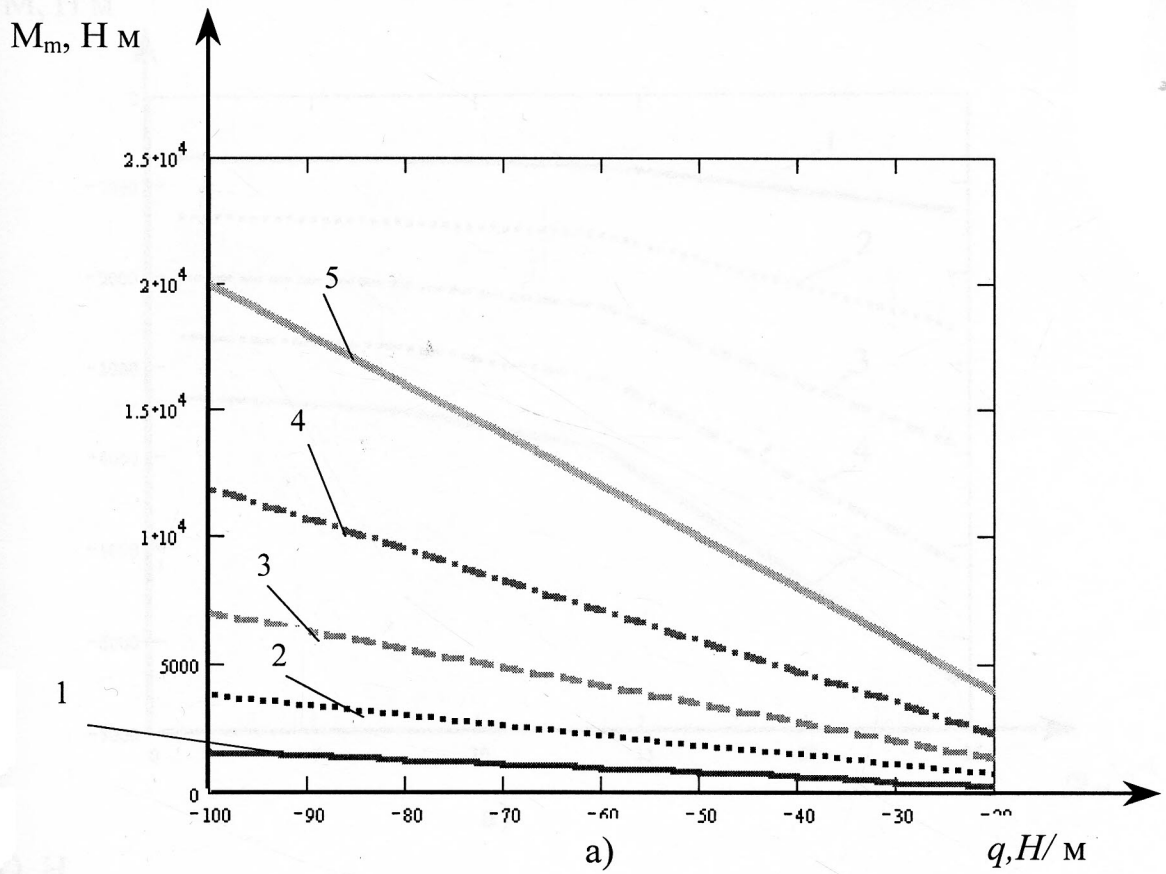
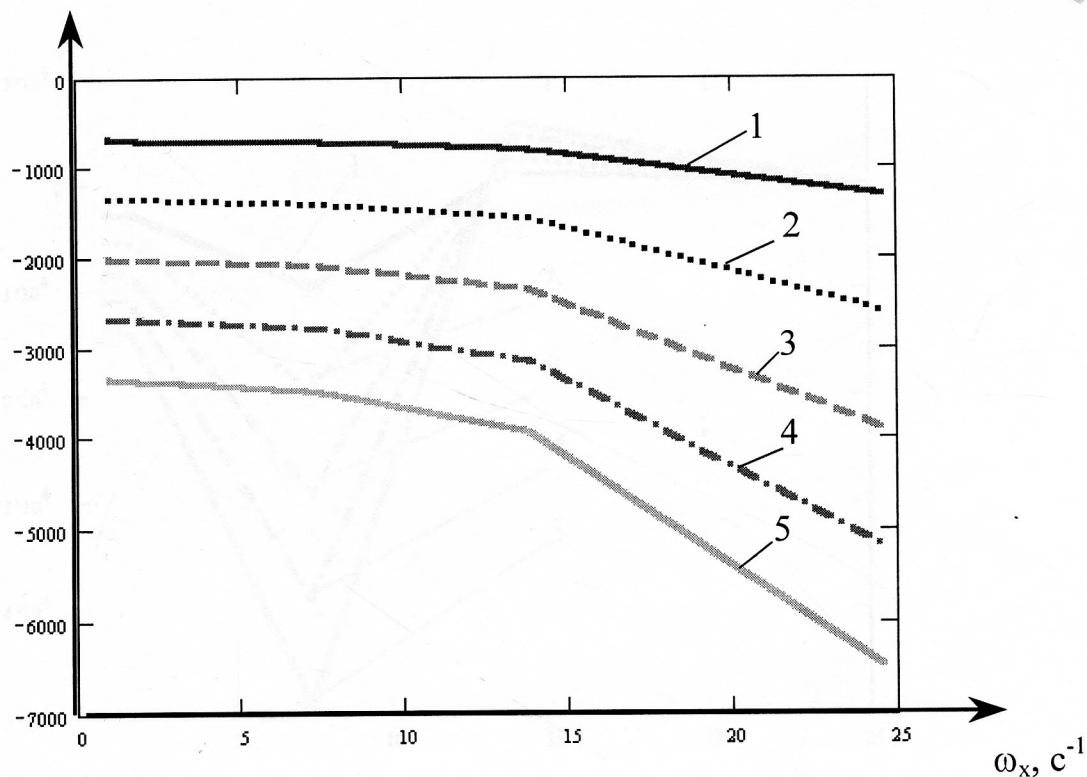


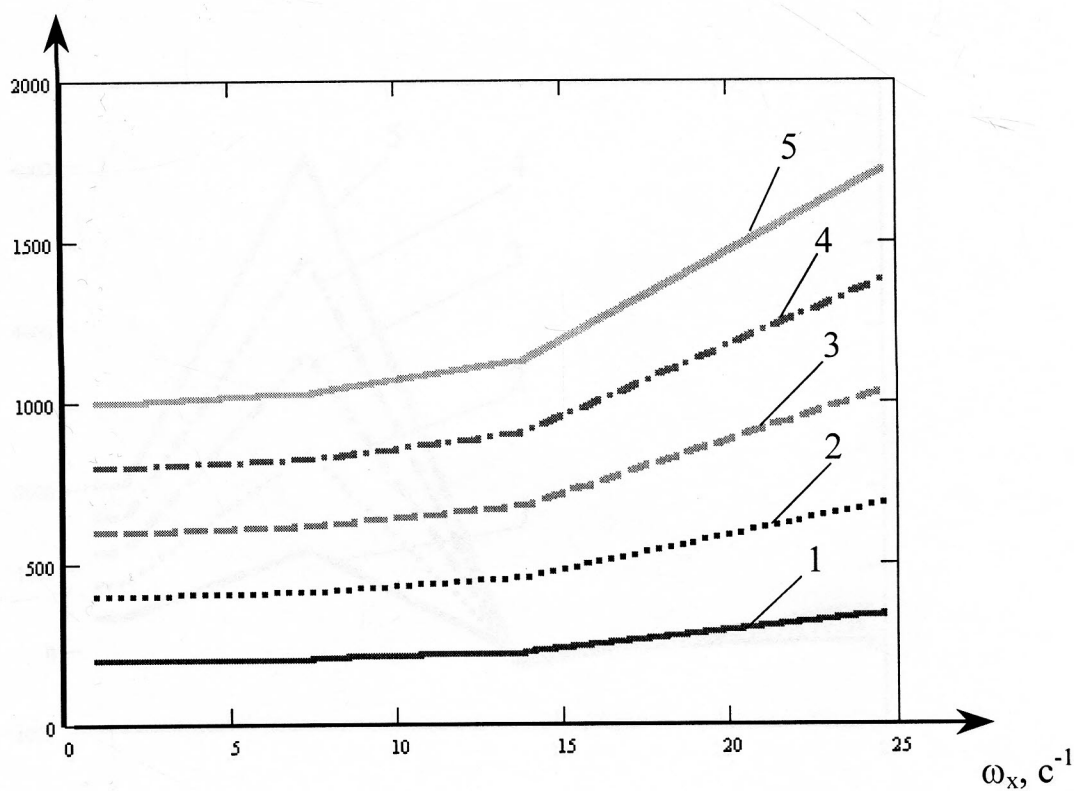
Рис. 2.15 – Залежність моменту  $M_m$  та максимальної сили  $Q_m$  від розподіленого навантаження  $q$  та довжини ділянки  $l$ : 1- $l = 20$  м; 2- $l = 30$  м; 3- $l = 40$  м; 4- $l = 50$  м; 5- $l = 60$  м;

M, H м



а)

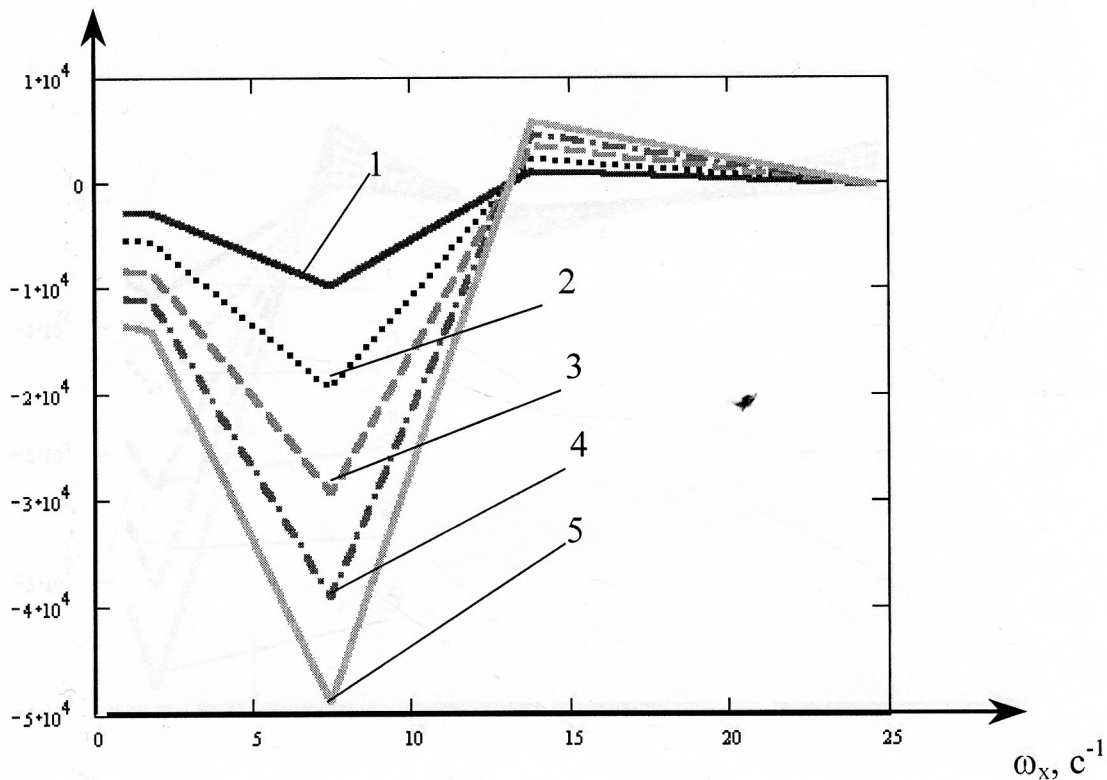
Q, H



б)

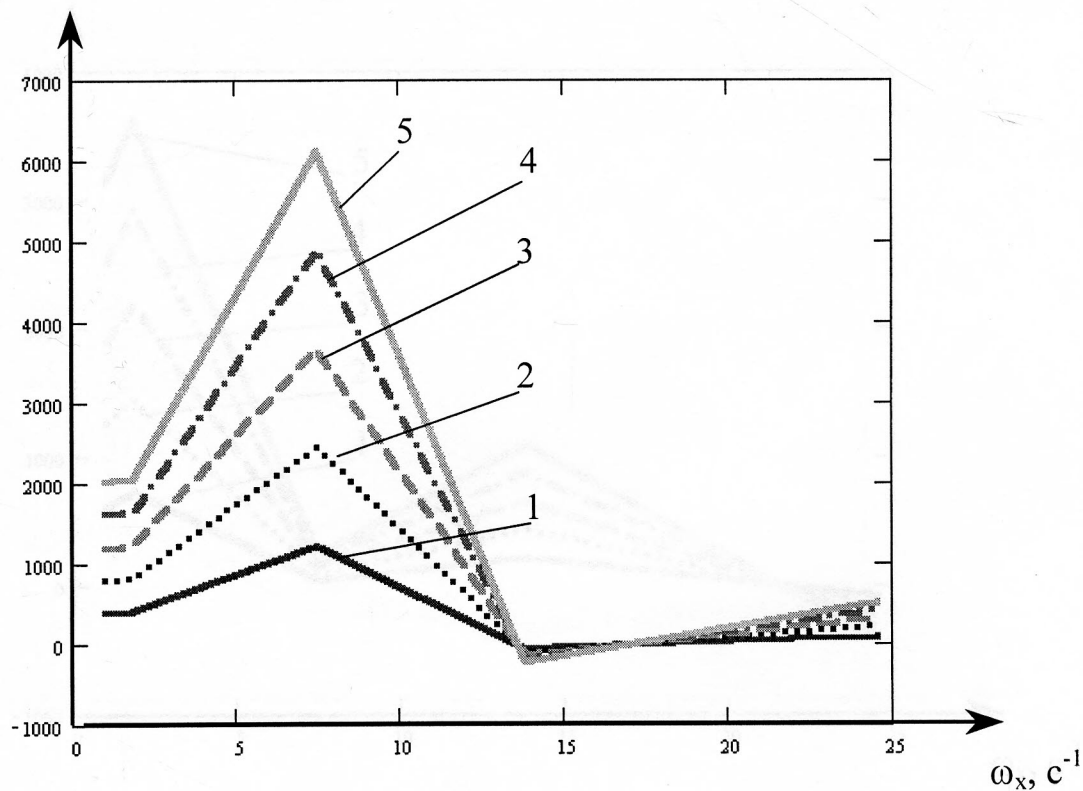
Рис.2.16 - Залежність моменту (а) і поперечної сили (б) від частоти хвиль при різних значеннях розподіленого навантаження  $q$ , для ділянки довжиною  $l = 20$  м: 1-  $q = 20$  H/м; 2-  $q = 40$  H/м; 3-  $q = 60$  H/м; 4-  $q = 80$  H/м; 5-  $q = 100$  H/м

M, Н м



а)

Q, Н



б)

Рис.2.17 - Залежність моменту (а) і поперечної сили (б) від частоти хвиль при різних значеннях розподіленого навантаження  $q$ , для ділянки довжиною  $l = 40\text{м}$ : 1-  $q = 20 \text{ Н/м}$ ; 2-  $q = 40 \text{ Н/м}$ ; 3-  $q = 60 \text{ Н/м}$ ; 4-  $q = 80 \text{ Н/м}$ ; 5-  $q = 100 \text{ Н/м}$

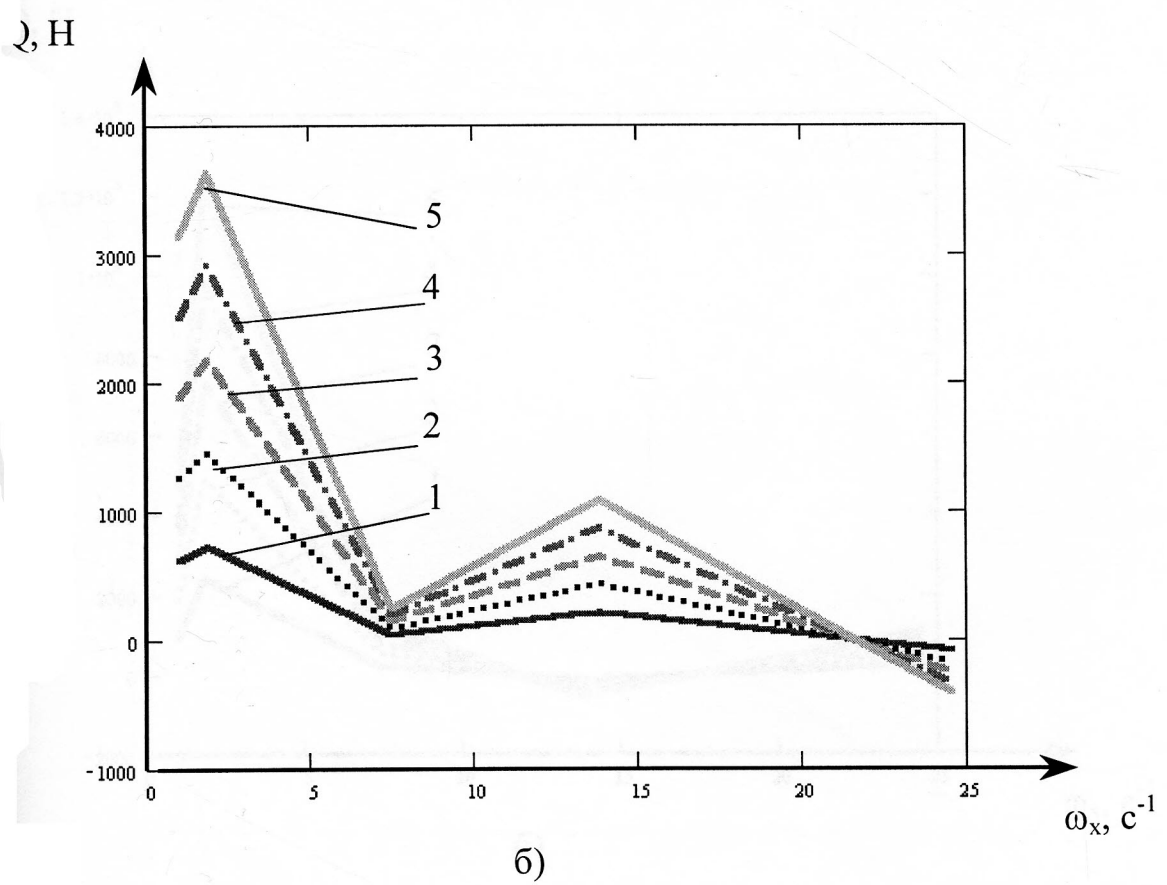
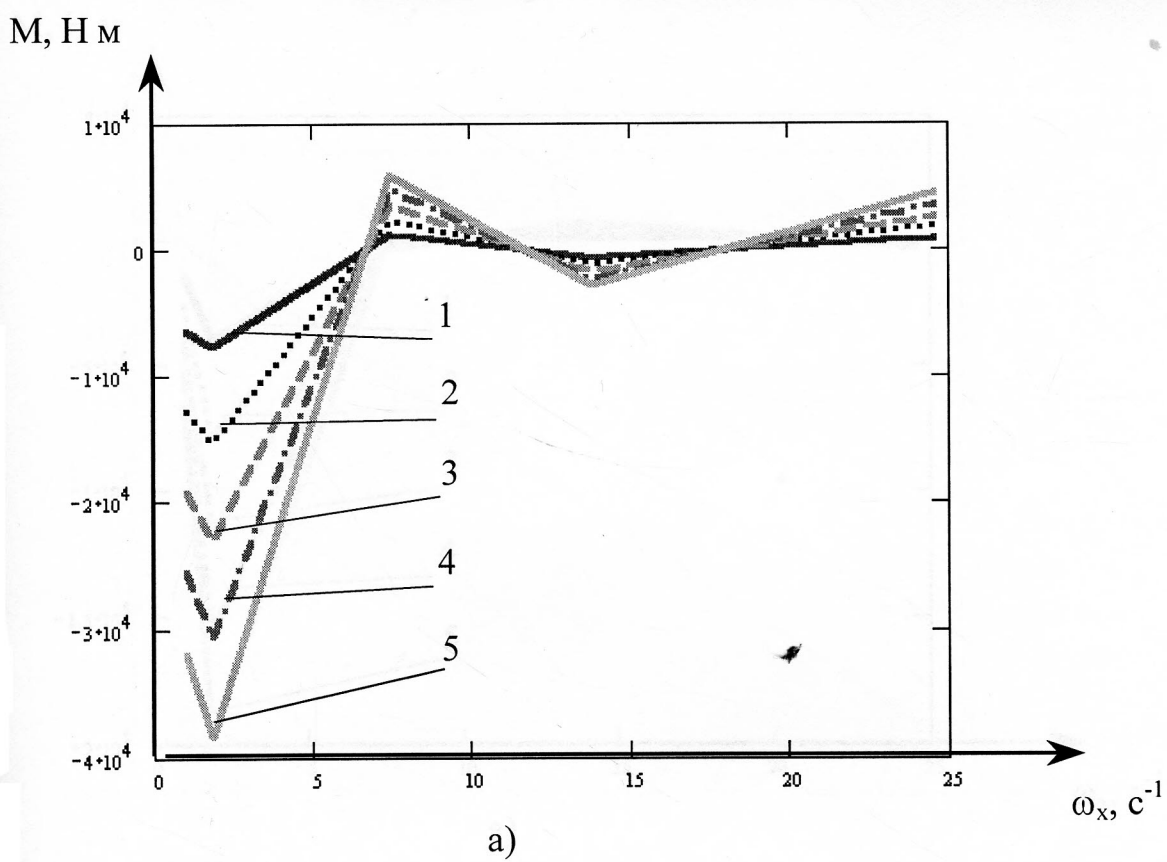
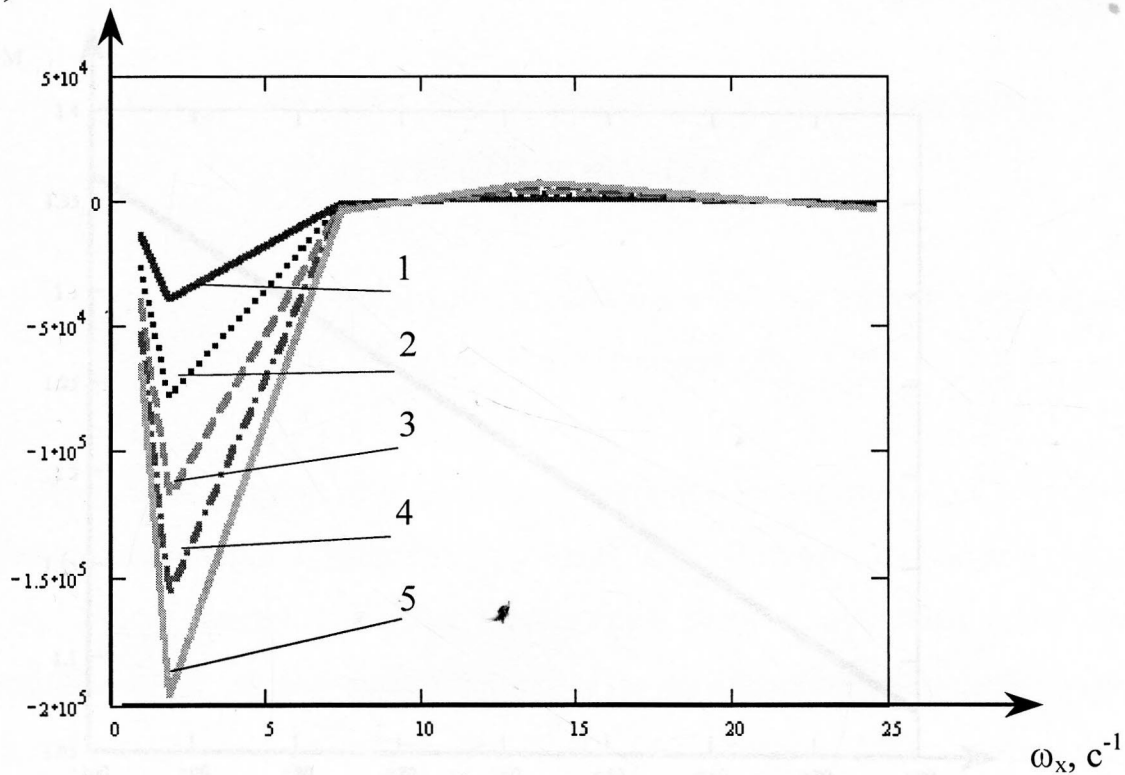


