

**С.Ф. Пічугін
В.А. Пашинський
О.Є. Зима
П.Ю. Винников
Ж.Ю. Біла**

**Надійність
лінійних
частин
магістральних
трубопроводів**

Монографія

**Полтава
ПП «АСТРАЯ»
2018**

**S.F. Pichugin
V.A. Pashynskyi
O.E. Zyma
P.Y. Vynnykov
Z.Y. Bila**

**Reliability
of Main
Pipelines
Linear
Parts**

Monograph

**Poltava
PH «ASTRAYA»
2018**

УДК 624.643(24):624.014.2.042.

Н17

*Рекомендовано до опублікування Вченою радою
Центральноукраїнського національного технічного університету
(протокол № 3 від 7.11. 2018 р.).*

Рецензенти:

С.І. Головка (доктор техн. наук, професор, проф. кафедри основ та фундаментів Придніпровської державної академії будівництва та архітектури);

О.І. Голоднов (доктор техн. наук, професор, вчений секретар ВАТ «Укрінсталькон ім. В.М. Шимановського», зав. науково-дослідного і проектного відділу будівельних конструкцій);

О.В. Семко (доктор техн. наук, професор, зав. кафедри архітектури та міського будівництва Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка).

Reliability of Main Pipelines Linear Parts: S.F. Pichugin, V.A. Pashynskiy,

O.E. Zyma, P.Y. Vynnykov, G.Y. Bila. – Poltava: Publishing House «ASTRAYA», 2018. – 439 p.

The monograph contains the practical method of probabilistic calculation of the steel main pipeline linear part construction reliability. The task of assessing the pipeline reliability at the stages of design, construction, operation and overhaul have been solved. The hoop and longitudinal stresses in the pipeline, which are influenced by deformations of a stochastic soil base, random internal working pressure and temperature drop, were taken into account. The probability of pipeline failure for different laying conditions have been determined.

It can be helpful for scientists and engineers, post-graduate students and students

Надійність лінійних частин магістральних трубопроводів – Reliability of Main Pipelines Linear Parts [Текст]: монографія / С.Ф. Пічугін,

В.А. Пашинський, О.Є. Зима, П.Ю. Винников, Ж.Ю. Біла – Полтава:

ПП «АСТРАЯ», 2018. – 439 с.

ISBN 978-617-7669-20-2

В монографії викладена практична методика ймовірнісного розрахунку надійності конструкції лінійної частини сталевого магістрального трубопроводу. Розв'язана задача оцінки надійності трубопроводу на етапах проектування, спорудження, експлуатації та капітального ремонту. Враховувалися кільцеві і поздовжні напруження у трубопроводі, на які впливають деформації випадково-неоднорідної основи, випадкові внутрішній робочий тиск та температурні перепади. Визначена ймовірність відмови трубопроводу для різноманітних умов прокладання.

Для наукових та інженерно-технічних працівників, аспірантів і студентів.

УДК 624.643(24):624.014.2.042

ISBN 978-617-7669-20-2

© Колектив авторів, 2018

© ПП«АСТРАЯ», 2018

ЗМІСТ

**Частина 1
ПРОЕКТУВАННЯ
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
МАГІСТРАЛЬНИХ
ТРУБОПРОВОДІВ**

**Частина 2
ПРОЕКТНА
НАДІЙНІСТЬ
МАГІСТРАЛЬНИХ
ТРУБОПРОВОДІВ**

**Частина 3
ВПЛИВ КОРОЗІЙНИХ
ПОШКОДЖЕНЬ НА НАДІЙНІСТЬ
МАГІСТРАЛЬНИХ
ТРУБОПРОВОДІВ**

CONTENTS

Part 1
DESIGNING AND
EXPLOITATION
OF MAIN
PIPELINES

Part 2
DESIGNING
RELIABILITY
OF MAIN
PIPELINES

Part 3
RELIABILITY
OF MAIN PIPELINES
CONSIDERING
CORROSIVE
DAMAGES

ВСТУП

Трубопровідний транспорт використовується для перекачування нафти, нафтопродуктів, природного газу та деяких хімічних продуктів. Його перевагами є мінімальна собівартість транспортування, порівняно невелика кількість обслуговуючого персоналу та висока продуктивність праці, мінімальні втрати при транспортуванні, можливість функціонування протягом усього року, можливість прокладання трубопроводів за найкоротшою відстанню незалежно від рельєфу, безперервність та екологічна чистота процесу транспортування. Зростаюча роль нафти і газу в розвитку суспільства призводить до швидкого зростання вантажопотоків, що обумовлює необхідність будівництва та модернізації магістральних трубопроводів.

Україна є одним із основних транзитерів вуглеводнів до країн Східної і Західної Європи. Значні обсяги транзиту нафти, газу та їх похідних через територію України обумовлюють її стратегічне положення в енергетичній безпеці Європи.

Мережа магістральних трубопроводів України – складна технічна система, що має потужний потенціал транспортування та зберігання вуглеводнів. Система магістральних нафтопроводів України включає нафтопроводи, нафтоперекачувальні станції, резервуарні парки та ін. Пропускна здатність системи магістральних нафтопроводів України перевищує 100 млн т/рік. Газотранспортна система держави складається з газопроводів, компресорних станцій, підземних сховищ газу та ін. Пропускна здатність газотранспортної системи перевищує 200 млрд м³ на рік.