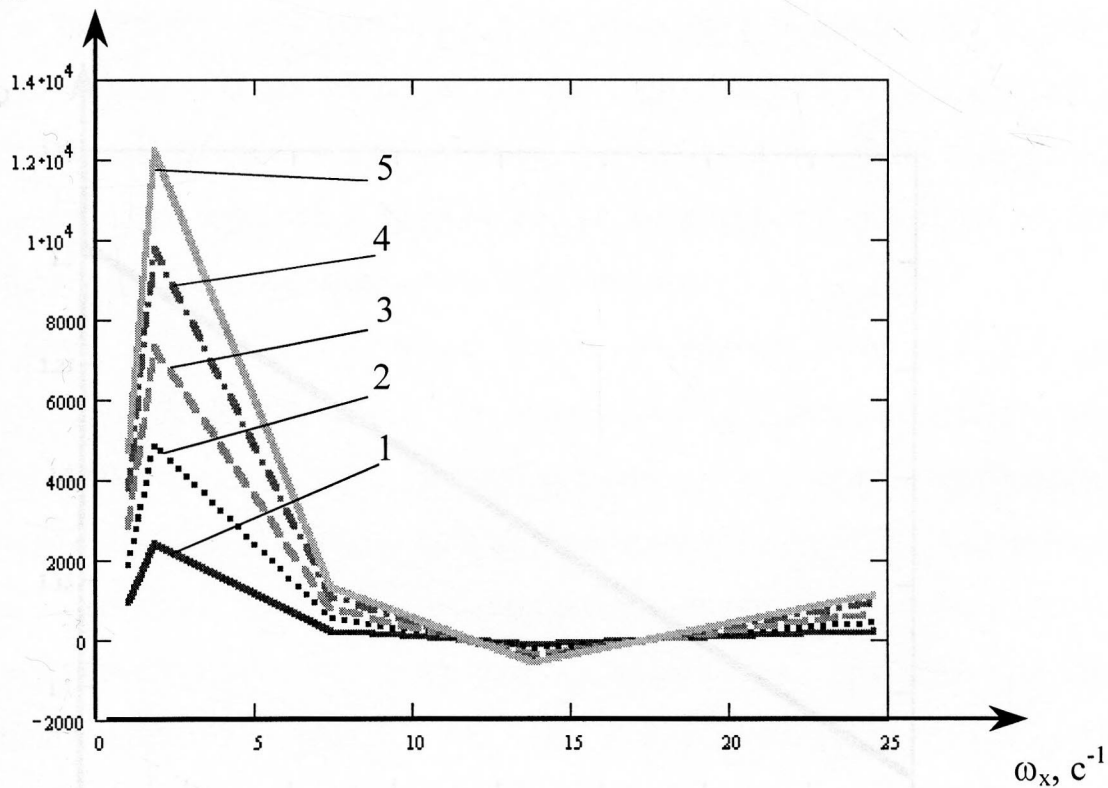
Рис.2.18 - Залежність моменту (а) і поперечної сили (б) від частоти хвиль при різних значеннях розподіленого навантаження  $q$ , для ділянки довжиною  $l = 60$ м: 1-  $q = 20$  Н/м; 2-  $q = 40$  Н/м; 3-  $q = 60$  Н/м; 4-  $q = 80$  Н/м; 5-  $q = 100$  Н/м

M, Н м



а)

Q, Н



б)

Рис.2.19 - Залежність моменту (а) і поперечної сили (б) від частоти хвиль при різних значеннях розподіленого навантаження  $q$ , для ділянки довжиною  $l = 80$ м: 1-  $q = 20$  Н/м; 2-  $q = 40$  Н/м; 3-  $q = 60$  Н/м; 4-  $q = 80$  Н/м; 5-  $q = 100$  Н/м

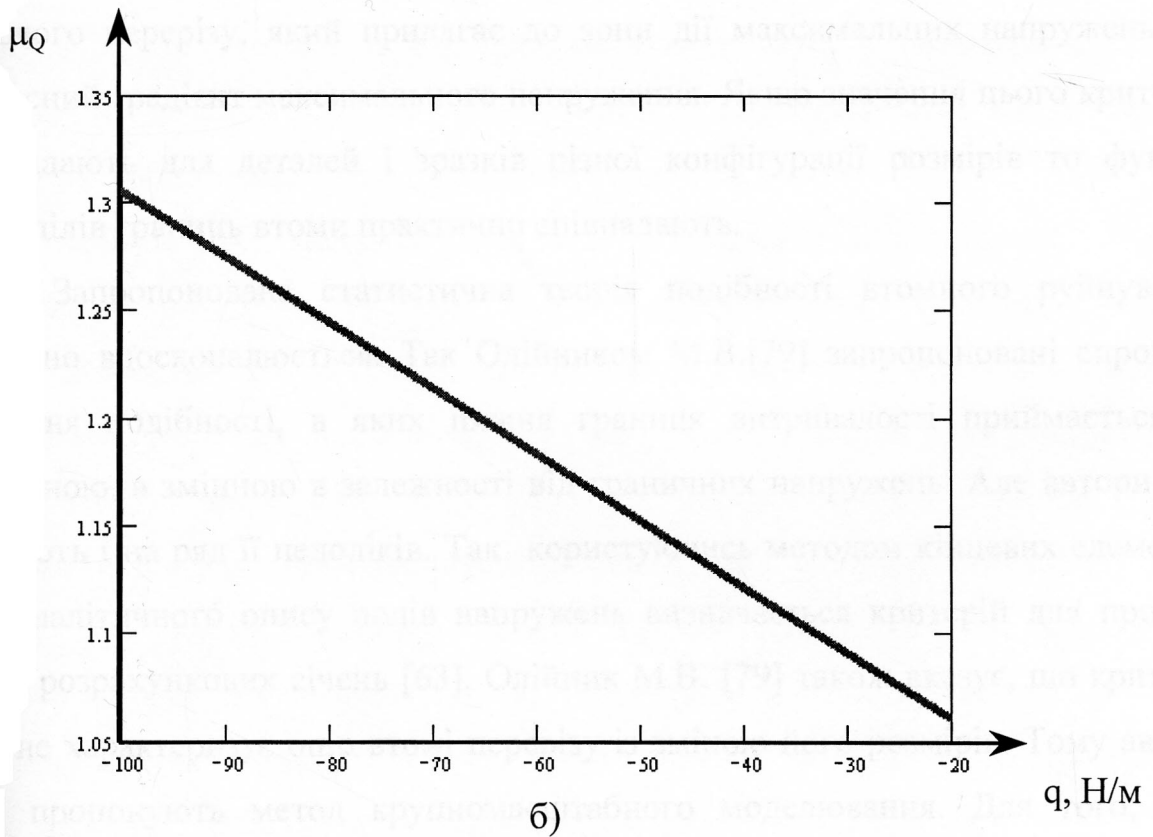
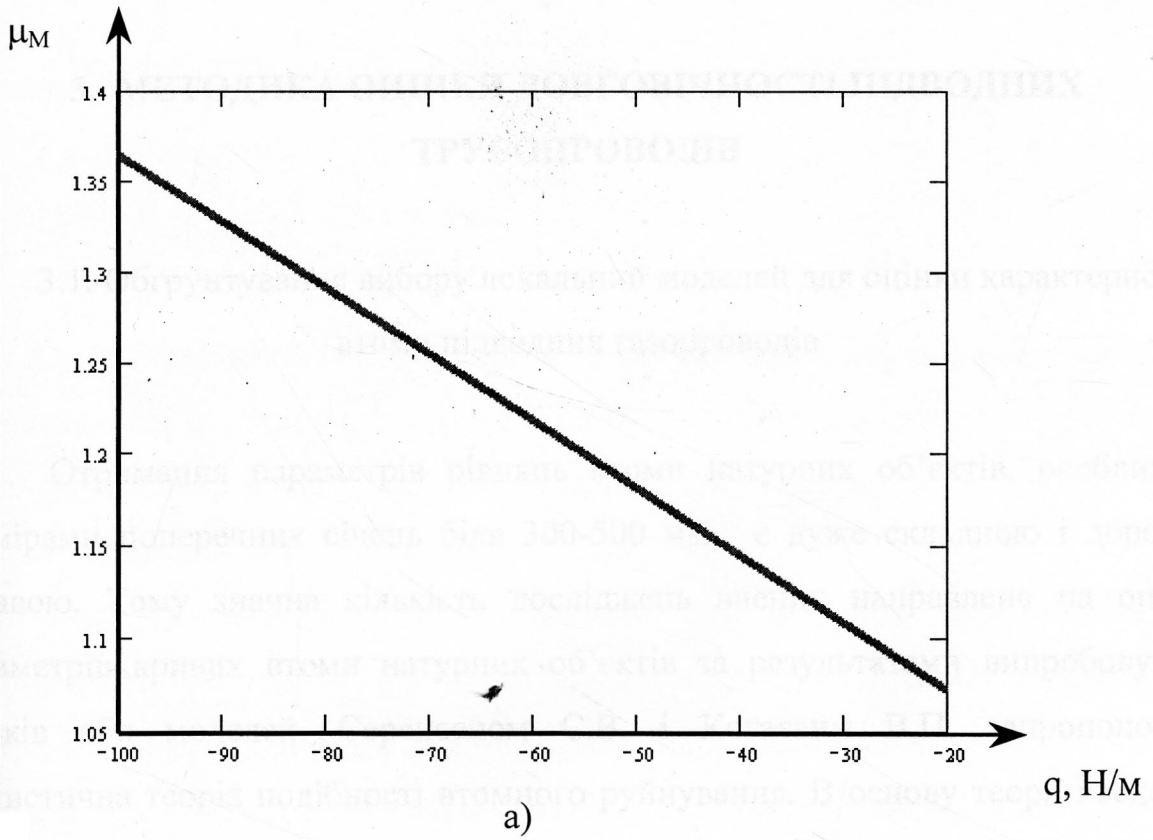


Рис.2.20 - Залежність коефіцієнтів динамічності по моменту  $\mu_M$  (а) та по силі  $\mu_Q$  (б) від розподіленого навантаження для ділянки довжиною  $l = 40\text{м}$

### 3. МЕТОДИКА ОЦІНКИ ДОВГОВІЧНОСТІ ПІДВОДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

#### 3.1. Обґрунтування вибору локальних моделей для оцінки характеристик втоми підводних газопроводів

Отримання параметрів рівнянь втоми натурних об'єктів, особливо з розмірами поперечних січень біля 300-500 мм, є дуже складною і дорогою справою. Тому значна кількість досліджень вчених направлена на оцінку параметрів кривих втоми натурних об'єктів за результатами випробовувань зразків або моделей. Серенсеном С.В. і Когаєвим В.П. запропонована статистична теорія подібності втомного руйнування. В основу теорії введений критерій подібності  $L/G$  втомного руйнування деталі і зразка, де  $L$ - периметр робочого перерізу, який прилягає до зони дії максимальних напружень;  $G$ - відносний градієнт максимального напруження. Якщо значення цього критерію співпадають для деталей і зразків різної конфігурації розмірів то функції розподілів границь втоми практично співпадають.

Запропонована статистична теорія подібності втомного руйнування постійно вдосконалюється. Так Олійником М.В.[79] запропоновані спрощені рівняння подібності, в яких нижня границя витривалості приймається не постійною, а змінною в залежності від граничних напружень. Але автори [57] вказують і на ряд її недоліків. Так користуючись методом кінцевих елементів для аналітичного опису полів напружень визначається критерій для простих форм розрахункових січень [63]. Олійник М.В. [79] також вказує, що критерій  $L/G$  не характеризує опір втомі перерізу із зміною його розмірів. Тому автори [63] пропонують метод крупномасштабного моделювання. Для того, щоб зв'язати різні експериментальні дані для деталей, які відрізняються характером напруженого стану, розмірами і рівнем концентрації, і відобразити лише вплив

абсолютних розмірів на зниження границі втоми автори вводять безрозмірний критерій  $\Delta_M$ :

$$\Delta_M = \frac{\sigma_{-1} - \sigma_{-10}}{\sigma_{-1}} = 1 - \frac{1}{K_{\sigma D}} \quad (3.1)$$

де  $K_{\sigma D}$  - коефіцієнт, який враховує зниження границі втоми реальної деталі в порівнянні з границею втоми стандартного зразка матеріалу. Причому тут враховується вплив всіх факторів: концентрації напружень, стану поверхні, абсолютних розмірів та інших.

Поняття «локальне моделювання» при втомних випробуваннях вперше ввів Б.О.Морозов при оцінці довговічності рами пресу. Він вважає, що модель повинна відтворювати лише найбільш відповідальні вузли, деталі або окремі їх ділянки, які визначають здатність конструкції чинити опір втомному руйнуванню з врахуванням градієнту напружень. Для рами пресу автор прийняв умову рівності в ній градієнтів напружень в поверхневих шарах небезпечних січень і в моделі. Аналогічний підхід використав і Р.Д. Вагапов для визначення нижньої межі розсіювання границі втоми.

Автори [86] запропонували при локальному моделюванні вважати головним критерієм втомної подібності рівність середніх значень квадратичних відхилень границі втоми деталі і моделі. На основі кінетичної теорії втоми [88] для цього необхідно, щоб у деталі і моделі були рівні розміри зерен металу, мікрогеометрія і геометрія небезпечної зони втоми. Таким вимогам відповідає вирізана частина деталі, яка включає небезпечну зону втоми. При цьому деталь і модель будуть з однаковою структурою, термообробкою, мікрогеометрією та геометрією поверхні. Такі моделі були використані для оцінки довговічності горячештамповочного пресу, рам тракторних прицепів і штампозварного картера автомобіля МАЗ.

Для деталей, які мають великі небезпечні зони втоми, наприклад, ободи великовантажних автомобілів, трубопроводи та інші, розробити аналогічні моделі досить складно. Для цього автор [81] пропонує випробувати не всю

модель, а “вирізку” з неї. Так як значення границь втоми деталі і моделі можуть відрізнятися внаслідок масштабного ефекту, то для переходу від характеристик втоми моделі до таких характеристик для деталі пропонується метод локально-масштабного моделювання. Сутність даного методу в тому, що по результатах випробовувань “вирізків” з моделі визначаються характеристики опору втоми і параметри розподілу границі втоми моделей. А далі визначаються параметри натурної деталі з врахуванням теорії екстремальних значень, і моделі слабкої ланки. Для отримання характеристик опору втоми натурної деталі на основі результатів випробовування моделей автор [81] пропонує методику, яка ґрунтується на підрахунку кількості зерен, в небезпечному січенні моделі і деталі. Дана методика перевірена автором за результатами випробовування гідравлічним тиском закритих по кінцях труб в кількості 90 зразків по 10 зразків на кожному рівні напружень. При цьому було прийнято, що один зразок був моделью, а натурна деталь складалась з 10 зразків. В результаті аналізу було встановлено, що дана методика дозволяє оцінювати середнє значення і середнє квадратичне відхилення границь втоми деталей по результатах випробування моделей, при чому локальна модель являється вирізкою з небезпечної зони втоми деталі.

З використанням даної методики автором [81] визначені характеристики опору втоми обода колеса автомобіля БелАЗ-7521. Локальна модель представляла собою “вирізку” із зони зварного шва обода. В результаті випробувань були отримані наступні значення границь втоми моделей  $\sigma=54,61$  МПа,  $S=2,35$  МПа. В результаті розрахунку з врахуванням кількості зерен в небезпечних січеннях обода і моделі були отримані наступні значення параметрів границі втоми обода:  $\sigma=45,4$  МПа,  $S=5,45$  МПа. Оцінюючи ці значення, отримані в результаті розрахунків видно, що параметри границь втоми деталі і моделі – “вирізки” суттєво не відрізняються. В даному випадку вважалось, що проходить повне руйнування обода.

Якщо відмовою деталі може служити пошкодження тріщиною стінки, наприклад втрати герметичності трубопровода, то параметри границь втоми трубопровода і моделі–“вирізки” з нього будуть належати до однієї вибірки, тобто в статистичному плані будуть однаковими.

Проаналізувавши викладене для оцінки параметрів втоми підводних газопроводів використані моделі–“вирізки” в зоні зварного шва. Для цього з зварених в промислових умовах з дотриманням всіх вимог двох кілець з труби підводного газопроводу (так званої “котушки”) рис. 3.1 і 3.2 вирізали полоси шириною 75 мм рис.3.3. Потім на фрезерному верстаті формували робочу частину зразка моделі–“вирізки” рис.3.4.

### 3.2. Методика втомних та корозійно-втомних досліджень

В основі лінійної механіки руйнування лежить поняття про коефіцієнт інтенсивності напружень як характеристики напружень деформованого стану в околі вершини тріщини. Коефіцієнт інтенсивності напружень є універсальною характеристикою напружено-деформованого стану, який об'єднує в одному параметрі навантаження, розмір дефекту (тріщин) і геометрію тіла .

Коефіцієнт інтенсивності напружень краще інших механічних характеристик (наприклад, номінальних напружень в поперечному перерізі зразка) контролює процес росту втомної тріщини при циклічному навантаженні незалежно від геометрії зразка і способу навантаження.

Так, швидкість росту втомної тріщини буде постійною при однаковому значенні коефіцієнта інтенсивності напружень і змінюється з його зміною, тобто

$$Y = f(U, C_i) \quad (3.2)$$

де  $Y$  - швидкість росту втомної тріщини,  $C_i$  ( $i = 1, 2, 3...$ ) – постійні характеристики циклічної тріщиностійкості матеріалу.



Рис.3.1 – “Котушка” підводного газопроводу

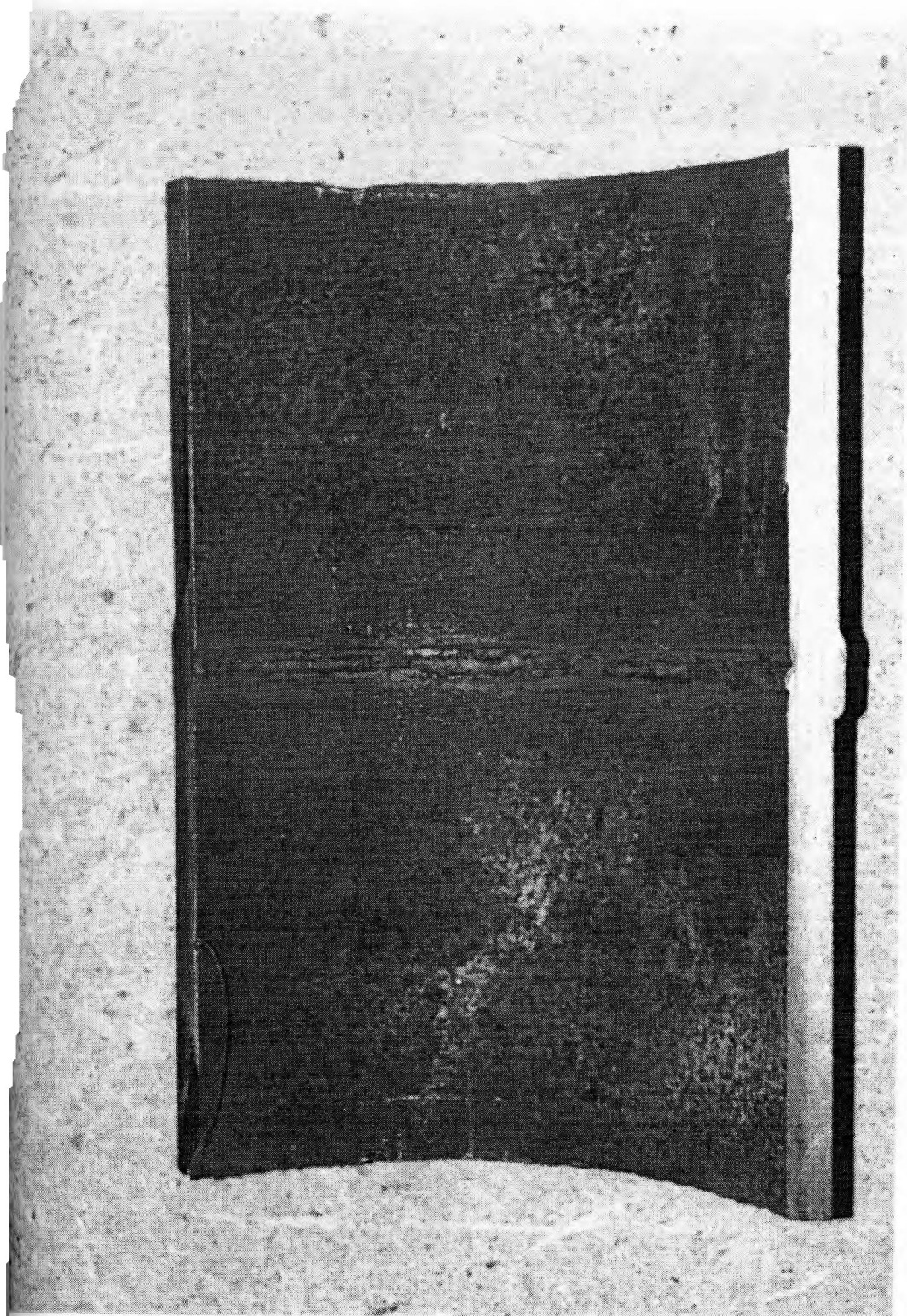


Рис.3.2 – Вид зварного шва підводного газопроводу

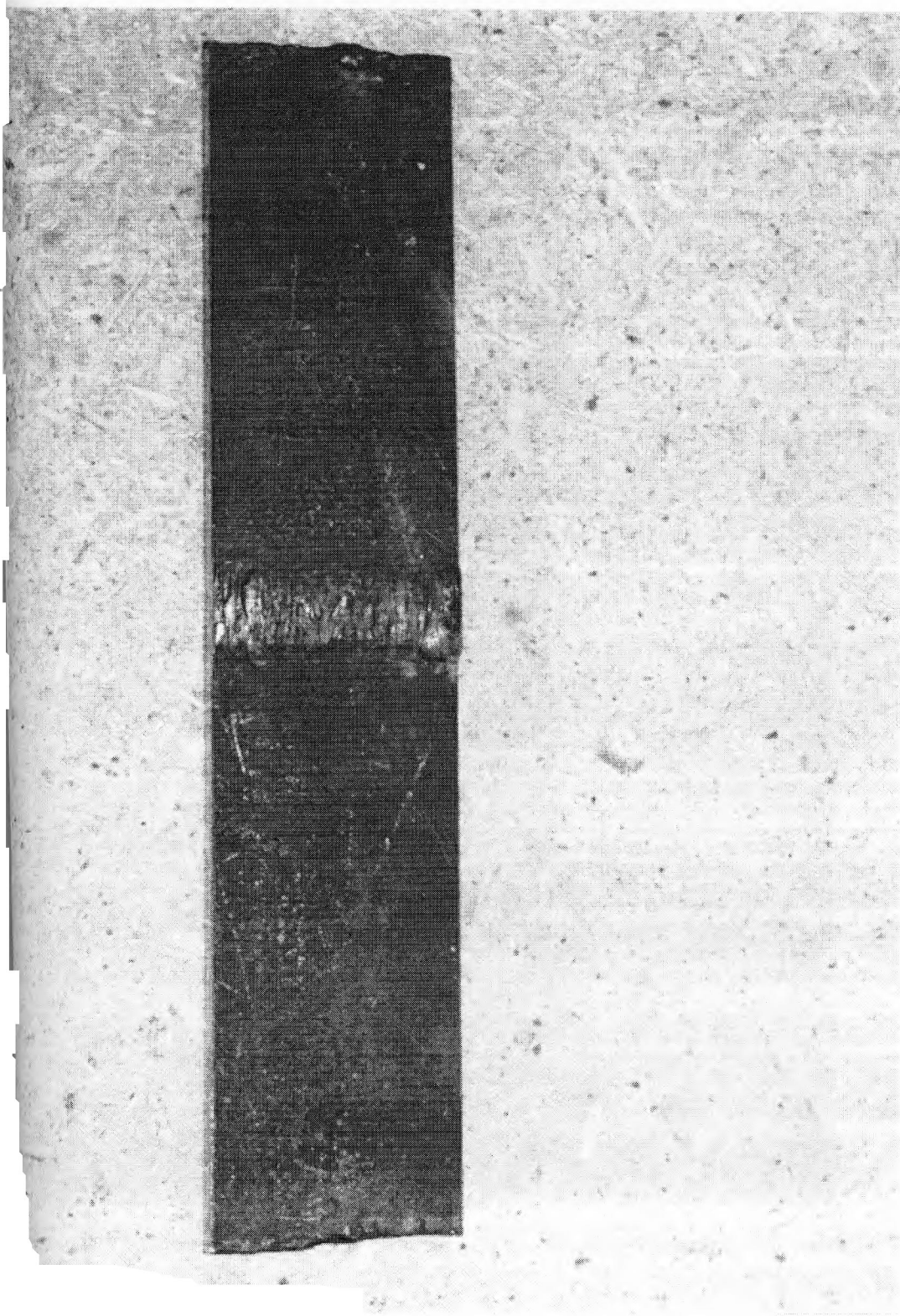


Рис.3.3 – Полоси вирізані з “котушки” підводного газопроводу для виготовлення моделей

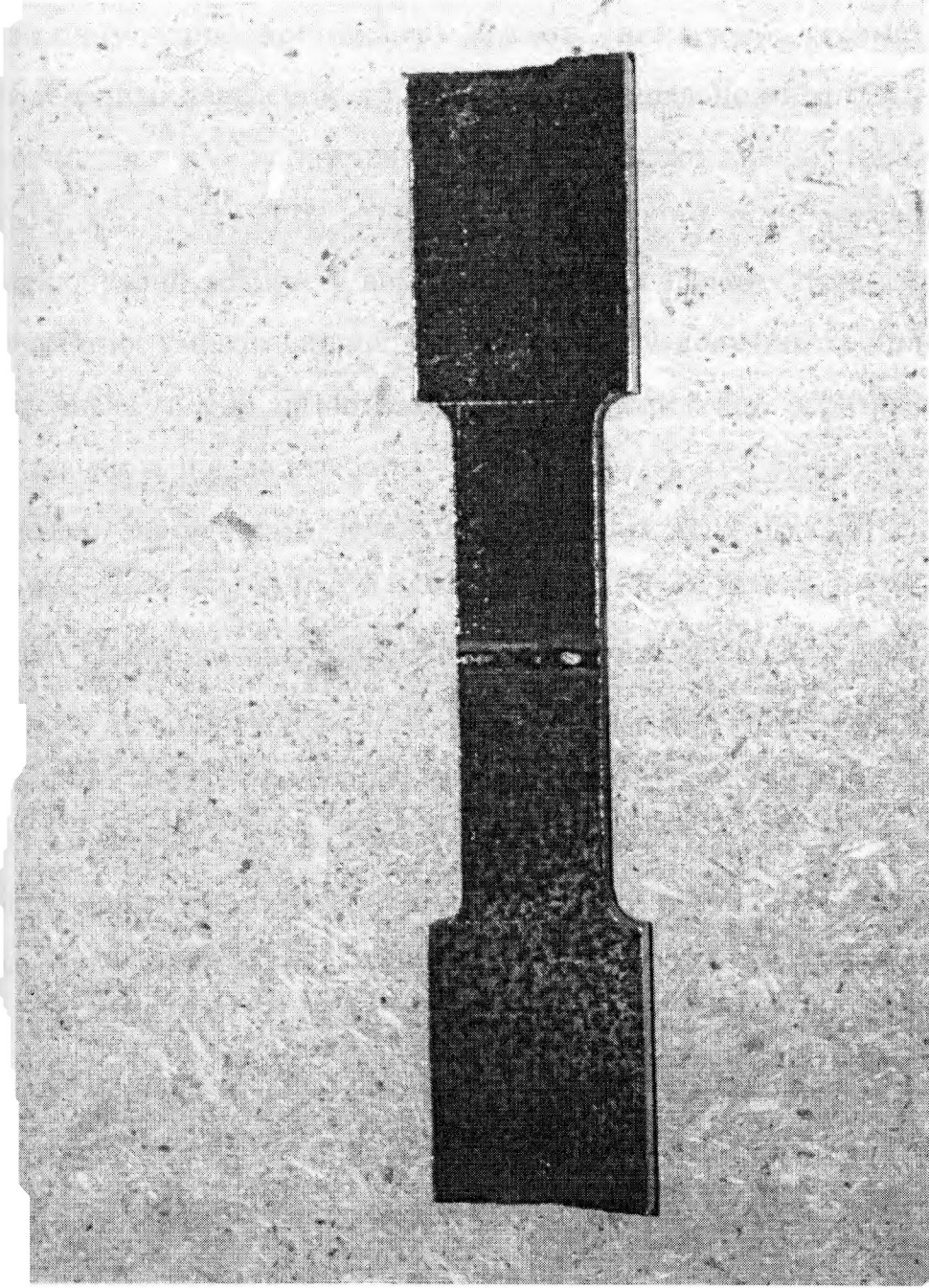


Рис.3.4 – Модель – “virizka”

Закономірності росту втомних тріщин в залежності від максимальних значень коефіцієнта інтенсивності напружень зображаються діаграмами циклічної тріщиностійкості матеріалу.

Дані для побудови таких діаграм отримують в результаті випробувань на циклічну тріщиностійкість зразків визначеної геометричної форми з попередньо наведеною тріщиною від спеціально виготовленого, для цієї мети, концентратора напружень. Зразок піддають, циклічному навантаженню (розтягом, згином) на випробувальній машині, по прийнятій схемі. Суть таких випробувань полягає у вимірюванні, при заданих параметрах навантаження і постійних умовах випробування, приросту довжини тріщини  $\Delta l$  в залежності від числа циклів навантаження  $\Delta N$ . На підставі отриманих даних  $\Delta l$  і  $\Delta N$  визначають швидкість росту тріщини  $V = \Delta l / \Delta N$  після визначення відповідних значень коефіцієнта інтенсивності напружень будують діаграми втомного руйнування [80, 90].

Повні діаграми циклічної тріщиностійкості матеріалів, які побудовані в діапазоні зміни швидкостей росту втомної тріщини від  $10^{-10}$  до  $10^{-5}$  п / цикл, являють собою S - подібну криву з двома граничними значеннями коефіцієнта інтенсивності напружень: нижнім  $K_{th}$ , який відповідає коефіцієнту інтенсивності напружень, нижче якого тріщина при циклічному навантаженні не розвивається, і верхньому  $K_{ic}$ , який характеризує опір матеріалу квазіхрупкому руйнуванню при плоскій деформації або плоскому напруженому стані. Така діаграма складається із трьох ділянок : нижньої і верхньої криволінійних і середньої прямолінійної, для опису якої широко використовують відому залежність [80-90].

$$V = C (\Delta K)^n \text{ або } V = C (U_{i \max})^n \quad (3.3)$$

де  $C$  і  $n$  – характеристики матеріалу, які визначаються експериментально і залежать від його властивостей і умов випробування;  $\Delta K$  – розмах коефіцієнта інтенсивності напружень цикла, який рівний різниці між найбільшим  $K_{\max}$  і

найменшим  $K_{\min}$  значеннями коефіцієнта інтенсивності напружень цикла, тобто  $\Delta K_{\max} = K_{\max} - K_{\min}$ .

За останній час поширення набула більш правильна з фізичної точки зору форма запису рівняння (3.1) [113 ].

$$V = 10^{-7} \left( \frac{\Delta K}{K} \right)^n \text{ м /цикл} \quad (3.4)$$

де  $V$ - значення коефіцієнта інтенсивності напружень при швидкості росту втомної тріщини  $10^{-7}$  м/цикл.

Закономірності росту тріщини в конструкційному матеріалі при дії корозійного середовища представляють по аналогії з випробуваннями на повітрі.

Дані про побудову таких діаграм отримують під час випробувань на корозійну тріщиностійкість. Для цієї мети використовують приведені методики досліджень на статичну і циклічну тріщиностійкість на повітрі. Додатково використовують спеціальні камери із корозійностійкого матеріалу для корозійного середовища і апаратуру для контролю і підтримання заданих умов в камері.

Для вивчення міцності металу труби і шва однорідних зварних з'єднань підводних трубопроводів були проведені дослідження на тріщиностійкість. Досліди проводили на повітрі і в корозійному середовищі при кімнатній температурі на зразках з боковою тріщиною на установці (рис. 3.5) для випробувань консольним згином з частотою 24 Гц .

Принципова схема конструкції установки для дослідження тріщиностійкості в циклічно деформованих призматичних зразках показана на рис.3.6. Привід машини від двигуна постійного струму типу П-11 з незалежним збудженням. На вал двигуна посаджений кривошип 2 з втулкою 3, обертом якої відносно ексцентрика можна регулювати величину ексцентриситету (амплітуду деформації) від 0 до 4 мм. Гайка 4 і болт 5 служать для фіксації і пресовки втулки при регулюванні ексцентриситету. Показник амплітуди деформації

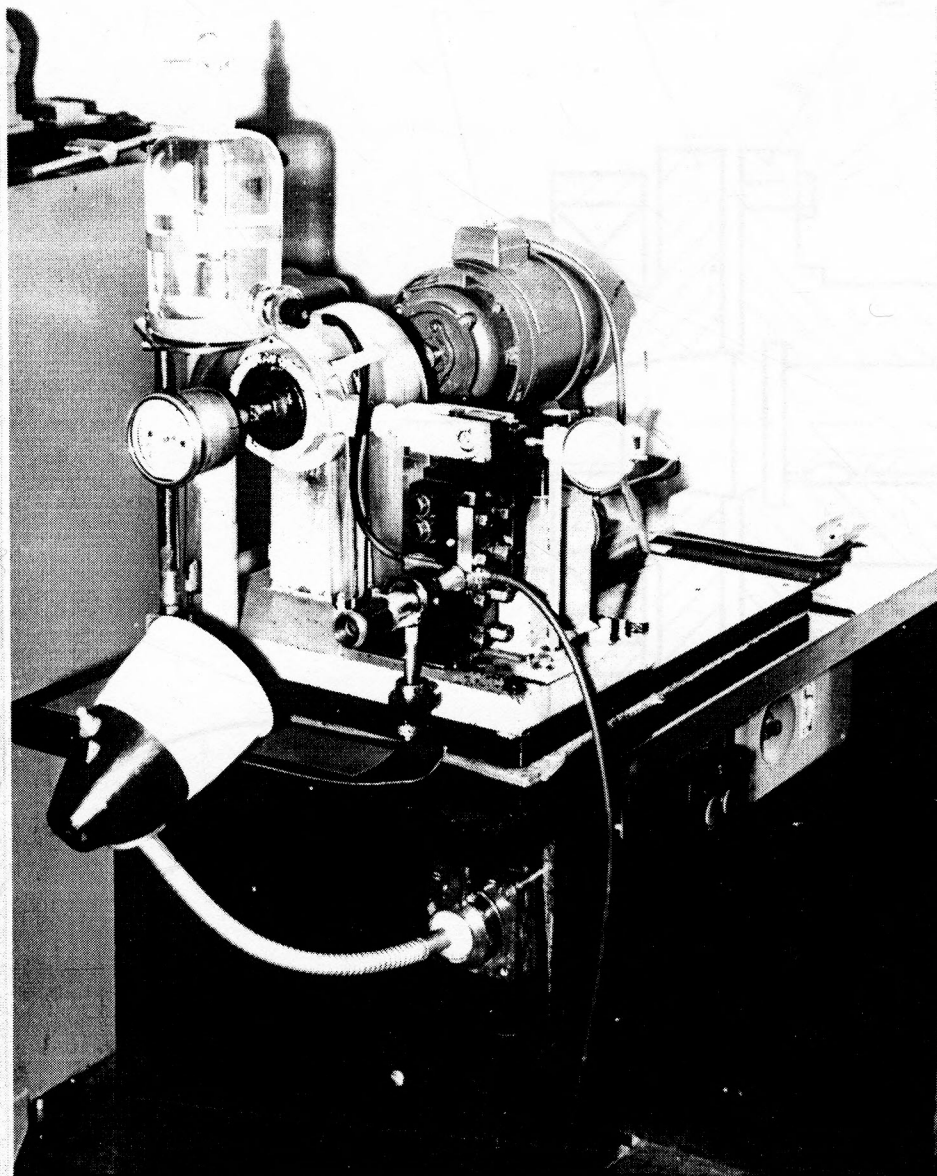


Рис. 3.5 – Установка для дослідження поширення тріщин в призматичних взірцях

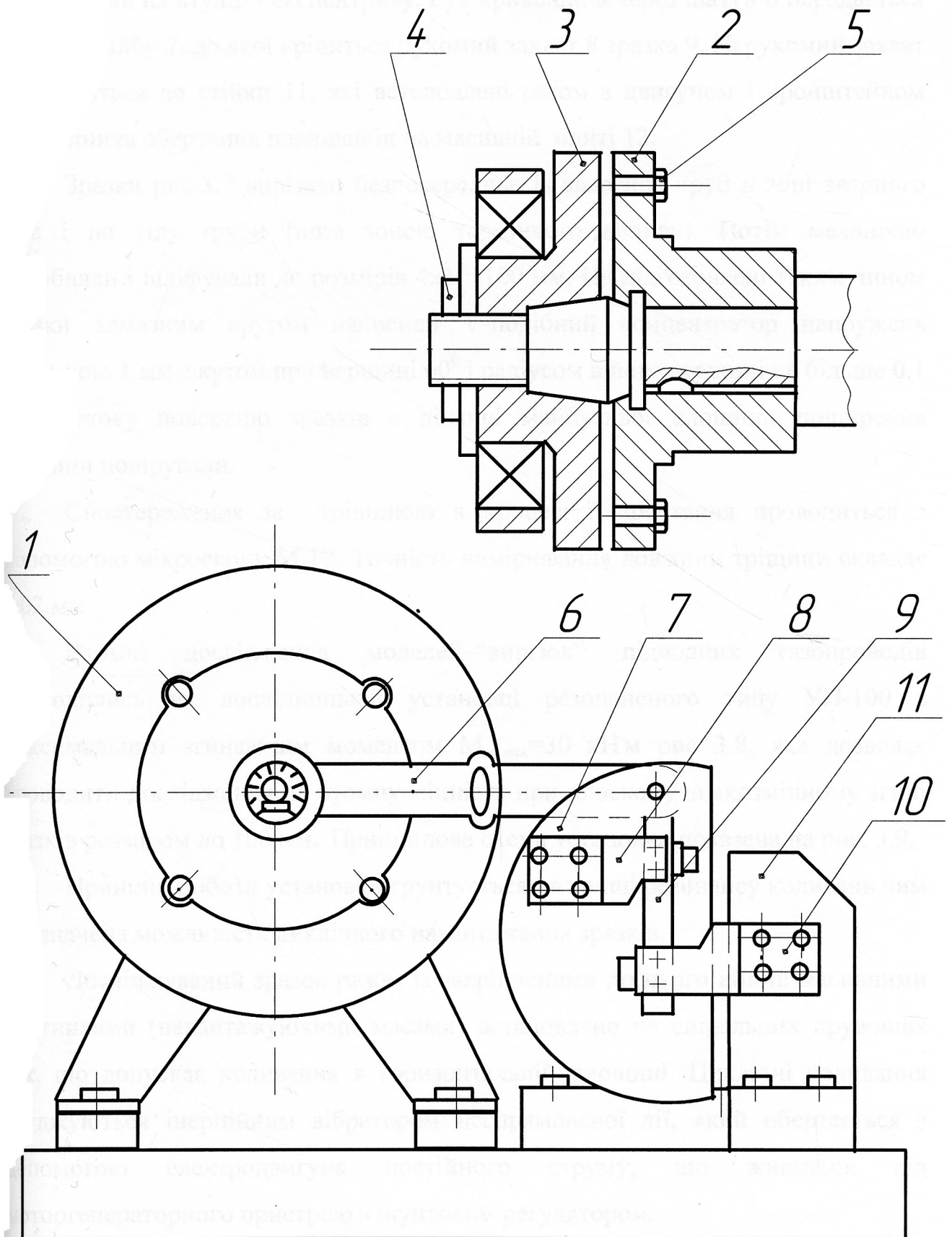


Рис. 3.6 - Принципова схема установки для дослідження тріщиностійкості

розміщений на втулці і ексцентрику. Рух кривошипа через шатун 6 передається на планшайбу 7, до якої кріпиться рухомий захват 8 зразка 9. Нерухомий захват 10 кріпиться до стійки 11, які встановлені разом з двигуном і кронштейном підшипника обертання планшайби на масивній плиті 12.

Зразки рис.3.7 вирізали безпосередньо із зварених труб в зоні зварного шва і по тілу труби (поза зоною термічного впливу). Потім механічно обробляли і шліфували до розмірів 4x10x100 мм. На підготовлені таким чином зразки алмазним кругом наносили V-подібний концентратор напружень глибиною 1 мм з кутом при вершині  $60^{\circ}$  і радіусом в його вершині не більше 0,1 мм. Бокову поверхню зразків в ділянці майбутньої площини поширення тріщини полірували.

Спостереження за тріщиною в процесі її зростання проводиться з допомогою мікроскопу М 12. Точність вимірювання довжини тріщини складає 0,02 мм.

Втомні дослідження моделей—“вирізків” підводних газопроводів проводились на дослідницькій установці резонансного типу УП-100 з максимальним згинаючим моментом  $M_{зг.мах}=30$  кН·м рис 3.8, яка дозволяє проводити дослідження на втомну міцність при плоскому знакозмінному згині зразків розміром до 100 мм. Принципова схема установки показана на рис. 3.9.

Принцип роботи установки ґрунтується на явищі резонансу коливань чим визначена можливість циклічного навантаження зразків.

Досліджуваний зразок разом із закріпленими до нього кінців масивними маятниками (навантажуючими масами) встановлено на спіральних пружинах так, що допускає коливання в горизонтальній площині. Циклічні коливання збуджуються інерційним вібратором неспрямованої дії, який обертається з допомогою електродвигуна постійного струму, що живиться від моторгенераторного пристрою з шунтовим регулятором.

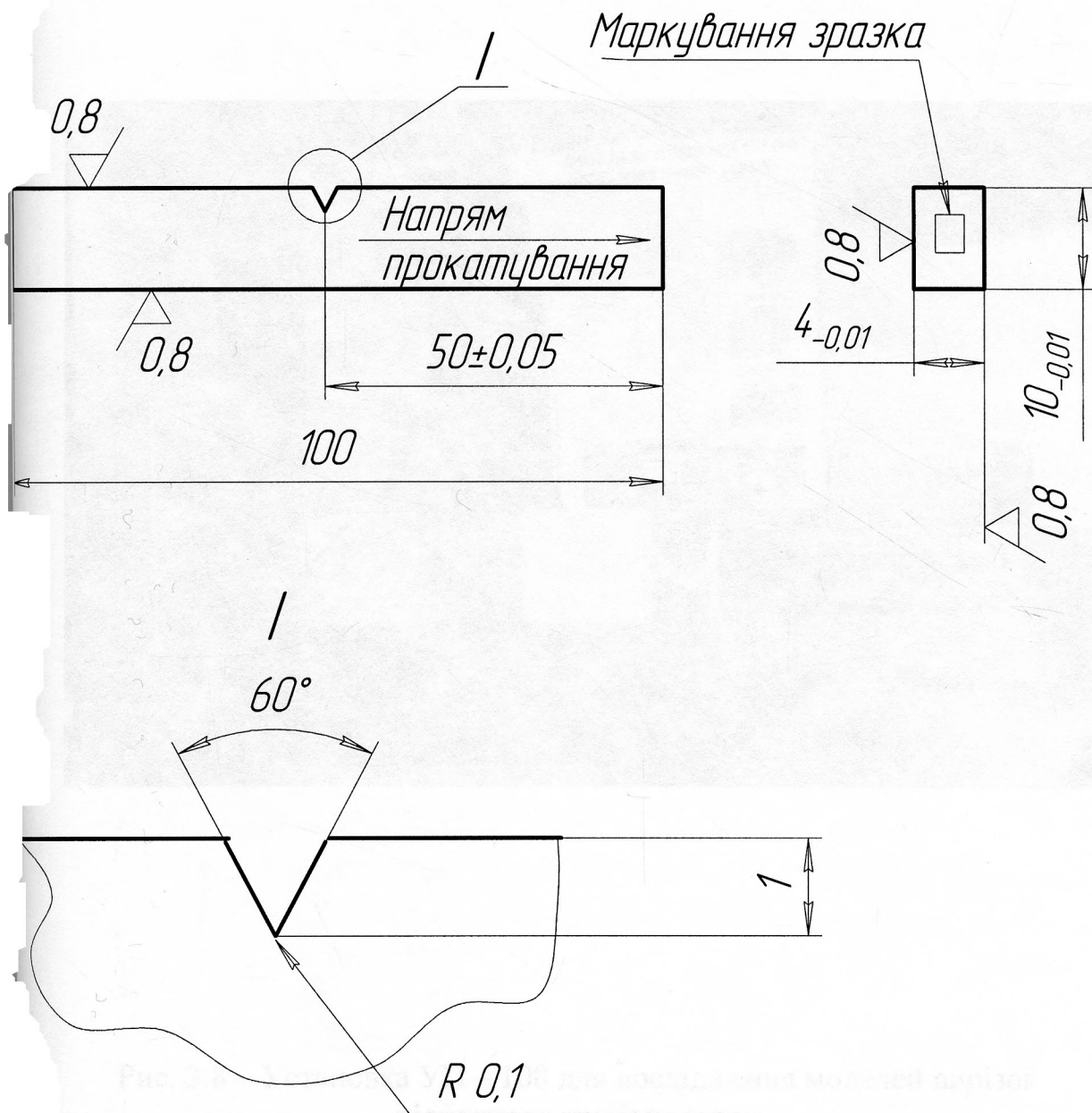


Рис. 3.7 - Плоскі зразки для дослідження матеріалу газопроводів

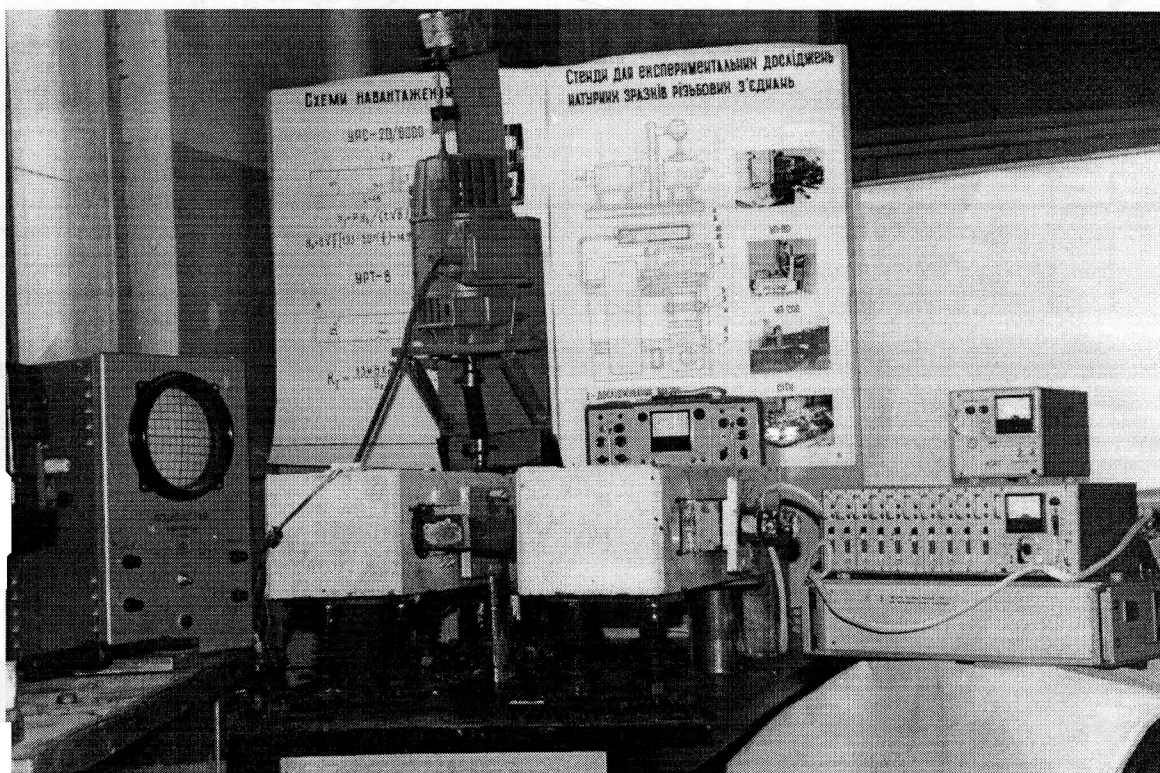
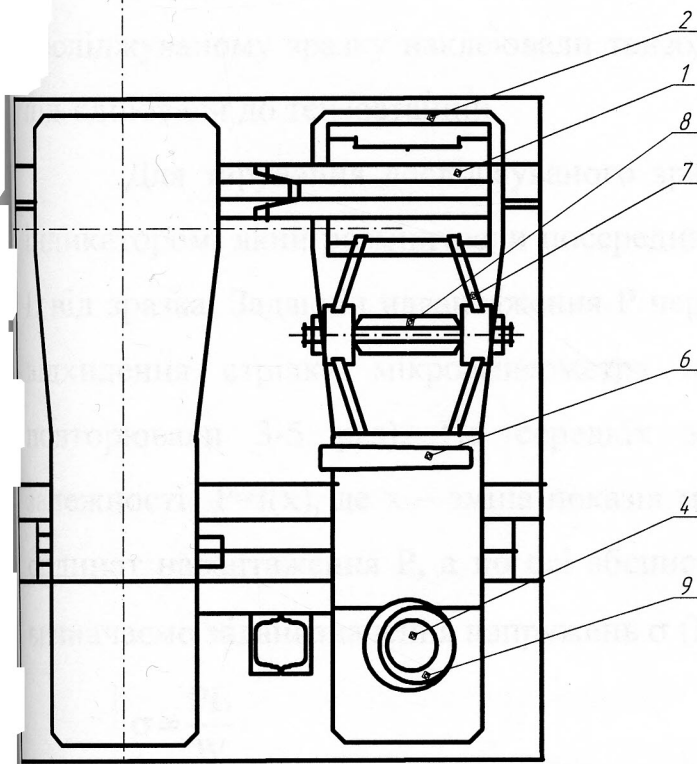
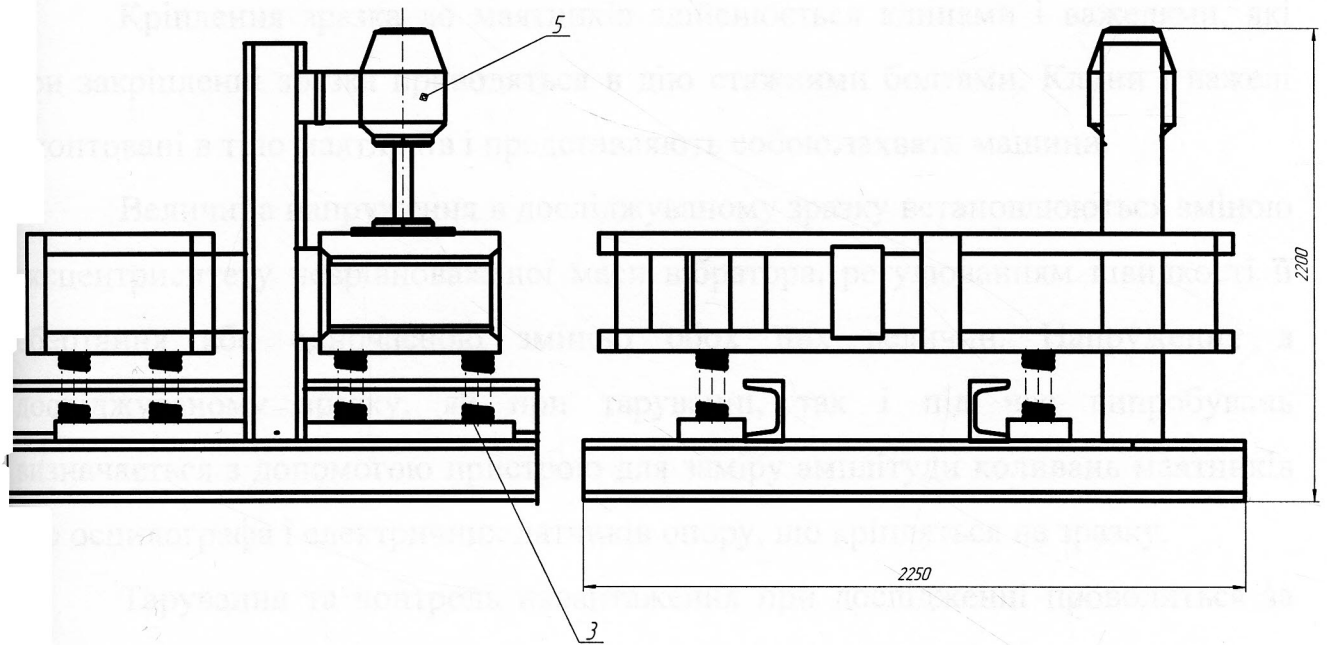


Рис. 3.8 – Установка УП – 100 для дослідження моделей вирізок підводного трубопроводу



1. Зразок
2. Навантажуючі маси
3. Гвинтові пружини
4. Вал двигуна
5. Електричний двигун
6. Клин
7. "Зламні" важілі
8. Стяжний болт
9. Ексцентрик

Рис. 3.9 - Принципова схема установки УП-100

Вал вібратора з'єднаний з валом електродвигуна через карданний вал. Електродвигун допускає регулювання частоти обертання в широких межах і тим самим – підбір вимушеної частоти і частоти власних коливань системи.

Кріплення зразка до маятників здійснюється клинами і важелями, які при закріпленні зразка приводяться в дію стяжними болтами. Клини і важелі вмонтовані в тіло маятників і представляють собою захвати машини.

Величина напруження в досліджуваному зразку встановлюються зміною ексцентриситету неврівноваженої маси вібратора, регулюванням швидкості її обертання або одночасною зміною обох цих величин. Напруження в досліджуваному зразку, як при таруванні, так і під час випробувань визначається з допомогою пристрою для заміру амплітуди коливань маятників або осцилографу і електричних датчиків опору, що кріпляться на зразку.

Тарування та контроль навантаження при дослідженні проводиться за допомогою тензометричної станції “ТОПАЗ-3”. Для цього на поверхні ведучої навантажуючої маси наклеювали місткову схему із тензодатчиків, а на досліджуваному зразку наклеювали тензодатчик в зоні зварного шва і виходи під'єднювали до тензостанції.

Для тарування досліджуваного зразка використовувався динамометр з індикатором, який розміщували посередині між коливними масами на відстані  $L$  від зразка. Задаючи навантаження  $P$  через кожних 50 кГс проводимо записи відхилення стрілки мікроамперметра на тензометричній станції (виміри повторювали 3-5 раз). По середніх значеннях вимірів будуємо графік залежності  $P=f(x)$ , де  $x$  – зміна показів мікроамперметра. Відкладаючи по осі ординат навантаження  $P$ , а по осі абсцис значення  $x$  будуємо графік, з якого визначаємо задані значення напружень  $\sigma$  (МПа):

$$\sigma = \frac{PL}{W} \quad (3.5)$$

де  $W$  – момент опору досліджуваного зразка, який для даного випадку визначається з відношення:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (3.6)$$

де  $b$  – товщина зразка;  $h$  – висота.

Або задаючи значення  $\sigma$  визначасмо значення навантаження  $P$

$$P = \frac{\sigma \cdot b \cdot h^2}{6L} \quad (3.7)$$

Враховуючи різний характер навантажень випробувальних машин, проведені порівняльні випробування зразків. Встановлено відхилення границі витривалості при випробуванні на установці УП-100 не перевищує 3...5%.

Для проведення досліджень впливу корозійного середовища на опір втоми зварних з'єднань була модернізована випробувальна машина УП-100, яка дозволяє проводити дослідження в корозійному середовищі.

Для того, щоб корозійний розчин омивав зварне з'єднання ззовні, застосовувалась спеціальна камера. З допомогою насоса корозійний розчин неперервним потоком (200 л/хв) подавався в камеру.

В якості корозійного середовища застосовувався 3% водний розчин натрієвої солі  $\text{NaCl}$ .

### 3.3. Дослідження втомних та корозійно-втомних характеристик матеріалу підводних трубопроводів

На сьогоднішній день експериментально встановлено, що прискорений ріст тріщини в корозійному середовищі викликаний механізмами локального анодного розчинення і водневого окрихчення металу в околі вершини тріщини [96].

В деяких випадках прискорений розвиток тріщини в середовищах феноменологічно пояснюють також адсорбційним механізмом [19, 60], хоча прямих доказів його самостійного існування для водяних середовищ немає.

Первинним актом взаємодії корозійного середовища з деформованим металом слід вважати адсорбцію її молекул на поверхні металу. Можливе при цьому деяке зниження поверхневої енергії полегшує вихід іонів металу в розчин і сприяє проникненню водню в метал. Тому адсорбційний ефект більш правильно розглядати в сокупності з механізмами локального розчинення і водневого окрихчення, а не як самостійний механізм прискореного росту тріщини у водному корозійному середовищі.

Суть механізму локального анодного розчинення заключається в прискореному виході в середовище іонів металу із активним механічним напруженням ділянок поверхні вершини тріщини [36, 61, 84].

Необхідною умовою руйнування металів за механізмом локального анодного розчинення є наявність електрорушійної сили в системі метал-середовище, обумовленої різницею електродних потенціалів між окремими ділянками поверхні тріщини.

На відміну від локальної корозії без напружень, при якій локальні анодні і катодні ділянки розподілені внаслідок мікрогетерогенності металу по всій його поверхні, при локальній корозії під напруженням створюються умови макрогетерогенності, коли вся поверхня металу в порівнянні з активованою зоною у вершині тріщини стає еквіпотенціальною. Це приводить до утворення електрохімічної макропар: активований метал у вершині тріщини – анод, метал поверхні зразка і бічних поверхонь тріщини-катод, електрорушійна сила якої визначається уже різницею електродних потенціалів між вершиною тріщини в решти поверхні зразка.

Утворенню гетерогенних зон, а значить створенню макропар анод-катод, сприяють процеси формування хімічно неактивних плівок із термодинамічно стійких оксидів і гідратів продуктів корозії на поверхні металу, а також порушення їх суцільності у вершині під час навантаження зразка. Постійний активний стан у вершині тріщини забезпечується, крім розтягуючих напружень, також і змінами складу електроліту.

Наявність механізму локального анодного розчинення підтверджується дослідженнями [114, 115], які встановили підвищену більш ніж на порядок концентрацію іонів металу в околі вершини тріщини в порівнянні з її значенням в загальному об'ємі.

Для вивчення міцності металу шва однорідних зварних з'єднань газопроводів були проведені дослідження на циклічну корозійну тріщиностійкість. При цьому випробовували балочні зразки, вирізані з труб діаметром 325 мм, товщиною стінки 16 мм, марки сталі 20 (0.22% С, 0.59% Мп, 0.29% Si, 0.025% S, 0.011% Р, 0.11% Cr, 0.08% Ni, 0.15% Cu ). Досліди проводили на повітрі і в 3% розчині NaCl при кімнатній температурі на зразках з боковою тріщиною на установці (рис. 3.5) для випробовувань консольним згином з частотою 24 Гц.

Дослідження проводили згідно методики, описаної в розділі 3.2 . За результатами виміряних в процесі випробовувань довжин тріщин  $l_i$  і відповідних їм чисел циклів навантаження  $N_i$  будували криві росту втомної та корозійно-втомної тріщини, на основі яких визначали їх швидкість росту  $V$ , як відношення приросту довжини тріщини  $\Delta l$  між двома послідовними вимірами до відповідного числа циклів навантаження  $\Delta N$ :

$$V = \Delta l / \Delta N = (l_{i+1} - l_i) / (N_{i+1} - N_i), \quad (3.8)$$

де  $l_i$  і  $l_{i+1}$  – два послідовних виміри ростучої тріщини;

$N_i$  і  $N_{i+1}$  – числа циклів навантаження зразка, які відповідають довжинам тріщини  $l_i$  і  $l_{i+1}$  .

Потім для кожного значення швидкості росту втомної тріщини визначали відповідні їм значення коефіцієнта інтенсивності напружень

$$K_{I_{max}} = f(A_m, l_m), \quad (3.9)$$

$l_m$  – довжина тріщини між двома послідовними вимірами;

$A_m$  – амплітуда навантаження, яка задається в процесі випробовувань для кожного приросту довжини втомної тріщини.

Результати досліджень тріщиностійкості зразків із матеріалу труб представлені на рис. 3.10 у вигляді графіка залежності довжини тріщини  $l$  від кількості циклів  $N$ : крива 1 – основний матеріал; крива 2 – зона зварного шва. Як видно з рис. 3.10 при розвитку втомної тріщини до половини зразка при однакових амплітудах навантаження кількість циклів для підростання тріщини на визначену величину не однакова. Так для зразків, вирізаних в зоні зварного шва (крива 1) кількість циклів для підростання тріщини на 0,3 мм більша ніж для зразків, вирізаних із основного матеріалу труби (крива 2).

Результати досліджень зразків із зони основного матеріалу представлені в таблиці 3.1, а зразків із зони зварного шва в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 – Результати досліджень зразків із зони зварного шва

№	Амплітуда навантаж., мм	Довжини тріщини, мм	Приріст тріщини, мм	Кількість циклів, $10^3$	Швидкість росту тріщини, мм/цикл
1	1,0	1,9	0,3	11,0	$2,73 \cdot 10^{-5}$
2	0,89	2,3	0,3	7,8	$3,85 \cdot 10^{-5}$
3	0,8	2,7	0,3	10,1	$2,97 \cdot 10^{-5}$
4	0,72	3,13	0,33	10,9	$3,03 \cdot 10^{-5}$
5	0,65	3,5	0,3	16,2	$1,85 \cdot 10^{-5}$
6	0,58	3,9	0,3	24,1	$1,245 \cdot 10^{-5}$
7	0,52	4,3	0,29	26,8	$1,08 \cdot 10^{-5}$
8	0,47	4,7	0,3	32,7	$9,174 \cdot 10^{-6}$

Таблиця 3.2 – Результати досліджень зразків вирізаних із основного матеріалу труби

№	Амплітуда навантаж., мм	Довжини тріщини, мм	Приріст тріщини, мм	Кількість циклів $10^3$	Швидкість росту тріщини
1	1,0	1,9	0,3	11,9	$2,52 \cdot 10^{-5}$
2	0,89	2,32	0,32	20,2	$1,58 \cdot 10^{-5}$
3	0,8	2,7	0,3	21,3	$1,4 \cdot 10^{-5}$
4	0,72	3,1	0,3	24,0	$1,25 \cdot 10^{-5}$
5	0,65	3,5	0,3	42,0	$7,14 \cdot 10^{-6}$
6	0,58	3,9	0,31	48,4	$6,4 \cdot 10^{-6}$
7	0,52	4,3	0,3	66,5	$4,5 \cdot 10^{-6}$
8	0,47	4,7	0,3	94,4	$3,17 \cdot 10^{-6}$

Візуальні спостереження за ростом тріщини показують, що в зразках вирізаних із основного матеріалу тріщини поширюється в основному прямолінійно, а в зразках вирізаних із зони зварного шва розгалужено з відхиленням вгору і вниз від прямої лінії.

Кожній системі матеріал-середовище властива своя діаграма корозійної тріщиностійкості. Повна діаграма статичної корозійної тріщиностійкості являє собою криву, яка складається із трьох ділянок, яка розміщена між двома граничними значеннями коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{I_{SCC}}$ , які відповідають коефіцієнту інтенсивності напружень, нижче якого тріщина в корозійному середовищі при статичному навантаженні не розвивається, і  $K_{Ic}$ , який характеризує опір матеріалу квазіхрупкому руйнуванню при плоскій деформації (напруженому стані). Перша ділянка діаграми відтворює прискорений розвиток магістральної тріщини із незначним розгалуженням. На другій пологій ділянці (плато) поширення тріщини супроводжується інтенсивним макророзгалуженням, причому швидкість її не змінюється при зміні коефіцієнта інтенсивності напружень в досить широкому діапазоні. Третя

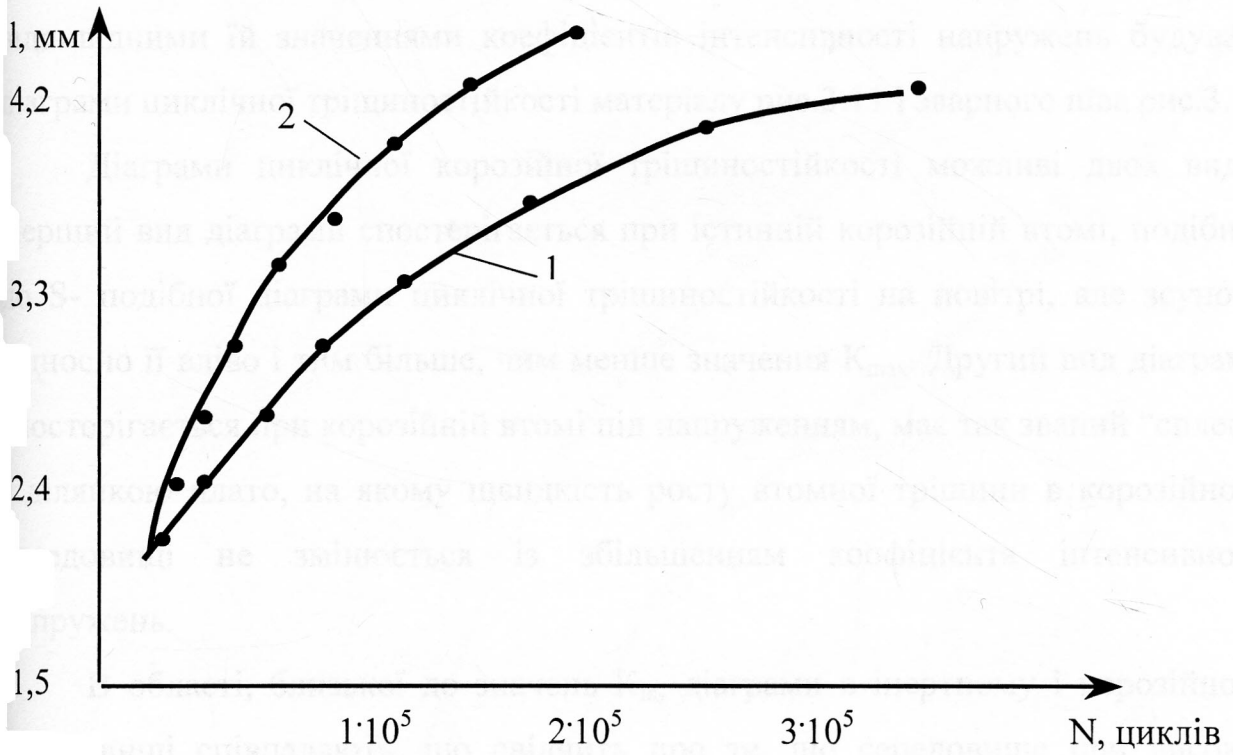


Рис.3.10 – залежність росту довжини тріщини від кількості циклів:  
 1 – для зразків вирізаних із основного матеріалу;  
 2 – для зразків вирізаних із зони зварного шва

ділянка діаграми досить крута – внаслідок прискореного поширення тріщини в результаті утворення кругових і радіальних мікротріщин в зоні пластичних деформацій в околі вершини тріщини, які сприяють інтенсивному руйнуванню матеріала.

За встановленими значеннями швидкості росту втомної тріщини і відповідними їй значеннями коефіцієнтів інтенсивності напружень будували діаграми циклічної тріщиностійкості матеріалу рис.3.11 і зварного шва рис.3.12.

Діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості можливі двох видів. Перший вид діаграми спостерігається при істинній корозійній втомі, подібний до S- подібної діаграми циклічної тріщиностійкості на повітрі, але зсунотої відносно її вліво і тим більше, чим менше значення  $K_{max}$ . Другий вид діаграми, спостерігається при корозійній втомі під напруженням, має так званий “сплеск” в ділянкою плато, на якому швидкість росту втомної тріщини в корозійному середовищі не змінюється із збільшенням коефіцієнта інтенсивності напружень.

В області, близької до значень  $K_{Ic}$ , діаграми в інертному і корозійному середовищі співпадають, що свідчить про те, що середовище при високих швидкостях росту тріщини не впливає на тріщиностійкість. Початок “сплеску” на діаграмі відповідає значенню  $K_{Isc}$ .

Із рисунка 3.11 видно, що в діапазоні швидкостей росту втомної тріщини  $10^{-9} - 10^{-7}$  м/цикл, циклічна тріщиностійкість сталі 20 на повітрі набагато вища ніж в середовищі 3% NaCl. На рис.3.12 показані аналогічні залежності для зварного шва.

Аналізуючи результати проведених досліджень можна зробити висновок, що тріщиностійкість зварного з’єднання випробовуваного на повітрі вища ніж тріщиностійкість основного матеріалу.

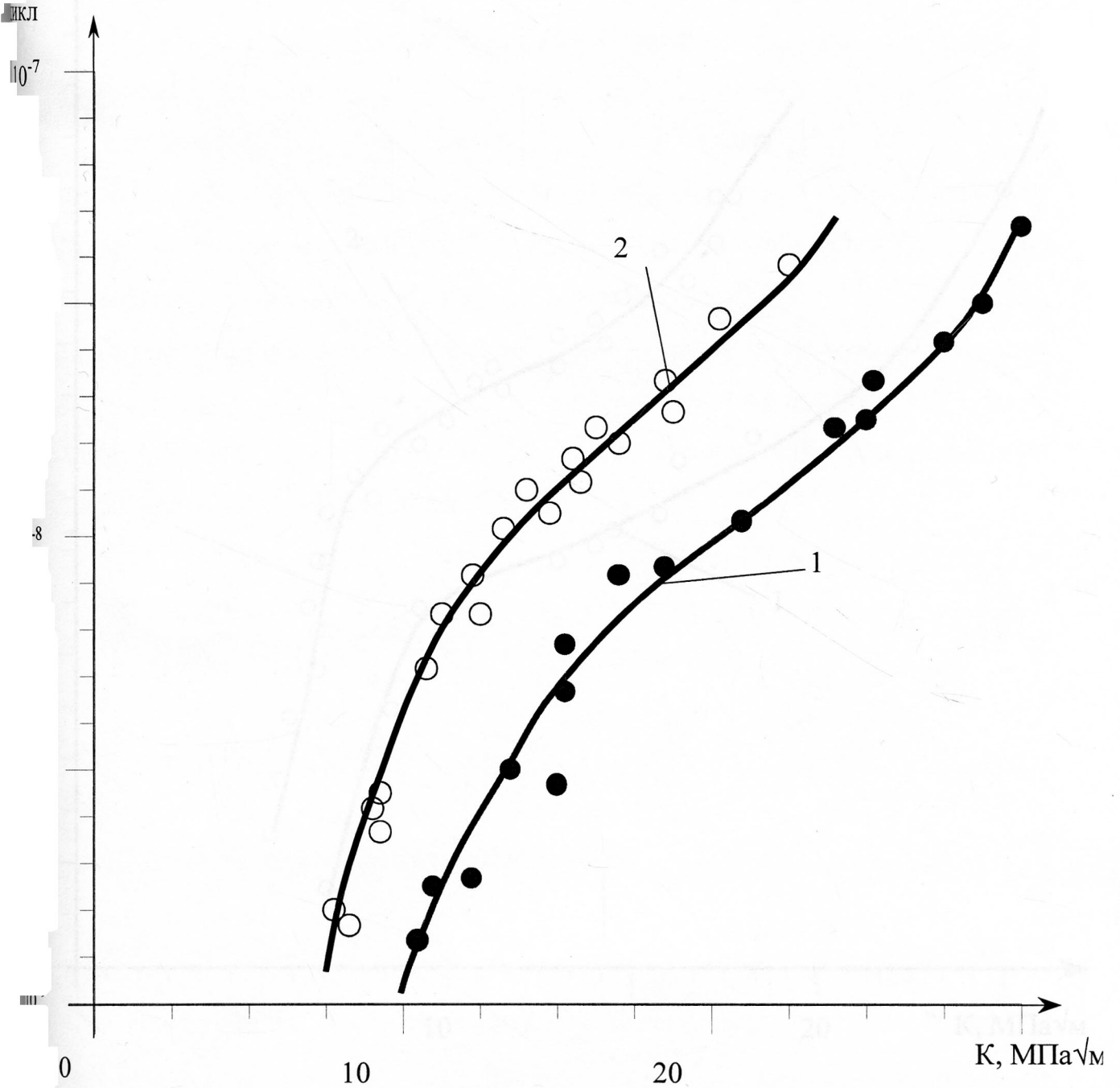


Рис.3.11 – Діаграма втомного руйнування матеріалу в зоні термічного впливу: 1 – на повітрі; 2 – в 3% розчині NaCl

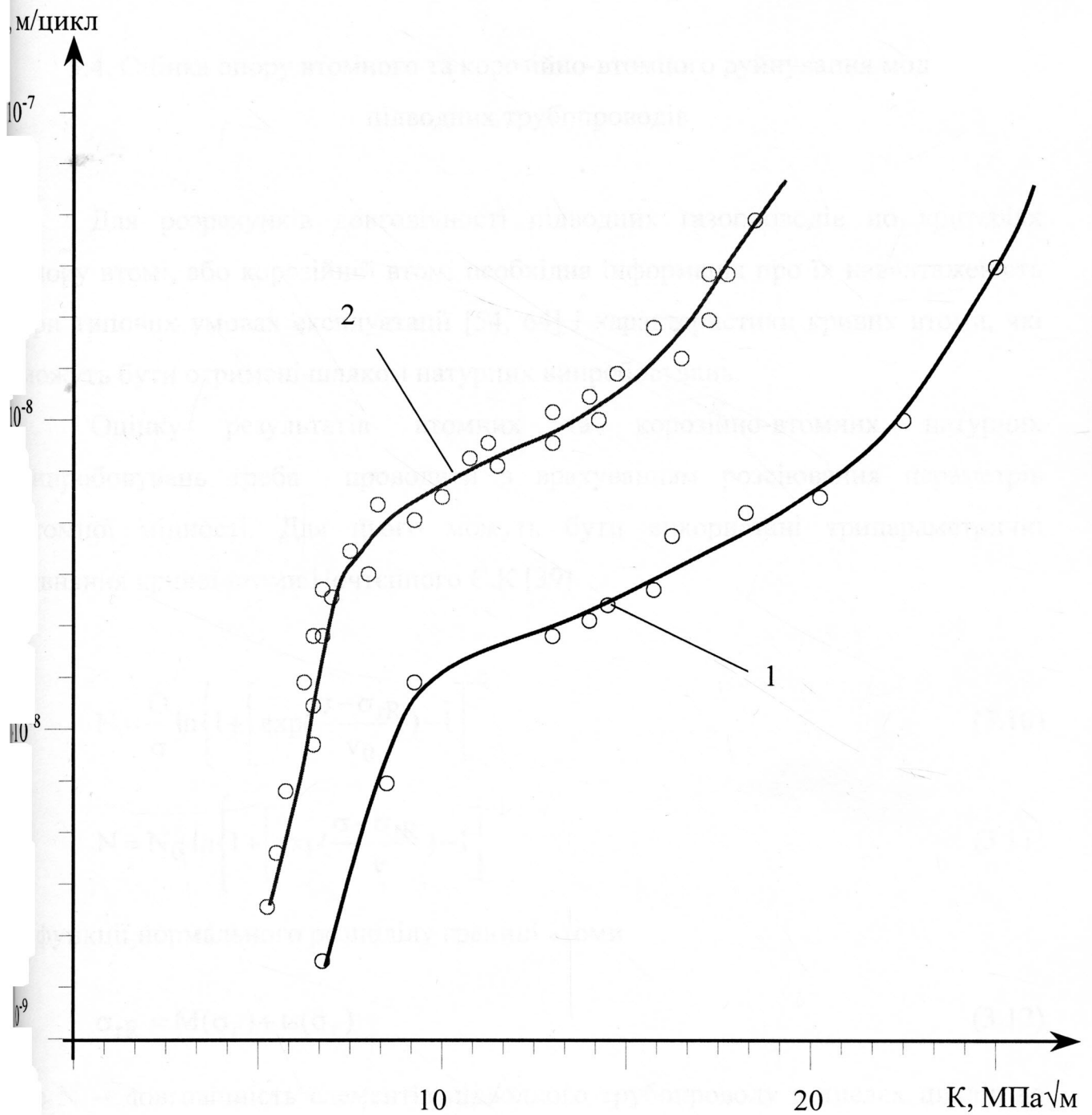


Рис. 3.12 - Діаграма втомного руйнування зразків зварного шва підводних газопроводів: 1- на повітрі; 2 - в 3% NaCl

### 3.4. Оцінка опору втомного та корозійно-втомного руйнування моделей підводних трубопроводів

Для розрахунків довговічності підводних газопроводів по критеріях опору втоми, або корозійній втомі необхідна інформація про їх навантаженість при типових умовах експлуатації [54, 64] і характеристики кривих втоми, які можуть бути отримані шляхом натурних випробовувань.

Оцінку результатів втомних та корозійно-втомних натурних випробовувань треба проводити з врахуванням розсіювання параметрів втомної міцності. Для цього можуть бути використані трипараметричні рівняння кривої втоми Почтенного Є.К [39].

$$N = \frac{Q}{\sigma} \ln \left\{ 1 + \left[ \exp\left(\frac{\sigma - \sigma_{rR}}{v_0}\right) - 1 \right]^{-1} \right\} \quad (3.10)$$

$$N = N_6 \ln \left\{ 1 + \left[ \exp\left(\frac{\sigma - \sigma_{rR}}{v}\right) - 1 \right]^{-1} \right\} \quad (3.11)$$

і функції нормального розподілу границі втоми

$$\sigma_{rR} = M(\sigma_r) + ts(\sigma_r) \quad (3.12)$$

де  $N$  -- довговічність елементів підводного трубопроводу в числах циклів до руйнування;

$\sigma$  -- значення діючого напруження;

$Q, v_0$  -- параметри рівняння (3.10);

$\sigma_{rR}$  -- значення границі втоми, яке відповідає ймовірності неруйнування  $R$ ;

$N_6, v$  -- параметри рівняння (3.11), які характеризують відповідно кут нахилу лівої вітки і число циклів до точки нижнього перегину кривої втоми;

$M(\sigma_r)$ ;  $S(\sigma_r)$  -- параметри функції нормального розподілу значень границь втоми сукупності об'єктів виборки ( $M$  -- математичне очікування,  $S$  -- середньоквадратичне відхилення);

$t$  -- квантіль нормального розподілу, яка відповідає ймовірності черуїнування  $R$ .

Між параметрами рівнянь (3.8) і (3.9) для сукупності однотипних деталей існують наступні залежності:

$$N_0 = \frac{Q}{\sigma_r} \quad (3.13)$$

$$\frac{1}{v} = \frac{1}{\sigma_r} + \frac{1}{v_0} \quad (3.14)$$

Використання даних рівнянь при обробці результатів втомних випробовувань рівняння (3.9) дає хороші оцінки середнього значення границі втоми, але занижені оцінки квадратичного відхилення. Тому рівняння (3.11) більш доцільно використовувати при порівняльних випробовуваннях. Для більш точної оцінки необхідно користуватися рівнянням (3.10).

В реальних умовах втомну міцність елементів трубопроводу можна оцінити по результатах експерименту на вибірковій партії, яка має бути виготовлена по технології аналогічній при серійному виробництві. При цьому параметри рівняння кривої втоми будуть випадковими величинами, які можуть змінюватись при повторенні експерименту. Тому необхідно оцінювати точність статистичних характеристик втоми використовуючи довірчі інтервали, які відповідають наперед заданому рівню довірчої ймовірності. Довірчі інтервали для середнього значення границь втоми можуть визначатись по  $t$ -розподілу Стюдента, а для квадратичного відхилення -- з використанням  $\chi^2$  -- розподілу. Довірчі інтервали для середнього значення границі втоми знаходяться по формулі:

$$\bar{\sigma}_{r \min} = \bar{\sigma}_r - t_{\gamma k} \frac{S}{\sqrt{n}} \leq M(\sigma_r) \leq \bar{\sigma}_{r \max} = \bar{\sigma}_r + t_{\gamma k} \frac{S}{\sqrt{n}} \quad (3.15)$$

$M(\sigma_r)$  -- математичне очікування середнього значення границі витривалості;

$\sigma_{r\min}, \sigma_{r\max}$  -- нижня і верхня границя довірчого інтервалу для середнього значення границі втоми;

$t_{\gamma,k}$  -- квантіль розподілу Стюдента, який залежить від довірчої ймовірності і числа зруйнованих деталей.

Довірчі інтервали для середнього квадратичного відхилення визначаємо по формулі:

$$S_{\min} = S \cdot z_1 \leq S(\sigma_r) \leq S \cdot z_2 = S_{\max} \quad (3.16)$$

$S(\sigma_r)$  -- квадратичне відхилення для значень границі втоми;

$S_{\min}, S_{\max}$  -- нижня і верхня границі довірчого інтервалу для середнього квадратичного відхилення;

$z_1, z_2$  -- коефіцієнти, які залежать від довірчої ймовірності і числа зруйнованих деталей.

Уточнення об'єму виборки на основі оцінки точності статистичних характеристик опору втомі проводиться по формулі:

$$\alpha = t_{\gamma k} \frac{1}{\sqrt{n}} v < [\alpha] \quad (3.17)$$

$v = \frac{S}{\sigma_r}$  -- коефіцієнт варіації границі втоми. Величина  $\alpha$  для інженерних

розрахунків приймається рівною 5%.

Для отримання параметрів опору втомі підводного трубопровода випробовувані моделі зварного з'єднання, вибір яких обґрунтований в розділі 3.1. В результаті випробовувань були отримані значення напружень і числа циклів до руйнування (додаток 1), які були оброблені згідно рівняння (3.10) по програмі "SOLVE" (додаток 2). Отримані наступні характеристики опору втомі:  $N_6=2086600$ ;  $V=19,69$  МПа;  $\sigma_r=71,5249$ ;  $\nu=0,04$ . Використовуючи формулу (3.7) визначимо точність оцінки середнього значення границі втоми. Значення

величини  $\alpha$  рівне 3,48%, що відповідає точності інженерних розрахунків і нема необхідності в проведенні додаткових досліджень із збільшенням об'єму вибірки.

На рис.3.13 кружками показані результати випробовування моделей зварного шва, а суцільними лініями криві втоми для довірчих ймовірностей 0,5; 0,95 і 0,99.

Руйнування зразків відбувалося виключно по зварному шву рис.3.14а і б, причому тріщина утворювалася і розвивалася, практично одночасно, з обох сторін зварного шва.

Характеристики втомної міцності отримані при симетричному циклу навантаження їх було перераховано для віднульового (рис.3.15), щоб мати можливість провести порівняння з довговічністю натурних труб, які були випробовані при повторному навантаженні їх внутрішнім тиском [2, 23].

Довговічність труб в результаті випробовувань [2, 23] при напруженнях 221, 230 і 224 МПа відповідно була рівна 1872, 4445 і 9265 циклів (точки показані трикутниками). Як видно з рис. 3.15 враховуючи існуюче розсіювання довговічності, можна зробити висновок про можливість використання запропонованого методу оцінки довговічності трубопроводів по результатах випробовування їх моделей – “вирізок”.

Мікро- і макромеханізми руйнування тісно пов'язані між собою. Електронна фрактографія зломів дозволяє уточнити механізми та енергоємність руйнування. Тому із зломів натурних зразків зварних з'єднань газопроводів із сталі С – 20 були виготовлені вуглецеві репліки та розглянуті в електронному мікроскопі УЕМ 100 В при збільшенні в 15 тис. разів. Репліки знімалися з області зародження та початкового поширення тріщини, а також з середньої частини зразка суцільного та зварного з'єднання. Фрактограми зломів приведені відповідно на рис. 3.16 та рис.3.17.

Порівнюючи зломи початкової стадії поширення тріщини (рис.3.15а,б) видно, що на утворення злому суцільного зразка, затрачено більше енергії.

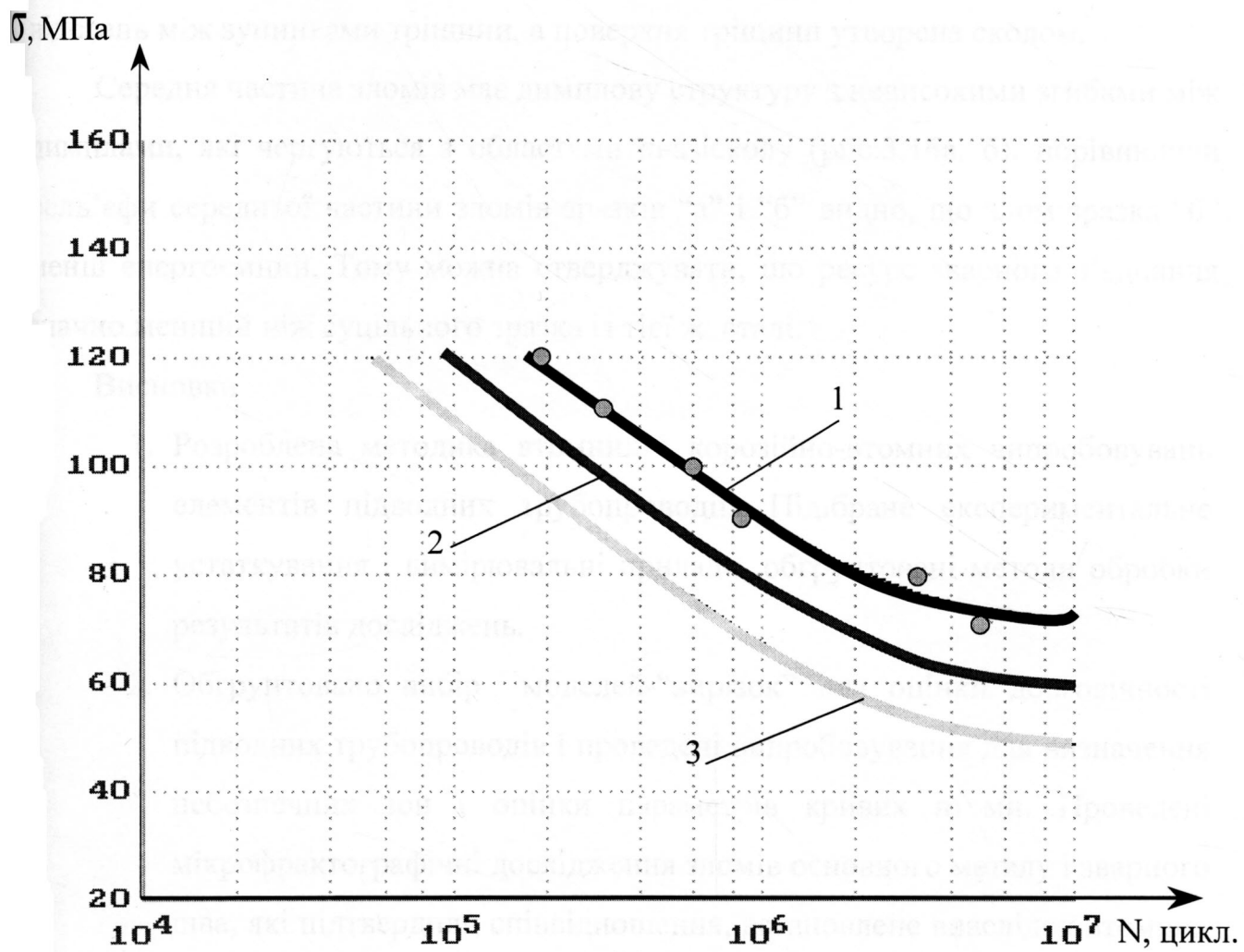


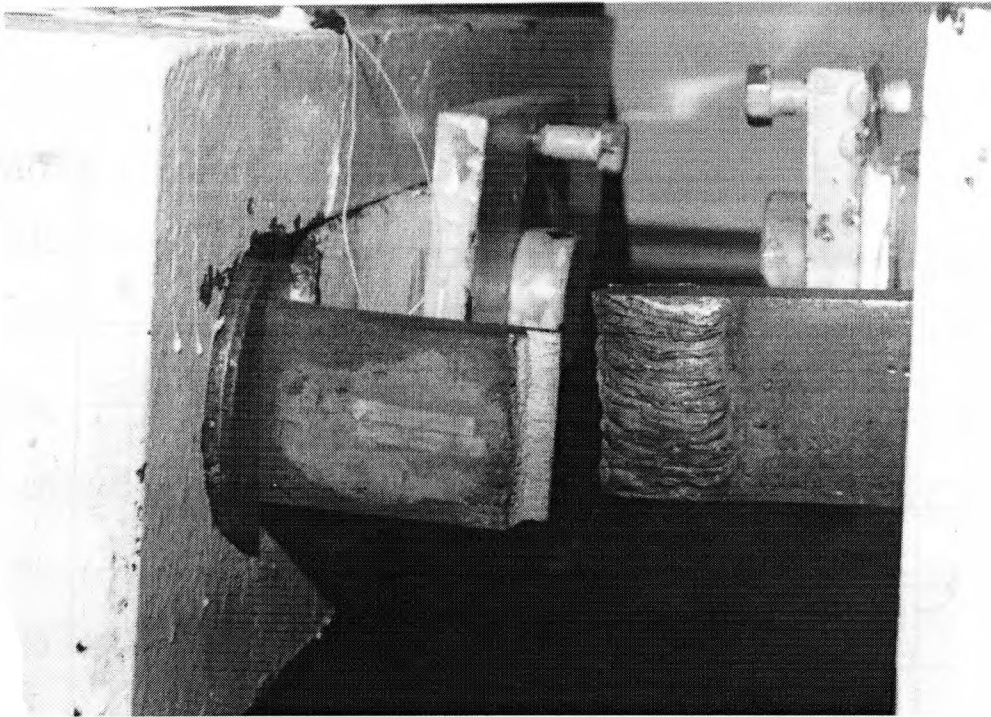
Рис.3.13 – Криві втоми моделей – “вирізок” підводного газопроводу:  
 1 –  $R = 0.5$ ; 2 –  $R = 0.95$ ; 3 –  $R = 0.99$

Поширення тріщини характерне частими зупинками. Нерівномірність поширення тріщини, пояснюється відсутністю єдиного угренту та хвилястим видом мікроповерхні, стверджує, що витривалість даної сталі досить висока. Злом зварного зразка в початковій стадії поширення тріщини має значно більшу відстань між зупинками тріщини, а поверхня тріщини утворена сколом.

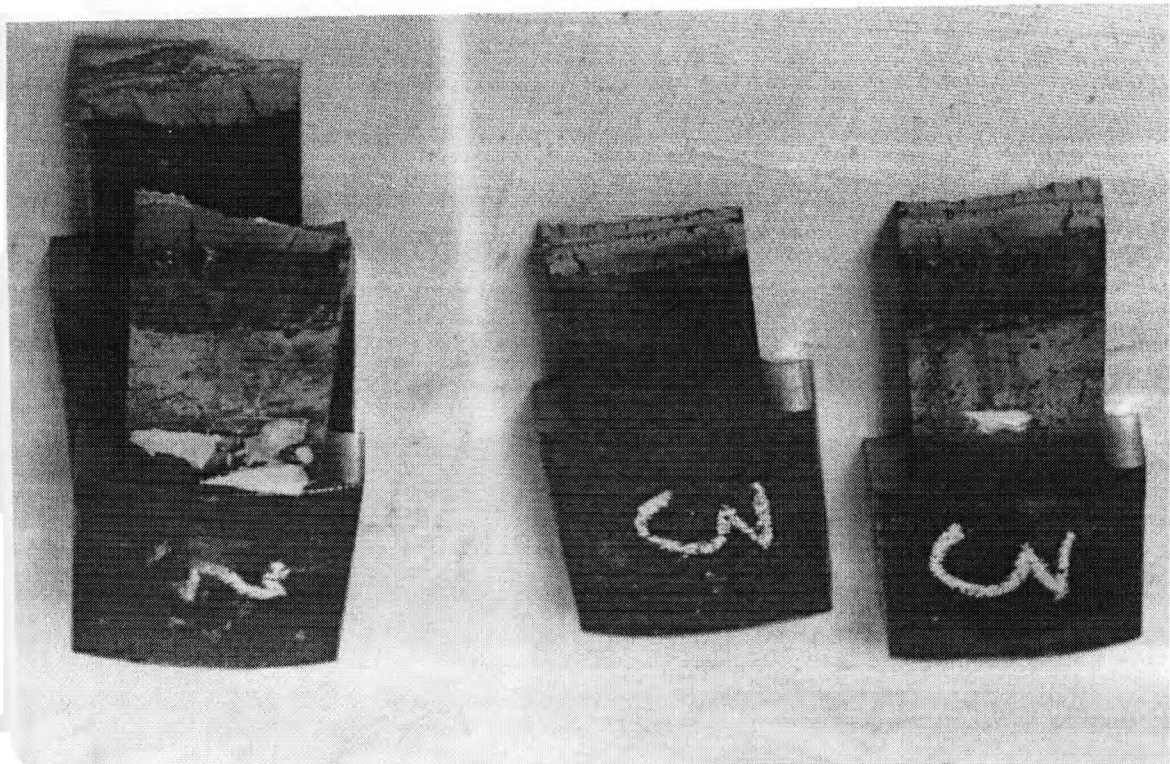
Середня частина зломів має димплову структуру з невисокими згибами між димплами, які чергуються з областями квазісколу (рис.3.16а, б). порівнюючи рель'єфи середньої частини зломів зразків "а" і "б" видно, що злом зразка "б" менш енергоємний. Тому можна стверджувати, що ресурс зварного з'єднання значно менший ніж суцільного зразка із тієї ж сталі.

### Висновки

1. Розроблена методика втомних і корозійно-втомних випробовувань елементів підводних трубопроводів. Підібране експериментальне устаткування і вимірювальні прилади, обгрунтовані методи обробки результатів досліджень.
2. Обгрунтовано вибір моделей-"вирізок" для оцінки довговічності підводних трубопроводів і проведені випробовування для визначення небезпечних зон і оцінки параметрів кривих втоми. Проведені мікрофрактографічні дослідження зломів основного металу і зварного шва, які підтвердили співвідношення, встановлене внаслідок втомних випробувань.
3. Проведені дослідження кінетики поширення тріщин у зразках основного матеріалу і зони зварного шва. Встановлені параметри кривої втоми моделей-"вирізок" підводних трубопроводів, які можуть бути використані для розрахунку їх довговічності.



а)



б)

Рис. 3.14 – Зломи моделей – “вирізок”: а – на установці УП – 100;  
б - макрофрактографії

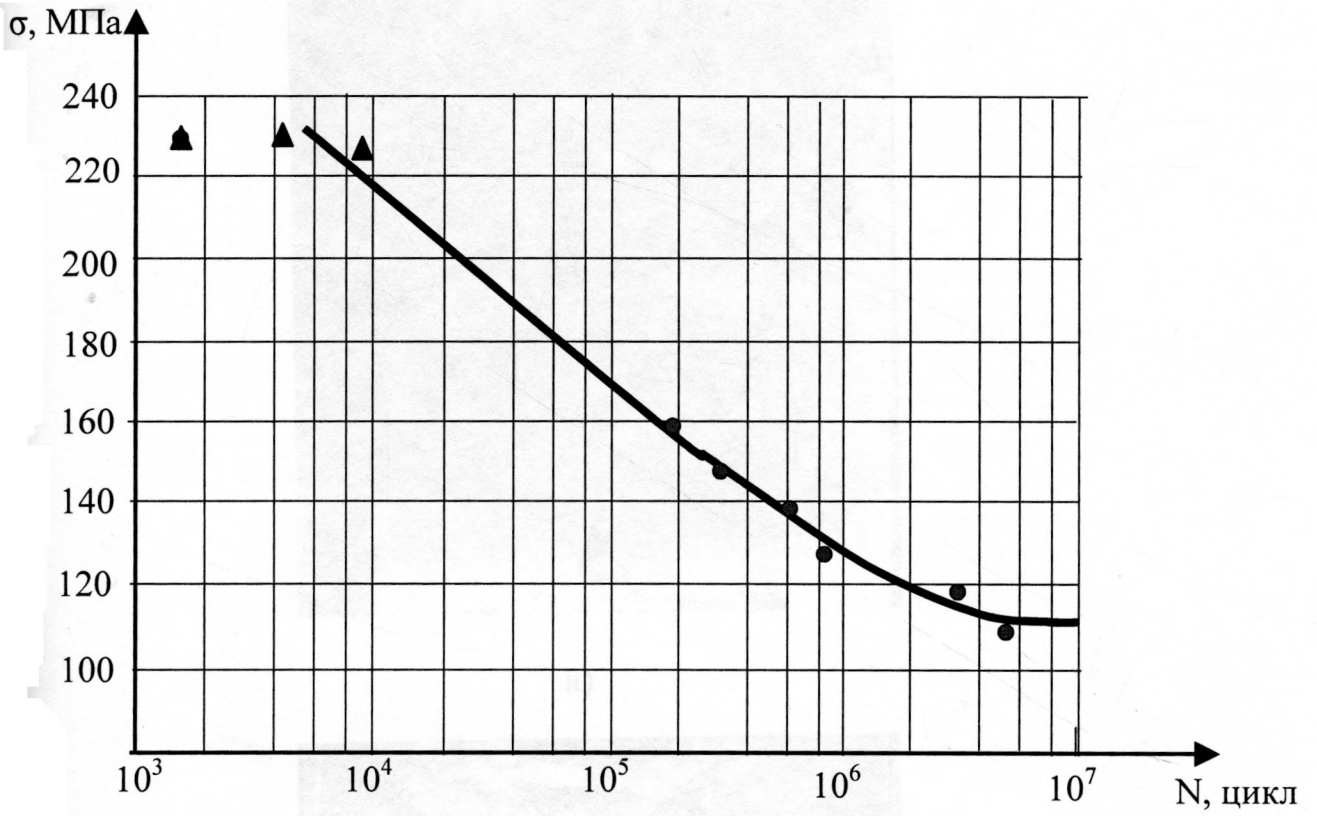


Рис.3.15 - Залежність довговічності моделей-“вирізків” підводного газопроводу (●) та натурних труб (▲) діаметром 720 і 820 мм



а)



б)

Рис.3.16 – Електронна фрактографія середньої частини втомного злому зразків із сталі 20: а – суцільного зразка  
б – зварного з'єднання



a)



б)

Рис. 3.17 – Електронна фрактографія втомного зламу в області зародження та початкового поширення зразків із сталі 20: а – суцільного зразка; б – зварного з'єднання

## 4 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ

### 4.1. Запобігання виливу видобутих продуктів в морське середовище

З метою забезпечення техногенної безпеки акваторій Чорного і Азовського морів при транспортуванні нафти і нафтопродуктів запропонований підводний трубопровід [1], який призначений, в основному, для підводної перекачки нафти від стаціонарної морської платформи в ємності берегового терміналу. Основною перевагою запропонованого трубопроводу (рис.4.1) є попередження розливів нафти у водне середовище при пошкодженні (розриві) підводного трубопроводу.

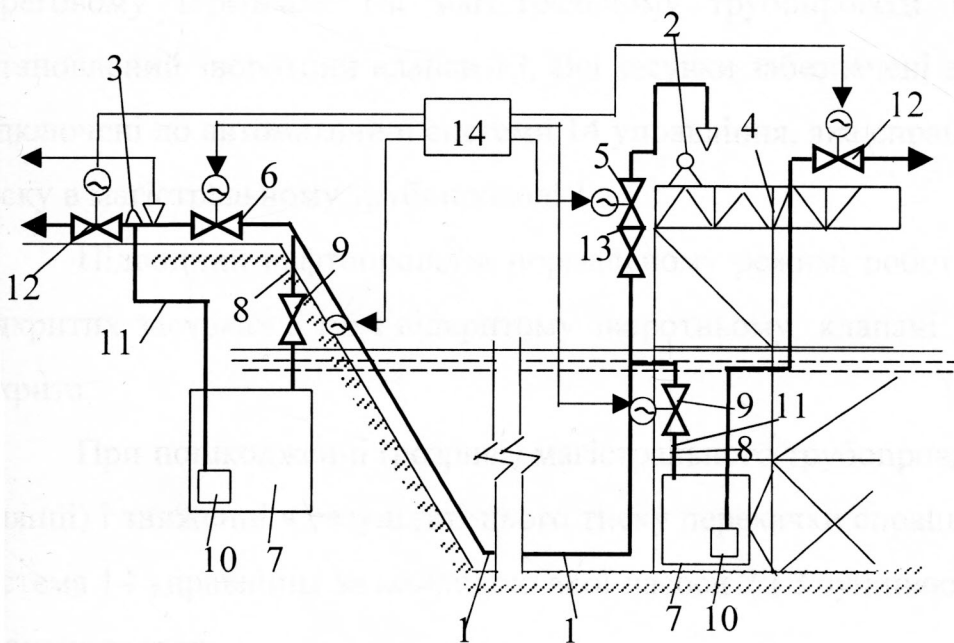


Рис. 4.1 – Підводний трубопровід з системою автоматичного керування і контролю

- 1 – магістральний трубопровід; 2,3 – насоси; 4 – морська платформа; 5, 6 – кінцеві лінійні засувки; 7 – сифонні ємності; 8 – відвідні трубопроводи; 9 – засувки; 10 – занурені насоси; 11 – трубопроводи; 12 – засувки; 13 – зворотний клапан; 14 – автоматична система управління

Підводний трубопровід складається із магістрального підводного трубопроводу 1, який з'єднує викидну лінію нагнітального насоса 2 з приймальною лінією насоса 3, що встановлені відповідно на стаціонарній морській платформі 4 і на береговому терміналі.

За насосом 2 і перед насосом 3 на магістральному трубопроводі 1 встановлені кінцеві лінійні засувки 5, 6. На морській платформі і на береговому терміналі встановлені ємності 7, які за допомогою підводних трубопроводів 8 із засувками 9 приєднанні до кінцевих ділянок магістрального трубопроводу 1, переважно на позначці нижче рівня моря. Сифонні ємності 7 забезпечені зануреними насосами 10, які за допомогою трубопроводів 11 із засувками 12 з'єднанні з резервними ємностями (на рис. 4.1 не показані) на платформі 4 і на береговому терміналі. На магістральному трубопроводі нижче засувки 5 встановлений зворотний клапан 13. Всі засувки забезпечені електроприводом і підключені до автоматичної системи 14 управління, яка спрацьовує при падінні тиску в магістральному трубопроводі 1.

Підводний нафтопровід в нормальному режимі роботи функціонує при відкритих засувках 5 і 6 і відкритому зворотньому клапані 13. Решта засувок закрита.

При пошкодженні (розриві) магістрального трубопроводу 1 (на підводній ділянці) і зниженні в результаті цього тиску перекачки спрацьовує автоматична система 14 управління за командою якої насоси 2 і 3 зупиняються, а засувки 5 і 6 закриваються.

Одночасно за командою системи керування 14 відкриваються засувки 9 на відповідних трубопроводах 8, і нафта із пошкодженого трубопроводу 1 під тиском навколишньої води витісняється у сифонні ємності 7, в міру заповнення яких подається команда на вмикання занурених насосів 10 і відкриття засувок 12 на трубопроводах 11. Нафта перекачується в резервні ємності на платформі 4 і на береговому терміналі. Після повного звільнення трубопроводу 1 від нафти приступають до ліквідації аварії.

Інших видів реального негативного впливу на навколишнє середовище внаслідок виробничої діяльності ДАТ “Чорноморнафтогаз” на Чорному і Азовському морів, крім вищеописаних, не виявлено.

Дотримання техногенної безпеки акваторій Чорного і Азовського морів при розробці морських нафтогазових родовищ можливе при виконанні вищеописаних вимог на різних етапах і широкому впровадженні досягнень науки і техніки.

При стабільній роботі трубопроводу в ньому зберігається постійний тиск і виконується умова рівності подач насосів на вході  $Q_H$  і на виході  $Q_P$ , тобто

$$Q_H = Q_P.$$

У випадку появи тріщини або отвору в трубі, що приведе до витікання з неї нафти, відбувається зміна тиску в трубопроводі. Залежність тиску від подачі рідини має вигляд [122]:

$$Q_H - Q_P - Q_{BT} = K_1 \frac{dP}{dt}, \quad (4.1)$$

де  $Q_{BT}$  – розхід рідини, яка витікає через отвір або тріщину,

$K_1$  – коефіцієнт деформації рідини і трубопровода;

$P$  – тиск рідини в трубопроводі.

Розхід рідини, яка витікає з трубопровода через отвір або тріщину, визначається за формулою [123]:

$$Q_{BT} = \mu A_0 \sqrt{(P - P_M) \frac{2}{\rho}} \quad (4.2)$$

Тут:

$\mu$  -- коефіцієнт розходу рідини для отвору або щілини,

$A_0$  – площа отвору або щілини,

$\rho$  -- питома вага нафтопродукта,

$P_M$  – тиск зовнішнього середовища.

З врахуванням (4.2) рівняння (4.1) запишемо у вигляді:

$$Q_H - Q_P - \mu A_0 \sqrt{\frac{2}{\rho}(P - P_M)} = K_1 \frac{dP}{dt} \quad (4.3)$$

здійснити інтегрування безпосередньо в квадратурах неможливо. Через це виконаємо лінеризацію виразу з радикалом. Для цього розкладемо його в ряд Тейлора і збережемо перші два члени ряду [ ]:

$$\sqrt{\frac{2}{\rho}(P - P_M)} = \sqrt{\frac{2}{\rho} \left( P_0 - P_M - \frac{P - P_0}{2\sqrt{P_0 - P_M}} \right)} \quad (4.4)$$

Підставляємо в (4.3) і запишемо:

$$\frac{dP}{dt} + a_1 P = b_1 \quad (4.5)$$

де

$$a_1 = \frac{\mu A_0}{K_1 \sqrt{2\rho(P_0 - P_M)}};$$

$$b_1 = \left[ Q_H - Q_P - \sqrt{\frac{2}{\rho} \left( P_0 + \frac{P_0}{2\sqrt{P_0 - P_M}} \right)} \right] \frac{1}{K_1} \quad (4.5a)$$

Розділяємо змінні і інтегруємо:

$$C - \frac{1}{a_1} \ln\left(P - \frac{b_1}{a_1}\right) = t \quad (4.6)$$

З почастових умов при  $t=0$ ,  $P=P_0$  знаходимо:

$$C = \frac{1}{a_1} \ln\left(P_0 - \frac{b_1}{a_1}\right)$$

Підставляємо в (4.6) і після простих перетворень одержано:

$$P = \left( P_0 - \frac{b_1}{a_1} \right) e^{-a_1 t} + \frac{b_1}{a_1} \quad (4.7)$$

Розв'язки цього рівняння при різних значеннях коефіцієнта розходу рідини  $\mu$ , а, значить, при різних розмірах отворів або щілин, показані на рис.

Якщо датчики тиску системи контролю налаштовні на тиск  $P_k$ , то д. різних отворів будемо мати різний час падіння тиску в трубопроводі від значення  $P_0$  до  $P_k$ . Витікання рідини з трубопроводу в зовнішнє середовище буде здійснюватись по закону:

$$Q_{\text{вТ}} = \mu A_0 \sqrt{\frac{2}{\rho} \left[ \left( P_0 - \frac{b_1}{a_1} \right) e^{-a_1 t} + \frac{b_1}{a_1} - P_M \right]} \quad (4.8)$$

Загальний час витікання рідини в зовнішнє середовище від початку утворення отвору або тріщини до моменту вирівнювання тисків в трубопроводі і зовнішньому середовищі визначимо з рівняння (4.7):

$$t_M = \frac{1}{a_1} \left[ \ln \left( P_0 - \frac{b_1}{a_1} \right) - \ln \left( P_M - \frac{b_1}{a_1} \right) \right] \quad (4.9)$$

Повний об'єм вилитої рідини складає:

$$W_{\text{вТ}} = \int_0^{t_M} Q_{\text{вТ}} dt = \mu A_0 \int_0^{t_M} \sqrt{\frac{2}{\rho} \left[ \left( P_0 - \frac{b_1}{a_1} \right) e^{-a_1 t} + \frac{b_1}{a_1} - P_M \right]} dt \quad (4.10)$$

З іншого боку загальний час  $t_M$  складається із суми відрізків часу:

$$t_M = t_k + t_y + t_p,$$

де:  $t_k$  – час, за який тиск в трубопроводі зменшиться до значення  $P_k$

(рис.4.2),

$t_y$  – час від подачі сигналу датчиком тиску до закриття засувки,

$t_p$  – час завершення вирівнювання тисків після закриття засувки.

Значення часу  $t_k$  дорівнює:

$$t_k = \frac{1}{a_1} \left[ \ln \left( P_0 - \frac{b_1}{a_1} \right) - \ln \left( P_k - \frac{b_1}{a_1} \right) \right]$$

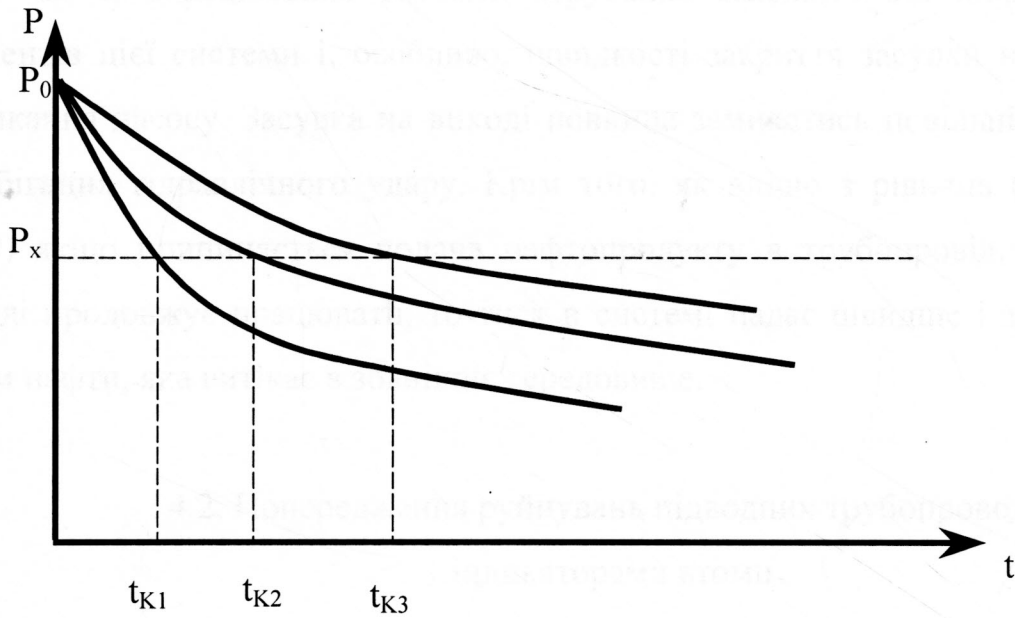


Рис. 4.2 – Графік зміни тиску при різних значеннях площі отворів: 1 –  $A_1$ , 2 –  $A_2$ , 3 –  $A_3$  ( $A_3 > A_2 > A_1$ )

Тривалість цього часу можна зменшити але для цього необхідні чутливі датчики тиску і забезпечення стабільної роботи насосів на вході і виході з трубопроводу.

Час  $t_y$  спрацювання системи керування залежить від швидкості всіх елементів цієї системи і, особливо, швидкості закриття засувки на вході або вимикання насосу. Засувка на виході повинна замикатись повільніше з метою запобігання гідравлічного удару. Крім того, як видно з рівнянь (4.5а), (4.9), (4.10) якщо припиняється подача нафтопродукту в трубопровід, а насос на виході продовжує працювати, то тиск в системі падає швидше і зменшується об'єм нафти, яка витікає в зовнішнє середовище.

#### 4.2. Попередження руйнувань підводних трубопроводів індикаторами втоми

Для забезпечення надійної і безаварійної експлуатації морських трубопроводів, своєчасного прийняття рішення про час і вид ремонту необхідно мати достовірну інформацію про їх технічний стан. Цю інформацію можна отримати, виконуючи періодичні обстеження трубопроводів [40-42].

Підставою для введення систем обстеження і сертифікації морських трубопроводів стали аварійні ситуації. Найбільшими з міжнародних сертифікаційних органів, які мають розвинену спеціалізовану нормативно-технічну базу та світовий досвід, є морський реєстр Ллойда та Норвезький Верітас. Загальна схема обстеження і сертифікації містить: розробку програми обстеження на підставі вимог діючих норм і правил, процес обстеження відповідно до програми, складання звіту про результати обстеження з оцінюванням відповідності отриманих результатів проектним критеріям і допускам, видачу чи підтвердження сертифікаційних документів про придатність за даними позитивних висновків, або встановлення необхідних ремонтних робіт із повторенням обстеження.

Обстеження треба робити на всіх стадіях будівництва та експлуатації морського трубопроводу, враховуючи проектування, підготовчі й монтажні роботи, транспортування, розробку підводних траншей, прокладення, експлуатацію і ремонт трубопроводу [43].

На стадії проектування та будівництва належить звертати увагу на якість матеріалів і застосування передової технології спорудження морського трубопроводу, застосовуючи стандарти й нормативно-технічні документи, забезпечення безпеки й охорону довкілля, а на стадії експлуатації – на своєчасне і якісне технічне обслуговування.

Обстеження морських трубопроводів виконують відповідно до програми, яку розробляють на кожне дослідження. Періодичність обстежень залежить від технічного стану трубопроводів. Початкове обстеження треба проводити після закінчення будівництва трубопроводу й через рік після початку експлуатації. Дані цих двох обстежень співставляють, і якщо вони не відрізняються, то подальші періодичні обстеження роблять один раз на два роки.

Основними завданнями початкового і періодичних обстежень є: виявлення ділянок, які провисають, механічних пошкоджень і витоку продукту з трубопроводу, пошкоджень покриття, контролювання протикорозійного захисту трубопроводу, визначення різниці потенціалів “труба-грунт” і витрата анодів, виявлення ознак повздовжніх переміщень трубопроводу, з’єданого з стояком, на механічні з’єднання трубопроводу, перетинання трубопроводів із кабелями та іншими трубопроводами.

Позачергове чи спеціальне обстеження роблять після кожного шторму понад 8 балів, а також у разі передаварійного стану і проявів ознак пошкодження трубопроводу, перед проведенням ремонту чи заміною трубопроводу або його ділянки.

У разі великого обсягу обстежень морських трубопроводів доцільно використовувати підводні апарати, устаткованими телевізійними камерами,

фото- і стереофотокамерами: датчики базперервного вимірювання струму катодного захисту й різниці потенціалу між трубопроводом і морським середовищем, ехолотом, гідролокатором бокового огляду, давачами короткобазисної і довгобазисної гідроакустичної систем позиціювання, маніпулятором, які забезпечують візуальний телевізійний огляд трубопроводу, фотодокументування окремих ділянок, визначення ефективності протикорозійного захисту, отримання сонарного зображення й рельєфу трубопроводу та дані про можливий витік продукту.

На додаток до зовнішнього контролю стану морських трубопроводів потрібен контроль внутрішньої поверхні й визначення дефектів і напружень у металі стінки трубопроводу ( наявність тріщин, слідів корозійного пошкодження, отворів, вм'ятин, змін товщини й деформації стінки), який може бути проведений з використанням спеціальних пристроїв, що їх переміщає електронна підсистема, яка збирає і зберігає дані, отримані від давачів неруйнівного контролю.

У практиці експлуатації морських підводних трубопроводів, які забезпечують транспортування продукції нафтових, газових родовищ, нагромаджено чимало даних щодо аварій на них у різних регіонах світу. Аналіз показує, що основні причини аварій морських підводних трубопроводів такі: пошкодження трубопроводів судновими якорями і тралами, внутрішня і зовнішня корозія труб, стирання трубопроводів і пошкодження від втоми металу в місці їх перетину і приєднання до стояків, від дії хвиль, течій, зміни тиску й температури продукту, який перекачують, а також пошкодження, викликані веденням будівельних робіт безпосередньо біля трубопроводів, дефекти металу труб, неякісні проектні рішення та експлуатація (нерегулярні обстеження, несвоєчасне проведення ремонтів) і незадовільна організація робіт при будівництві. Найбільше пошкоджень трубопроводів відбувається на глибині до 60 м, а кількість відмов зростає із збільшенням терміну експлуатації, тобто старінням трубопроводів.

Автори [ 33] вказують (розділ 1,4), що одним з перспективних напрямків забезпечення надійності трубопроводів є використання індикаторів втоми. Тому використаний наступний підхід для підбору індикаторів [ 48, 92], суть якого полягає в тому, що індикатор втоми виготовляється з того ж самого матеріалу що і підводний трубопровід, прикріплюється до нього на небезпечній ділянці. При цьому в індикаторі підбирається таке початкове пошкодження (вирощується тріщина), щоб виконувалась умова рівності квантильного значення границі втоми газопроводу, яке забезпечує задану ймовірність неруйнування, границі втоми індикатора. При цьому крива втоми індикаторів практично повинна співпадати з кривою втоми газопроводів заданої ймовірності неруйнування і незалежно від характеру нерегулярності діючих навантажень і проведення додаткової діагностики стану газопроводів після руйнування індикатора дасть можливість забезпечити потрібну ймовірність неруйнування.

На основі даного підходу розроблений пристрій з індикаторами втоми для забезпечення надійності підводних трубопроводів рис.4.3. Він складається з 4-х хомутів 3, які попарно з'єднані індикаторами втоми 2. Хомути з індикаторами прикріплюються до труби 1 в небезпечній ділянці трубопроводу. Індикатори 2 закриті ізолюючим кожухом 4. Для можливості моделювання впливу корозійного середовища для одного з секторів індикаторів в хомуті виконаний паз, який дає можливість доступу морської води. Для того, щоб обмежити доступ морської води тільки до деякої групи індикаторів передбачені ізолюючі пластини 6. Факт руйнування індикаторів може бути встановлений за допомогою підводного дефектоскопа ПУД-1. В якості індикаторів втоми використані плоскі зразки рис.3.7. Проведення втомних випробовувань для визначення параметрів втоми індикаторів і вирощення початкової тріщини проводились на установці рис.3.5

В результаті втомних випробовувань плоских зразків-індикаторів без вирощеної тріщини були отримані наступні параметри кривої втоми:  $N_6 =$

3767600;  $V = 15,5$  МПа;  $\sigma_r = 83,7$ ;  $\nu = 0,032$ . Для того щоб забезпечити надійність підводного трубопровода з ймовірністю рівною  $R=0,99$  рис.3.13 границя втоми індикаторів з вирощеними тріщинами повинна бути близькою до 40 МПа. Для зменшення кількості експериментів використано кінетичні діаграми втоми.

Кінетичні діаграми втоми [ 74] представляють собою сімейство кривих втоми з різним фіксованим ступенем пошкодження. Тобто з ростом ступеня пошкодження крива втоми зміщується в область менших значень чисел циклів до руйнування і більш низьких значень границь втоми. З рівнянь 3.8 і 3.9 отримуємо рівняння зниження границі втоми.

$$\sigma_{Ti} = \frac{\sigma - \nu_0(1 + z_i)}{2} + \sqrt{\left[\frac{\sigma - \nu_0(1 + z_i)}{2}\right]^2 + \sigma\nu_0} \quad (4.11)$$

$$\text{де } z_i = \ln \left\{ 1 + \left[ \exp \left( \frac{N - N_{Ti}}{N_b} \right) - 1 \right]^{-1} \right\}$$

$N$  - число циклів до руйнування;

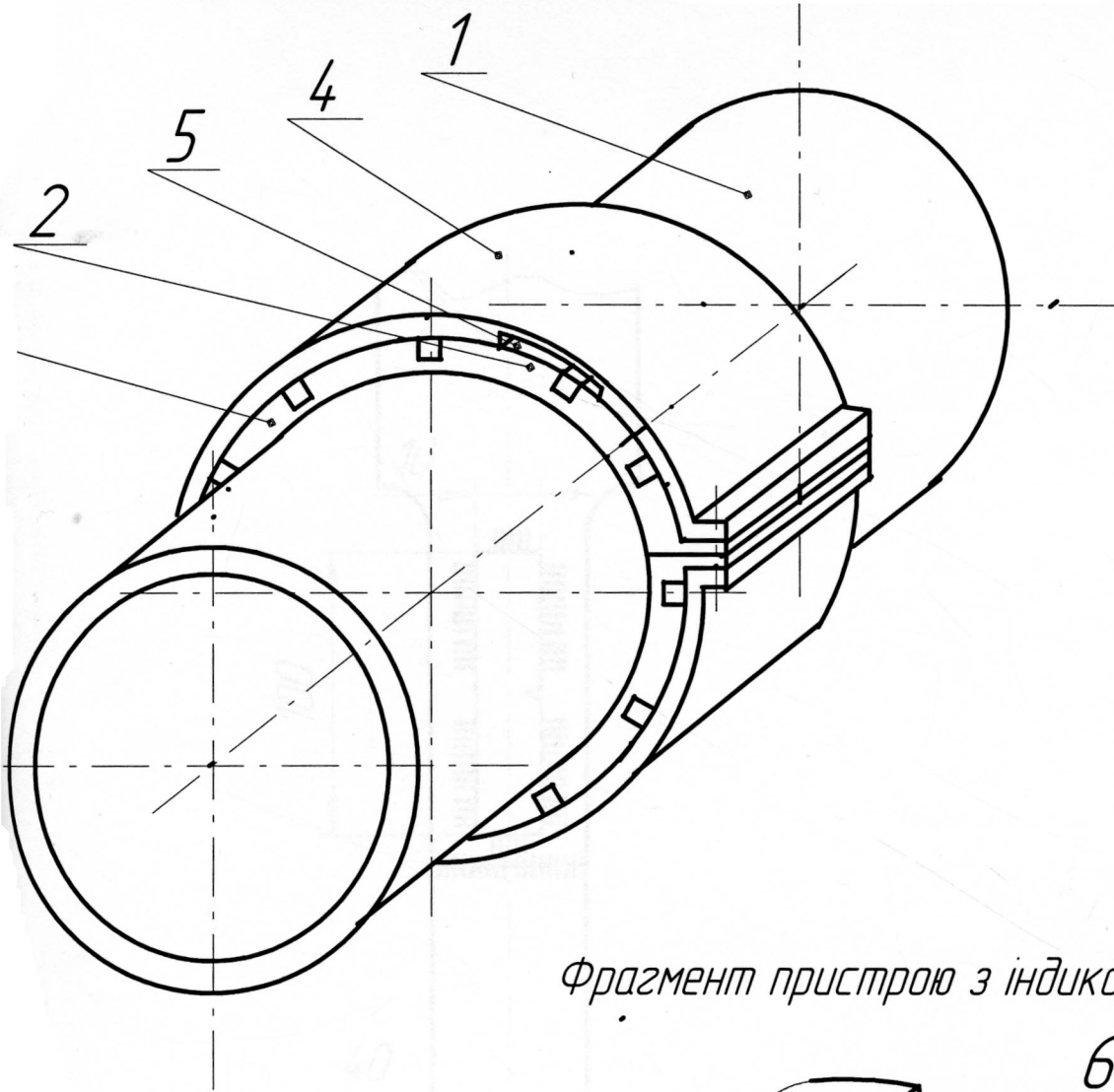
$N_{Ti}$  - відпрацьоване число циклів;

$N_b$  - число циклів до точки нижнього перегину кривої втоми;

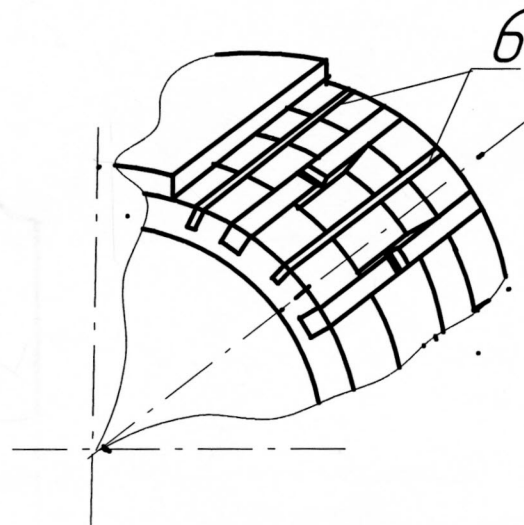
$\nu_0$  - параметри рівняння 3.8.

В результаті розрахунків визначено необхідне число відпрацьованих циклів для зниження границі втоми індикаторів від 83,7 до 40 МПа, що відповідало 21300 циклів. При цьому довжина тріщини була рівною 2,32 мм.

Для перевірки розрахунків були виготовлені дві моделі-“вирізки”, до яких потім приварювались індикатори з вирощеними тріщинами рівними 2,32 мм рис.4.4. Результати випробовувань показані на рис.4.5. (хрестики). Як видно з рисунку руйнування індикаторів співпадає з кривою втоми підводних трубопроводів з ймовірністю неруйнування  $R=0,99$ . Таким чином, шляхом використання індикаторів втоми можна забезпечити експлуатацію підводних трубопроводів з заданою ймовірністю неруйнування.



Фрагмент пристрою з індикаторами



- 1 - труба
- 2 - індикатор
- 3 - хомут
- 4 - ізолюючий кожух
- 5 - паз
- 6 - ізолюючі пластини

Рис. 4.3 - Пристрій попередження руйнування трубопроводів з індикаторами втоми

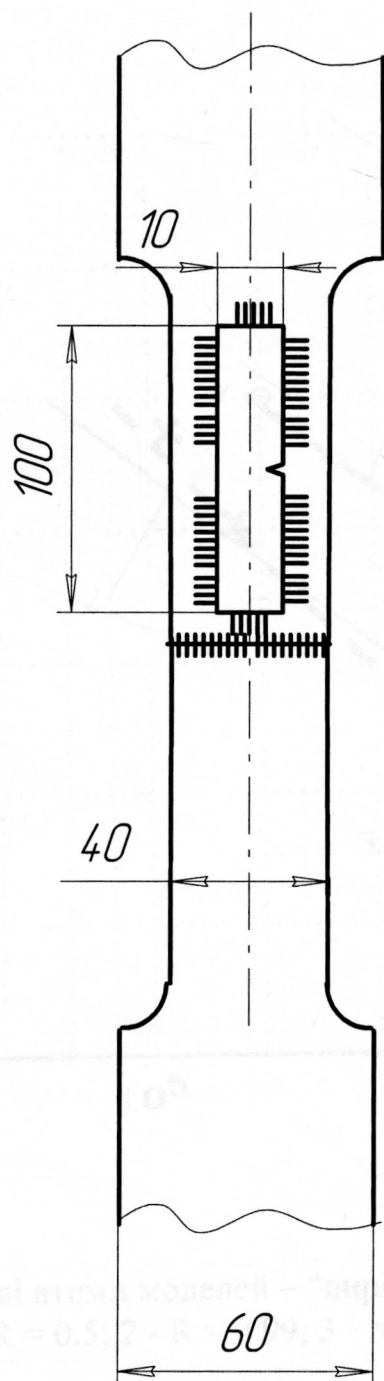


Рис. 4.4 - Модель - "вирізка" підводного газопроводу з індикатором втоми

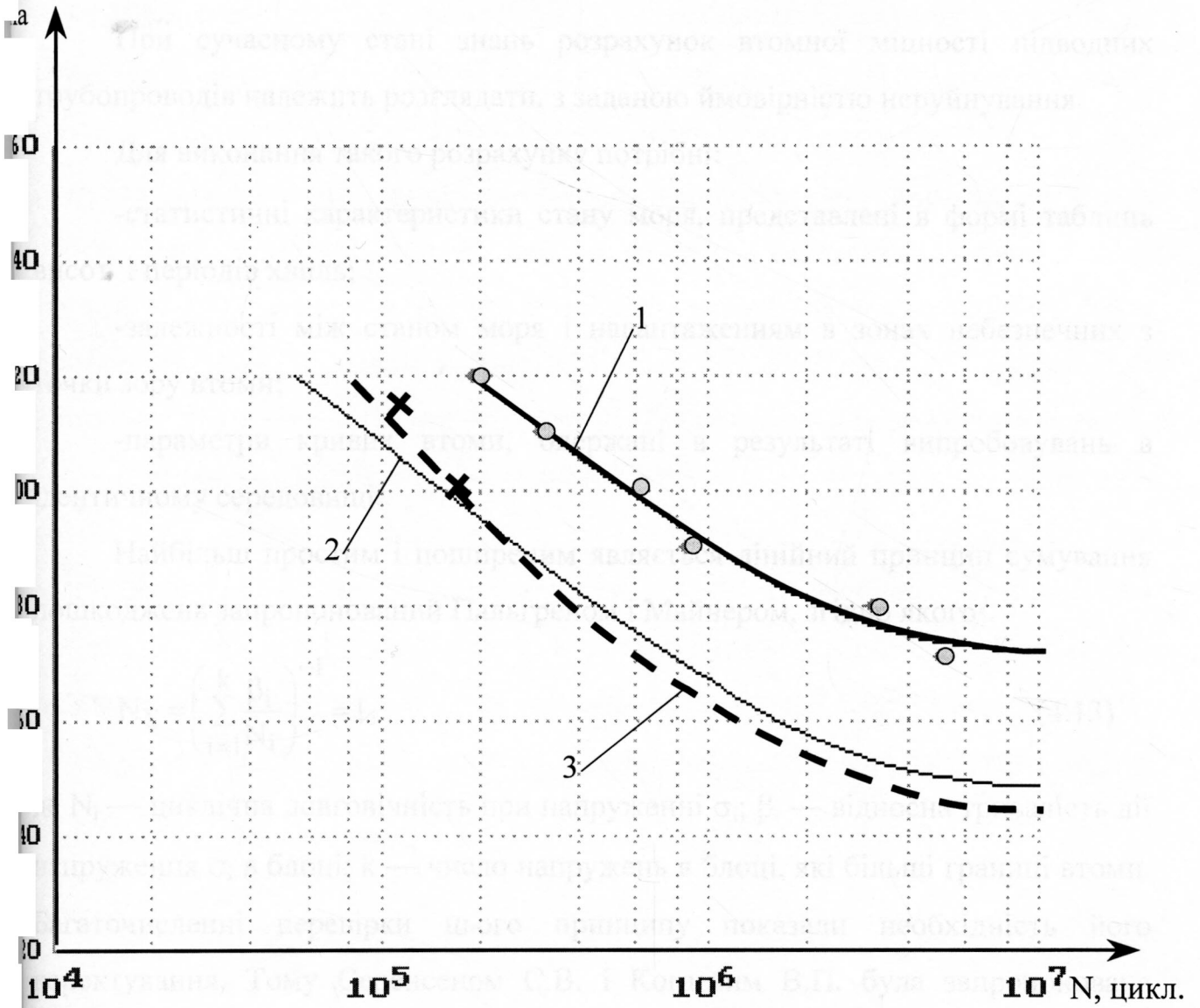


Рис.4.5 – Криві втоми моделей – “вирізок” підводного газопроводу:  
 1 –  $R = 0.5$ ; 2 –  $R = 0.99$ ; 3 – з індикаторами втоми

### 4.3. Прогнозування довговічності підводних трубопроводів

При сучасному стані знань розрахунків втомної міцності підводних трубопроводів належить розглядати з заданою ймовірністю неруйнування.

Для виконання такого розрахунку потрібні:

-статистичні характеристики стану моря, представлені в формі таблиць висот і періодів хвиль;

-залежності між станом моря і навантаженням в зонах небезпечних з точки зору втоми;

-параметри кривих втоми, одержані в результаті випробовувань в ідентичному середовищі.

Найбільш простим і поширеним являється лінійний принцип сумування пошкоджень запропонований Пальгреном і Майнером, згідно якого

$$N_{\Sigma} = \left( \sum_{i=1}^k \frac{\beta_i}{N_i} \right)^{-1} = 1, \quad (4.13)$$

де  $N_i$  — циклічна довговічність при напруженні  $\sigma_i$ ;  $\beta_i$  — відносна тривалість дії напруження  $\sigma_i$  в блоці;  $k$  — число напружень в блоці, які більші границі втоми. Багаточисленні перевірки цього принципу показали необхідність його коректування. Тому Серенсенем С.В. і Когаєвим В.П. була запропонована наступна формула

$$\sum_{\mu=1}^k \frac{N_{T\mu}}{N_{\mu}} = a_p, \quad (4.14)$$

де  $N_{T\mu}$  — текуче число циклів навантажень

$$a_p = \frac{\sum_{i=1}^q \sigma_i \beta_i - \alpha_k \sigma_{-1}}{\sigma - \alpha_k \sigma_{-1}}, \quad (4.15)$$

$\hat{\sigma}$  — максимальна амплітуда блоку навантажень;  $\sigma_{-1}$  — границя втоми при симетричному циклі;  $\sigma_i$  — випадкова амплітуда блоку навантажень;  $q$  — число ступеней напружень в блоці, які більше напруження  $\alpha_k \sigma_{-1}$ ;  $\beta_i$  — відносне число навантажень частини блоку, яке приводить до пошкоджень;  $\alpha_k$  — коефіцієнт сумування, який визначає нижнє значення напружень, що пошкоджують. Для визначення значення коефіцієнта сумування матеріалу зварного шва трубопроводу були проведені втомні випробовування на установці УРТ-1 при двохступінчатому навантаженню (додаток 3). Аналіз результатів випробовувань показав, що значення коефіцієнту сумування рівняється 0,69.

Північно-західна частина Чорного моря, в якій знаходиться підводний трубопровід показана на рисунку 4.6. Вона розділена на шість районів (1-6), які відрізняються особливостями хвилеутворення [49]. Ці особливості змінюються від району до району не скачком а плавно. Тому показані на рисунку 4.6 південна межа Північно-західної частини моря і межі між районами більш-менш умовні. В дійсності це не лінії, а розміщені вздовж них достатньо широкі області поступової, і як можна вважати, лінійної зміни статичних, енергетичних і ймовірнісних характеристик хвилювання.

Хвилювання в Північно-західній частині Чорного моря визначається розподілом над морем вітрових потоків, які, в свою чергу, обумовлені синоптичними процесами. Відомо, що для розглядуваної частини моря переважаючими є вітри Північно-східної чверті. Однак ці вітри, часто досягаючи штормової ( $\geq 20$  м/с), а іноді ураганної сили ( $\geq 30-35$  м/с), направлені зі сторони північно-східного берега розглянутої частини моря і тому в районах 2-6, безпосередньо прилягаючих до цього берега, не викликають особливо небезпечного хвилювання з критично можливими значеннями висот і періодів хвиль. При вказаних вітрах найбільш потужне хвилювання формується в центральній частині району 1. В районах 2-6 більш сильне хвилювання може

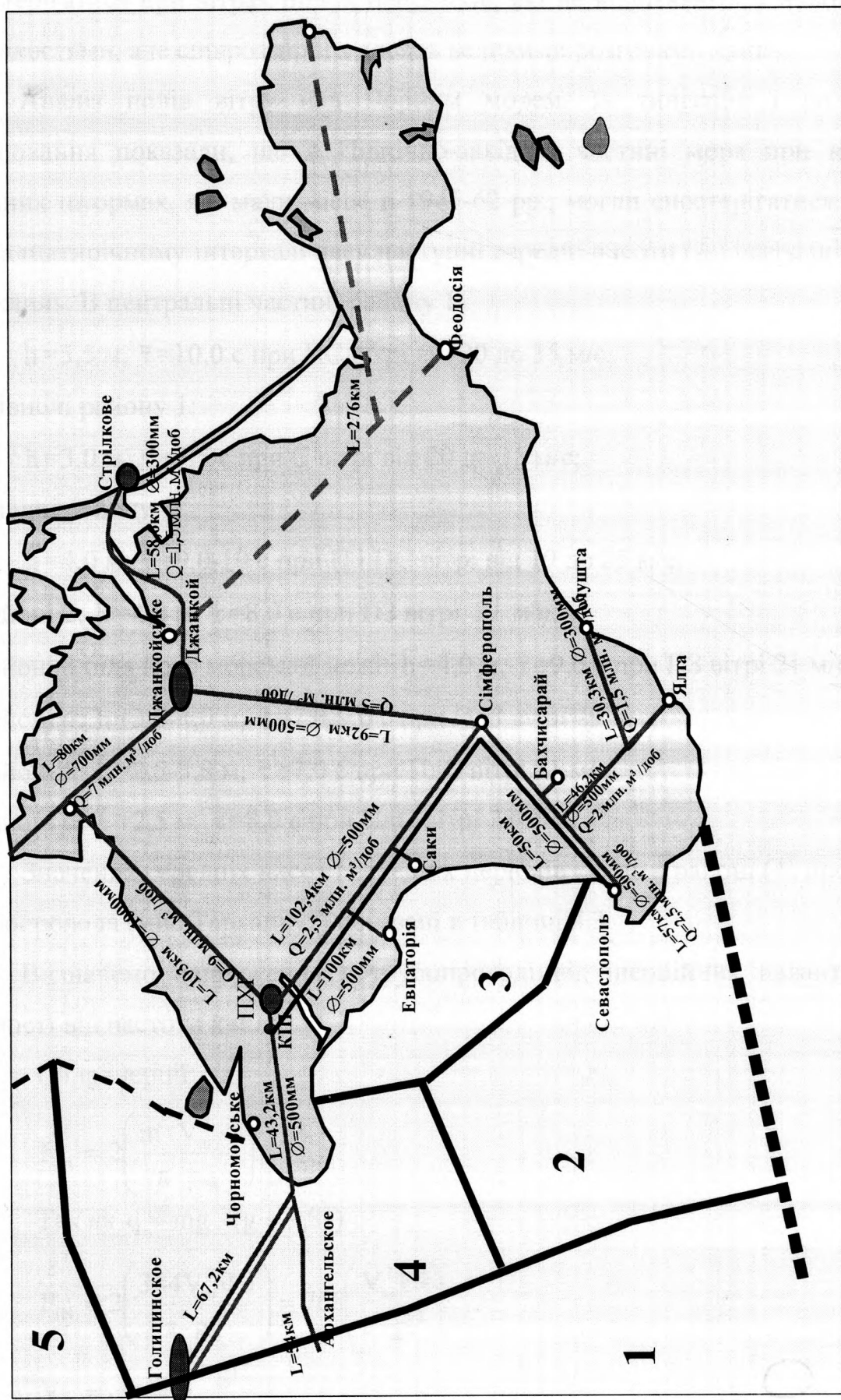


Рис. 4.6 - Північно-західна частина Чорного моря, в якій знаходиться підводний трубопровід

спостерігатися при вітрах інших напрямків, які не відрізняються найбільшими швидкостями, але співрозмірні з досить великими розгонами хвиль.

Аналіз полів вітру над Чорним морем, їх типізація і розрахунки хвилювання показали, що в Північно-західній частині моря при найбільш сильних штормах, які мали місце в 1945-62 рр., могли спостерігатися в цьому сімнадцятирічному інтервалі часу наступні середні висоти ( $\bar{h}$ ) і середні періоди ( $\bar{\tau}$ ) хвиль. В центральній частині району 1:

$$\bar{h}=5,5 \text{ м, } \bar{\tau}=10,0 \text{ с при ПС вітрі від 20 до 35 м/с;}$$

на півночі району 1:

$$\bar{h}=3,0 \text{ м, } \bar{\tau}=7,5 \text{ с при С вітрі від 20 до 35 м/с;}$$

на півдні району 1:

$$\bar{h}=4,0 \text{ м, } \bar{\tau}=9,0-10 \text{ с при П і ПС вітрі від 19 до 25 м/с.}$$

В районі 2:  $\bar{h}=4,0 \text{ м, } \bar{\tau}=8,0 \text{ с при ПЗ вітрі 21 м/с.}$

В районі 3 біля його морської межі:  $\bar{h}=4,0 \text{ м, } \bar{\tau}=9,0 \text{ с при ПЗ вітрі 21 м/с.}$

В районі 4:  $\bar{h}=3,0-4,0 \text{ м, } \bar{\tau}=7,0-9,0 \text{ с при ПдЗ вітрі 29 м/с;}$

В районі 5:  $\bar{h}=2,5-3,0 \text{ м, } \bar{\tau}=7,0 \text{ с при ПдС вітрі 21 м/с;}$

В районі 6:  $\bar{h}=2,5 \text{ м, } \bar{\tau}=8,0 \text{ с при ПдС вітрі 23 м/с.}$

Значення середніх висот і середніх періодів хвиль в районі (4) пролягання трубопровода (мис Тарханкут) показані в таблиці 4.3

Визначемо напруження в трубопроводі від інерційних навантажень в зажності від частоти хвиль.

Сила інерції:

$$F_{IH} = 2 \left( \frac{m \cdot V_m^2 \cdot l}{\pi \cdot \rho_m} \right). \quad (4.16)$$

Так як  $q = mg$  ( $g = 9,81$ )

$$F_{IH} = 2 \left( \frac{384 V_m^2 l E J}{\pi \cdot g l^4} \right) = 768 \left( \frac{V_m^2 E J}{\pi \cdot g l^3} \right) \quad (4.17)$$

$$V_m = \omega \rho = \omega \frac{g l^4}{384 E J} \quad (4.18)$$

$$F_{\text{IH}} = \frac{768EJ}{\pi g l^3} \omega \frac{g^2 l^8}{(384EJ)^2} = \frac{2\omega^2 g^2 l^5 m^2}{384\pi g EJ} = \frac{\omega^2 g l^5 m^2}{197\pi EJ} \quad (4.19)$$

$$F_{\text{IH}} = \frac{\omega^2 m^2 l^5}{20EJ} \quad (4.20)$$

Розділене значення сили інерції по довжині ділянки трубопроводу приймаємо постійним і рівним:

$$q_{\text{IH}} = \frac{F_{\text{IH}}}{l} \quad (4.21)$$

Згинаючий момент в заземленні дає значення:

$$M_{\text{IH}} = \frac{q l^2}{12} = \frac{F_{\text{IH}} l}{12} \quad (4.22)$$

По значеннях періодів хвиль в Чорному морі (мис Тарханкут) табл.4.1 отримано експлуатаційний спектр напружень в підводному трубопроводі, який приведений в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Залежність напружень в трубопроводі від періоду хвиль внаслідок дії інерційних сил.

Період хвилі, с	Напруження, МПа	
	При l=30 м	При l=40 м
τ		
2,3	66,845	375,579
3,5	28,866	162,189
3,7	25,83	145,129
4,7	16,008	89,942
5,7	10,885	61,152
6,6	8,118	45,611
7,8	5,812	32,656
8,1	5,39	30,282
8,3	5,133	28,84
8,5	4,894	27,499
8,6	4,781	26,836
8,7	4,672	26,249
8,8	4,566	25,656
9	4,366	24,529

Значення напруження від дії сил ваги по формулі 2.23 буде рівним 74,76 МПа.

Таблиця 4.1

Значення середніх висот і середніх періодів хвиль в районі 4 (мис Гарханкут)

Характеристика	Місяці											
	XI - I			II - IV			V - УП			УШ - X		
	$\bar{h}$	$\bar{\tau}$	V	$\bar{h}$	$\bar{\tau}$	V	$\bar{h}$	$\bar{\tau}$	V	$\bar{h}$	$\bar{\tau}$	V
Забезпечення, %	50	3,6	9,3	0,60	3,5	8,8	0,27	2,3	6,0	0,32	2,6	6,9
	20	4,7	13,0	1,05	4,6	12,5	0,60	3,7	9,0	0,70	3,8	10,5
	5	5,7	16,5	1,65	5,9	17,0	1,10	5,0	12,5	1,25	5,0	14,5
	1	6,6	19,0	2,20	6,9	20,5	1,60	6,3	15,5	1,90	6,4	18,0
Значення параметрів, можливі I разів в n років	n=1	7,0	21,5	2,60	7,6	23,0	2,10	7,2	17,5	2,50	7,1	21,0
	n=5	7,6	23,5	3,00	8,0	24,0	2,40	8,0	19,0	2,90	7,8	23,0
	n=10	7,9	24,0	3,30	8,5	26,0	2,80	8,5	21,0	3,40	8,3	24,5
	n=20	8,1	25,0	3,50	8,7	27,0	3,10	8,8	22,0	3,60	8,6	25,5
	n=50	8,3	26,0	3,60	8,8	28,0	3,30	9,0	22,5	3,70	8,7	27,0
Повторення штівів і вітрів від берега, %		36			41			70			59	

Для прогнозування довговічності скористаємось методом, який розроблений автором [85]. Для цього значення напружень від дії сил ваги просумуємо з напруженнями від дії хвиль, приведемо їх до симетричних значень, які еквівалентні по пошкодженню асиметричним і сформуємо блоки напружень. При ймовірності руйнування 0,5 буде тільки одна амплітуда напружень, яка рівна 76,84 МПа, а при ймовірності неруйнування 0,99 – блок з трьох амплітуд 98,037; 14.523 і 3,472 МПа. Але напруження, які рівні двом останнім значенням амплітуд не будуть пошкоджувати так як вони значно нижчі границі втоми з ймовірністю неруйнування 0,99 яке рівне 48,116 МПа. Тому проведені обчислення довговічності зварних з'єднань підводних газопроводів по формулі 3. з ймовірністю неруйнування  $R=0,5$ ; і 0,99, яка відповідно складає 3008000 і 1722000 циклів .

### Висновки

1. Створена принципова нова схема підводного трубопроводу з системою автоматичного керування яка запобігає витіканню нафти в зовнішнє середовище при його пошкодженні.
2. Розроблена конструкція пристрою попередження руйнування трубопроводів, який містить індикатори втоми. Запропонований метод вибору довжини початкової тріщини в індикаторі, що дало можливість експериментально-розрахунковим методом досягати рівності значення границі втоми труби і границі втоми індикатора
3. Розроблено методику прогнозування довговічності підводних трубопроводів з врахуванням нерегулярності їх навантаження, яка полягає в формуванні блоку значень напружень та врахуванні коефіцієнту сумування пошкоджень.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Дія морських хвиль і природних течій збуджує коливання окремих ділянок підводних трубопроводів, що приводить до утворення в них змінних напружень і як наслідок протікання в їх матеріалах процесів втоми.
2. Попередній натяг ділянки трубопроводу збільшує частоту власних коливань, що необхідно враховувати при запобіганні явища резонансу. Встановлено, що при збільшенні глибини моря власна частота морських хвиль зростає.
3. Внутрішні силові фактори збуджені дією хвиль приймають найбільші значення при резонансі по першій власній частоті коливань ділянки трубопроводу. При зменшенні довжини ділянки трубопроводу, що провисає, можна уникнути резонансу. Так, для трубопроводу діаметром 326 мм на довжині ділянки до 20 м резонансні явища, для відомих параметрів хвиль, не проявляються.
4. Обґрунтовано вибір моделей-“вирізків” для оцінки довговічності підводних трубопроводів і проведені випробовування для визначення небезпечних зон і оцінки параметрів кривих втоми.
5. Проведені дослідження кінетики поширення тріщин у зразках основного матеріалу і зони зварного шва. Встановлені параметри кривої втоми моделей-“вирізків” підводних трубопроводів, які можуть бути використані для розрахунку їх довговічності.
6. Створена принципова нова схема підводного трубопроводу з системою автоматичного керування яка запобігає витіканню нафти в зовнішнє середовище при його пошкодженні.
7. Розроблено методику прогнозування довговічності підводних трубопроводів з врахуванням нерегулярності їх навантаження, яка

полягає в формуванні блоку значень напружень з відносною тривалістю їх дії та сумування пошкоджень.

8. Розроблена конструкція пристрою попередження руйнування трубопроводів, який містить індикатори втоми. Запропонований метод вибору довжини початкової тріщини в індикаторі, що дало можливість експериментально-розрахунковим методом досягати рівності значення границі втоми труби і границі втоми індикатора.

## СПИСОК ПОСИЛАНЬ

- Подводный нефтепровод: А.с. 1508019 СССР, F16L 1/04 /Н.К.Ильницкий, К.А.Кашунин, В.В. Мартэн, П.П. Бородавкин и Э.Х.Векилов -№ 1190129; Заявлено 23.07.86; Опубл. 15.09.89. Бюл. №34. – 2 с.
1. Аистов А.С. и др. Напряженное состояние труб большого диаметра с учетом их овальности.// РНТС, Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов- М.: ВНИИОЭНГ, 1974. - №2.
2. Аистов А.С. и др. Экспериментальное исследование напряженного состояния труб магистральных трубопроводов. // Нефтяное хозяйство.- 1974.- № 1.
3. Аистов А.С. Исследование напряженно-деформированого состояния, статической и повторно-статической прочности труб магистральных трубопроводов: Автореф., дис. канд. техн. наук: - Горький: 1975.- 19с.
4. Айнбиднер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – К.: Недра, 1982. – 341 с.
5. Аксельрад Э.Л., Ильин В.П. Расчет трубопроводов. – Л.: Машиностроение., 1972. – 240 с.
6. Аникин Е.А. Экспресс-метод определения напряжений изгиба трубопровода в процессе строительства. // Тр. ВНИИСТ, 1982.
7. Анучкин М.П. Прочность сварных магистральных трубопроводов. - М.: Гостехиздат, 1963.
8. Бабаков И.М. Теория колебаний. – М.: Наука, 1968. – 559 с.
9. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волков В.Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. – М.: Недра, 1979. – 176 с.
10. Белов В.М., Кесельман Г.С., Рулин В.М. Использование методов неразрушающего контроля нефтяного оборудования и трубопроводов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. /Обзорная информация, Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды. - С. 3-14.
11. Березин В.Л., Ким Б.И. Проектирование и эксплуатация подводных трубопроводов за рубежом. – М., ВНИИОНГ, 1986.

3. Бойко В.Н., Коваль Ю.Н. Анализ неразрушающих методов оценки усталостного повреждения металлов. Обзор., К., Академия наук Украинской ССР. Институт проблем прочности, 1982. - С. 19-85.
4. Болотин В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций. М.: Машиностроение. 1984.-- 311 с.
5. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. – К.: Недра, 1982. – 384 с.
6. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1977. – 407 с.
7. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1979.
8. Брюек, Диксон. Влияние перемещений баржи-трубоукладчика на укладку глубоководного трубопровода с натяжением. Конструирование и технология машиностроения. – М.: Мир, 1970.
9. Василенко Н.Н., Мелихов Р.К. Коррозионное растрескивание сталей. – К.: Наук. думка, 1977. – 264 с.
10. Вислобіцький П.А. Розрахунки граничних етапів колон труб та трубопроводів. – К.: Логос, 1997. – 362 с.
11. Возний В. Р., Ільницький М. К., Яремійчук Р. С. Морські нафтогазові споруди. – Львів: Світ, 1997. – 343с.
12. Возний В.Р., Ільницький М.К., Любимцев В.О. Проектування, будівництво та експлуатація морських нафтогазових споруд.– К: Українська книга, 1999.-231с.
13. Волский М.И., Аистов А.С., Гусенков А.П., Гуменный Л.К. Прочность труб магистральных нефте- и продуктопроводов при статическом и малоцикловом нагружении. Серия Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: Обзорная информация. М., ВНИИОЭНГ, 1979. – 49с.
14. Галеев В.Б. и др. Анализ причин разрушения действующих нефте- и продуктопроводов. // ТНТО, сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.

15. Галиуллин З.Т., Карпов С.В., Королев М.И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. // Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.11-23.
16. Голод А.Д., Лалетин С.С., Морозов А.К., Синев А.И., Шариков В.В. Определение сварных швов в магистральных газопроводах по результатам обследования диагностическим снарядом-профилером. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99”(г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.99-104.
17. Горельшев А.А., Капустин К.Я. Исследование особенностей укладки глубоководных трубопроводов. Строительство глубоководных трубопроводов: Сб. научных трудов - М., ВНИИСТ.1983. – С. 145-155.
18. Грудницкий Г.В., Бабаев Д.А., Шадрин О.Б. Новые методы строительства морских, нефтяных и газовых месторождений - М.: ВНИИГазпром, 1982. - №7.
19. Грудницкий Г.В., Лобанов В.А. Заглубление морских подводных трубопроводов. Серия Разработка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений. Вып 1: Обзор. инф. – М., ВНИИГазпром, 1986.
20. Грудницкий Г.В., Шадрин О.Б., Сезин А.И. Морской газопровод. Практика, проблемы// Газовая промышленность. – 1987. - №2.
21. Грудницкий Г.В., Шадрин О.Б., Сезин А.И. Опыт и проблемы строительства морских трубопроводов// Строительство трубопроводов, 1988. - №7.
22. Гусенков А.П., Шарщук Г.К. Особенности использования тензорезисторов в условиях малоциклового нагружения.// Заводская лаборатория. – 1961. - № 9.
23. Гутман З.М., Амосов В.В., Худяков М.А. Влияние коррозионной усталости материала нефтепроводов на их надежность // Нефтяное хозяйство. 1977.- №8. - С.59-62 .
24. Гутман Э.М., Зайнуллин Р. С. и др. Прочность газопромысловых труб в условиях коррозионного износа. –М.: Недра, 1984.
25. Діак І.В. Сировинна база та потенційні можливості видобутку нафти і газу // Нафт. і газова пром-сть. – 1999. - №3. – С.3-6.

36. Дмытрах Н.Н. О механизме ускоряющего воздействия водной среды на рост усталостной трещины в стали 4Х13 // Физ.-хим. мех. матер. – 1982. - №2. – С. 118 – 119.
37. Добромыслов Н.Н., Хариновский С.В., Набойщиков О.М., Пинчев А.А. Применение индикаторов нагруженности для прогнозирования остаточного ресурса магистральных газопроводов: Сб. Вопросы транспорта газа ВНИИГАЗ, 1985.- С. 14-52.
38. Доусон Т. Проектирование сооружений морского шельфа. – Л.: Судостроение, 1986. – 288 с.
39. Журавель А.И., Почтенный Е.К., Щурин К.В., Матусевич В.И. Оценка долговечности рам тракторных прицепов // ВЕСЦ Академии Наук Белорусской ССР. – 1987. - №1. - С.6-11.
40. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. – М.: Недра, 1986.
41. Зайнуллин Р.С. Исследование несущей способности сварных сосудов с острыми поверхностными дефектами. // Сварочное производство. – 1981. - № 3.
42. Зайнуллин Р.С.. Определение остаточного ресурса труб с трещиноподобными дефектами при коррозионном износе. /Уфимский нефтяной институт.- С. 12 – 15.
43. Зайцев Ю.А. Основные параметры и техническое решение газопровода Россия-Турция, сооружаемого по проекту “Голубой поток” через акваторию Черного моря. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.) . – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.249-252.
44. Зоненко В.И., Ким Б.И., Березин Л.В. Анализ отказа морских трубопроводов и мероприятия по повышению их надежности. – М., ВНИИЭ-Газпром, 1986.
45. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. --229 с.
46. Иванцов О.М. О проблемах надежности магистральных трубопроводов. – /Научно-технический сборник. М.: Миннефтегастрой, 1977, вып. 10.

- 7.Иванцов О.М., Болотов А.С. О требованиях к вязкости разрушения металла труб для магистральных трубопроводов.// Проблемы прочности. – 1983. - № 5.
8. Ивасив В.М. Обеспечение надежности резьбовых соединений бурильных труб по условию прочности: Автореф. дис. канд. тех. наук: Одесса. 1981. - 15с.
- 9.Инженерные изыскания на континентальном шельфе. ВСН 51-2-84. Мингазпром. - 1985.
10. Ионин Д.А., Яковлев Е.И. Современные методы диагностики магистральных трубопроводов, - Л.: Недра, 1987. - 232 с.
- 11.Искандеров И.А. Вопросы проектирования и строительства морских трубопроводов. – Баку, Азернешр, 1970.
- 12.Использование методов неразрушающего контроля нефтяного оборудования и трубопроводов. Серия Борьба с коррозией и защита окружающей среды: Обзорная информация. М.: 1986.- №8. - С.
- 13.Ільницький М. К. Проблеми захисту від забруднення акваторій Чорного і Азовського морів при розробці нафтогазових родовищ.//Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. Вип. 34, 1997. – С. 207 – 213.
- 14.Ільницький М.К., Шадрін О.Б. Проектування, будівництво і експлуатація морських трубопроводів. – К.; Українська книга, 1997. – 174 с.
- 15.Камерштейн А.Г., Рождественский В.В., Ручимский М.Н. Расчет трубопроводов на прочность (справочная книга). - М.: Недра, 1963, 1969.
- 16.Канайкин В.А., Зенин Е.И., Патраманский Б.В., Чабуркин В.Ф. О достоверности результатов диагностики газопроводов внутритрубными магнитными дефектоскопами. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г.Сочи, апрель 1999 г.).– М.: ИРЦ Газпром, 1999.–С.32-34.
- 17.Канайкин В.А., Мирошниченко Б.И., Патраманский Б.В., Лоскутов В.Е. Опыт проведения внутритрубной диагностики трубопроводов ОАО “Газпром” производственным объединением “Спецнефтегаз”. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.69-72.

58. Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. – М.: Недра, 1982.
59. Карабчевский В.А., Мужичкий В.Ф., Карпов С.В., Королев М.И. Контроль развития стресс-коррозионных дефектов с помощью компьютеризованного вихретокового дефектоскопа ВД-89НМ. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.) . – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.120-124.
60. Карпенко Г.В., Гутман Э.М. Василенко Н.Н. Эффект Ребиндера в коррозионных и слабых поверхностно-активных средах // Физ.- хим. мех. матер. – 1967.- №5 – С. 523 – 532.
61. Кеше Г. Коррозия металлов. – М.: Металлургия, 1984. – 400с.
62. Киселев В.К., Кишьян А.А., Самохвалов Р.В., Тремасов Н.З. Разработка методики оценки остаточного ресурса трубопроводов с неопределенными внутренними прочностными характеристиками. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.141-150.
63. Коновалов Л.В., Вандышев В.П. Метод крупномасштабного моделирования для оценки пределов выносливости натуральных деталей // Проблемы прочности. – 1982. -- №3. – С.48-53.
64. Крижанівський Є. І., Ільницький М. К., Шкіца Л. Є. Передумови втомного руйнування морських нафтогазових трубопроводів. //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія Нафтогазопромислове обладнання. Вип. 35, 1998. – С. 3 – 9.
65. Крижанівський Є. І., Ільницький М. К., Яремійчук Р. С. Морські стаціонарні платформи. – К., 1996. – 200с.
66. Крижанівський Є.І., Івасів В.М., Чернов Б.О., Ільницький М.К. Вибір і дослідження моделей підводних трубопроводів. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Нафтогазопромислове обладнання. Вип. 38, 1999 - С

7. Куров О.В., Василенко Н.Н. Специфика коррозионных процессов в вершине трещины в хлоридном растворе // Защита металлов. – 1984. – 17, №3. – С.266– 272.
8. Левин С.И. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1970.
9. Левин С.И. Проектирование и строительство подводных трубопроводов. – М.: Гостоптехиздат, 1960.
10. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. - М., Недра, - 1990.
11. Маричев В. А. Связь критической концентрации водорода и критического коэффициента интенсивности напряжений при водородном охрупчивании конструкционных материалов // Физ.– хим. мех. матер. – 1984. – 20, №3. – С. 6-14.
12. Москаленко В. Н., Харионовский В. В. К оценке надежности элементов конструкций при усталостном разрушении // Пробл. прочности. - 1977.- № 6.- С. 15-18.
13. Нефтегазоносный потенциал акватории Азовского моря / Колл. авторов Довжок Е.М., Бялюк Б.О., Клочко В.П., Ильницький Н.К. и др. Отв. ред. Довжок Е.М. Госнефтегазпром Украины, Институт геологических наук. – Киев: Украинский нефтегазовый институт, 1995. – 166 с.
14. Нафтогазоносний потенціал північно-західного шельфу Чорного моря. / Кол. авторів: Довжок Є.М., Шлак П.Ф., Балюк Б.О., Ільницький М.К. та інші. Відп. ред. Мельничук П.М., Держнафтогазпром України, Держкомгеологія України, НАН України, Інститут геологічних наук, Українська нафтогазова академія. – Київ: Український нафтогазовий інститут, 1995, 250 с.
15. Нафтогазоносний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря / Кол. авторів: Довжок Є.М., Балюк Б.О., Ільницький М.К. та інші. Відп. ред. Ільницький М.К., Держнафтогазпром України, Інститут геологічних наук, Держкомгеологія України, НАН України. Українсько нафтогазова академія – Київ: Український нафтогазовий інститут, 1996 р., - 175 с.

76. Никитин А.А., Прокофьева Г.В., Рождественский В.В. и др. Оценка степени влияния дефектов стенок труб на снижение прочности магистральных трубопроводов / М.: ВНИИСТ, 1982.
77. Новая французская технология контроля и ремонта морских трубопроводов. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом.- 1984. - № 11. – С. 72-73.
78. Нотт Дж. Ф. Влияние среды на рост трещины при монотонном и циклическом нагружении //Коррозионная усталость металлов: Тр. I сов.– авт. семинара. – К.: Наук. думка, 1982. – С. 7 – 38.
79. Олейник Н.В., Нгуен Чонг Гиеп. Применение статической теории подобия к оценке надежности конструкций // Надежность и долговечность машин и сооружений: Акад. наук УССР. – 1982. - №1. – С. 39-44.
80. Панасюк В.В., Андрийкив А.Е., Харин В.С. Теоретический анализ роста трещин в металлах при воздействии водорода //Физ.–хим. механика материалов. – 1981. - №4 – С. 61-75
81. Парфенович Е.О. Оценка долговечности деталей по результатам испытаний моделей: Автореф. дис. канд. тех. наук:- Минск., - 1993.- 17с.
82. Патон Б.Е., Недосека А.Я. Диагностика и прогнозирование остаточного ресурса сварных конструкций // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. 1992. - №1.- С.6-71.
83. Патон В.Е., Недосека А.Я. Концепция технической диагностики трубопроводного транспорта//Техническая диагностика и неразрушающий контроль. 1992.-№3.-С.6-12.
84. Петров Л.Н. Коррозия под напряжением. – К.: Вища школа. - 1986. – 142 с.
85. Почтенный Е.К. Расчетное прогнозирование долговечности по результатам стендовых испытаний и оценок нагруженности деталей машин. Минск, ИНДМАШ, 1986р. – 261 с.
86. Почтенный Е.К., Ракицкий А.А., Рыжков Е.П., Горбацевич М.И. Оценка сопротивления усталости штампованного картера с использованием локальных моделей //ВЕСЦ Академии Наук Белорусской ССР.–1987.-№1.-С.3-6.
87. Правила безопасности при разработке нефтяных месторождений на континентальном шельфе СССР. – М.: Недра, 1990.

8. Ракицкий А.А., Горбачевич М.И., Шоломицкий В.И. Методика составления квазислучайного блока нагружения // ВЕСЦІ Академии Наук Беларускай ССР. – 1987. - №1. - С.74-76.
9. Розгонюк В.В., Шлапак Л.С. Диагностика и дефектоскопия при оценке технического состояния газонефтепроводов в ходе их капитального ремонта. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.49-54.
10. Романов О.Н., Никифорчин Г.Н. Механика коррозионного разрушения конструкционных сплавов. – М.: Металлургия, 1986. – 293 с.
11. РД 50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрыва) при циклическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 96с.
12. Слепечец Е.Н. Определение усталостной наработки конструкции самолета с помощью индикаторов накопления усталостных повреждений: Автореф., дис. канд. техн. наук: - М.: 1976.- 20с.
13. Столяров Р.Н., Гумеров А.Г., Каримова Р.З. Определение периодичности контроля технического состояния участка нефтепровода. // Нефтяное хозяйство.- 1980. - № 5. - С. 55 – 56.
14. Строительные нормы и правила. Нагрузки и воздействия на гидравлические сооружения. СНИП 2.06.04 – 82.
15. Терещенко П.Л. Укладка подводных трубопроводов способом свободного погружения. – Л.: Недра, 1965. – 85 с.
16. Тимашев С.А., Яблонских И.Л. Комплексный анализ влияния природных и техногенных факторов на надежность трубопроводов. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.) . – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.231-233.
17. Тимошенко С. П. Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1965. – том I – 363с; том II – 480с.
18. Тимошенко С.П. Колебания в инженерном деле. – М.: Наука, 1967. – 444 с.

99. Тимошенко С.П. Прочность и колебания элементов конструкций. – М.: Наука, 1975 – 704 с.
100. Трофимов П.П., Муханов Н.А., Павлов А.В., Мордухай А.Ф. Комплекс оборудования для ультразвукового контроля сварных швов трубопроводов. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.104-110.
101. Трощенко В.Т., Бойко В.Н. Датчик усталостного повреждения и обоснование его использования // Проблемн прочности. - 1985.- №1. - С.5-10.
102. Труфяков В. И. Усталость сварных соединений. – К.: Наук. думка, 1973.– 209 с.
103. Филиппский А.Х., Харионовский В.В., Коротких Б. И., Филимоненко И.А. Результаты экспериментальных исследований напряжено-деформированного состояния газопровода Мессояха – Норильск / В кн.: Физико-математическое моделирование технологических процессов Норильского горно-металлургического промышленного комплекса. - Норильск, 1979.- С.103 – 105.
104. Харионовский В.В. Научно – технические разработки в области оценки дефектов в трубопроводах. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999.–С.3-11.
105. Харионовский В.В.. Эксплуатационная прочность северных газопроводов. – Норильск, 1983.- С. 100 – 105.
106. Чапля О.Н., Василенко Н.Н. О роли электрохимического растворения и водородного охрупчивания высокопрочных сталей в 3% растворе NaCl // Физ.-хим. механика материалов. – 1973. – №4. – С. 59-64.
107. Швед М. М. Изменение эксплуатационных свойств железа и стали под влиянием водорода. – К.: Наук. думка, 1985. – 120с.
108. Шпак П.Ф. Геологічні аспекти розвитку сировинної бази вуглеводнів та видобутку нафти і газу в умовах сучасної України // Нафт. і газова пром-сть. – 1999. - №3. – С.31 - 33.
109. Щербина Б.Е. Магистральный трубопроводный транспорт на рубеже 80-х годов. - М.: Недра, 1982.

110. Яковлев Е.И. Оперативное управление магистральными трубопроводами, техническое обслуживание и ремонт. Итоги науки и техники. //Трубопроводный транспорт. - 1990. - №13.- С.103-114.
111. Ярыгин Г.А., Лукьянов О.В., Швирияев А.А. Модель оценки экологического риска при эксплуатации линейной части магистрального газопровода. Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99”(г. Сочи, апрель 1999 г.) . – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.223-231.
112. Ясин Э.М., Березин В.Л., Ращепкин Е.Е. Надежность магистральных трубопроводов. – М.:Недра, 1972.
113. Ярема С.Я. Исследование роста усталостных трещин и кинематические диаграммы усталостного разрушения //ФХММ, 1977.- №14.- С.3-22.
114. Turnbull A. Review of the electrochemical conditions in cracks with particular reference to corrosion fatigue of structural steels in sea water // Rev/ on coating and corrosion. – 1982. – s, No 1-4 – P. 43 – 171.
115. Kinsman B. Wind waves. – Prentice-Hall. Englewood Cliffs. 1965.
116. Melormick M.E. Ocean engineering Wave mechanics. – Jon Wiley, N-u, 1973.
117. Skjelbreia L. Gravity waves, Stokes third order approximation. Tables of functions. Council on Wave research. – Univ. of California. Berkeley, 1959.
118. Weigel R.L. A presentation of choidal wave theory for practical application – J. of Fluid Mech., 1960, vol. 7.- P. 273 –286.
119. Chakrabarti S.K., Tam W.A., Wolbert A.L. Wave forces on a randomly oriented tube. – proc, VII Annual Offshore Technology Conference, 1975.- P. 433 – 441.
120. Бреббия К., Уокер С. Динамика морских сооружений. – Л. Судостроение, 1983. – 232 с.
121. Беляев . Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1965. – 560с.
122. Чарный И.А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах. М.: Недра, 1975. – 296с.
123. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 464с.

## Додаток А

Розрахунок кривої втоми з врахування  
у базового числа для всіх навантажень.

дальше значення суми

для точки нижнього перетину кривої втоми

Характеристика нахилу кривої втоми

тивалості

атичне відхилення

для границі витривалості

Таблиця А.1 - Протокол випробовувань

№ зразка	$\sigma$ , МПа	N, циклів	Результат
1	120	$0,93 \cdot 10^7$	злом по зварному шву
2	110	310000	злом по зварному шву
3	100	$0,605 \cdot 10^7$	злом по зварному шву
4	90	$0,86 \cdot 10^7$	злом по зварному шву
5	80	$3,2 \cdot 10^7$	злом по тілу біля зажиму
6	71	5150,000	

## Додаток Б

### Розрахунок кривої втоми з врахування N базового числа циклів навантажень

Мінімальне значення суми	29.62
Абсциса точки нижнього перегину кривої втоми	2086600
Характеристика нахилу кривої втоми	19.69
Границя витривалості	71.5249
Середньо-квадратичне відхилення	2.43
Коефіцієнт варіації границі витривалості	0.03

Таблиця Б.1 – Довірчі інтервали для заданих ймовірностей неруйнування

Ймовірності неруйнування	Довірчі інтервали			
	Для границі витривалості		Для СКО	
	Min	Max	Min	Max
0.900	69.59	73.46	1.64	5.09
0.950	69.09	73.96	1.52	5.98
0.990	67.84	75.21	1.33	8.48
0.999	65.60	77.45	1.16	13.69

Таблиця Б.2-Розрахункова крива витривалості

№ п/п	Напруги	Число циклів	Десятковий логарифм
1	72.02	7691382	6.8860
2	82.02	1843859	6.2657
3	92.02	908882	5.9585
4	102.02	498499	5.6977

**Додаток С**