Транспортування і зберігання нафти й газу при певних несприятливих умовах може призвести до надзвичайних ситуацій техногенного характеру, забруднення довкілля при аваріях і

відмовах, створивши таким чином небезпеку для населення, інженерних споруд та природного середовища. Системи трубопровідного транспорту рідких і газоподібних вуглеводнів віднесені до об'єктів підвищеної небезпеки, тому обов'язковими умовами їх експлуатації є організація періодичної технічної діагностики технічного стану магістральних трубопроводів та інших елементів транспортних систем з метою своєчасного усунення виявлених дефектів і пошкоджень.

Більшість магістральних трубопроводів, які прокладені на території України, експлуатуються 30...35 років в екстремальних топографічних, геологічних, гідрологічних та кліматичних умовах. Ізоляційні матеріали, використані під час спорудження магістральних трубопроводів, далеко не завжди відповідали необхідним критеріям якості. Тому найбільш розповсюдженими є корозійні пошкодження труб в умовах агресивного ґрунтового середовища, які можуть знижувати надійність трубопровідних магістралей до критичного рівня.

Відомо, що аварії та катастрофи, пов'язані з скиданням нафти та нафтопродуктів, складають до 60 % техногенних надзвичайних ситуацій з екологічними наслідками. Це вказує на необхідність постійного проведення технічної діагностики та ремонтів, пов'язаних із заміною ізоляції, ремонтами чи навіть повною заміною окремих ділянок лінійних частин трубопроводів. Кожен рік виконуються капітальні ремонти десятків кілометрів лінійних частин магістральних нафто- і газопроводів. Окрім того, продовжується будівництво нових трубопровідних магістральних комплексів в умовах екстремальних природних факторів.

Сучасні норми із забезпечення надійності будівельних конструкцій, будівель та споруд відносять магістральні трубопроводи до найбільш відповідальних об'єктів, для яких доцільна імовірність відмови протягом розрахункового строку служби становить $1 \times 10^{-6} \dots 1 \times 10^{-5}$. Однак, конкретна методика, яка б дозволяла достатньо просто й точно оцінити реальний

рівень надійності трубопроводів, на сьогоднішній час не розроблена.

В даний час конструкції магістральних трубопроводів розраховуються методом граничних станів, який не враховує у явному вигляді імовірнісну природу характеристик несучої здатності та навантажень, а також їх зміни з часом. Реальне впровадження методів теорії надійності у практику проектування магістральних трубопроводів стримується як складністю математичного апарату, так і недостатньою вивченістю факторів впливу, зокрема експлуатаційних навантажень, корозійних пошкоджень та характеру взаємодії з ґрунтами основи.

Методи кількісного оцінювання надійності, розроблені в інших галузях техніки чи для будівельних конструкцій інших видів, не можуть бути безпосередньо використані для дослідження конструктивної надійності трубопровідного транспорту. Необхідне розроблення оригінальних методів, які базуються на відповідних імовірнісних моделях, повною мірою враховують особливості магістральних трубопроводів і дозволяють розв'язувати задачі надійності з достатньою для практики точністю.

Представлена монографія присвячена вирішенню цієї проблеми, а саме розробленню імовірнісних методів оцінювання надійності лінійних частин магістральних трубопроводів. Вибір лінійних частин в якості об'єкта дослідження обумовлений їх значною протяжністю, істотними впливами кліматичних і ґрунтових умов та великою небезпекою аварій з важкими екологічними наслідками. Розроблені авторами та висвітлені в монографії методи імовірнісного оцінювання показників надійності враховують:

- конструкцію трубопроводу діаметр і товщину стінок труб;
- статистичні характеристики та розрахункові значення показників міцності сталі;

- навантаження від робочого внутрішнього тиску в режимі нормальної експлуатації;
- властивості й технічні характеристики ґрунтів, у яких прокладено підземний трубопровід;
- навантаження від ґрунту, включаючи його просадки в складних ґрунтових умовах;
- силовий вплив сезонних змін температури ґрунту та температури продукту, що транспортується;
- реальні корозійні пошкодження стінок труб.

Подання перелічених факторів у формі випадкових величин та випадкових процесів дозволило розробити коректні імовірнісні моделі та методи оцінювання рівня надійності ділянок лінійних частин магістральних трубопроводів. Розроблені методи апробовані на прикладах розрахунку реальних трубопроводів, що дозволило проаналізувати вплив перелічених факторів на імовірність відмови лінійних частин.

Монографія складається з трьох частин. Перші дві частини присвячені дослідженню та імовірнісному поданню перелічених вище факторів впливу, розробленню методів оцінювання імовірності відмови трубопроводів при різних комбінаціях навантажень і впливів, у різних ґрунтових умовах та розрахункових ситуаціях. Виконані розрахунки реальних трубопроводів дозволили оцінити їх рівень надійності та проаналізувати вплив розрахункових факторів на імовірність відмови лінійних частин.

Третя частина присвячена розробленню методів урахування впливу корозійних пошкоджень на рівень надійності лінійних частин трубопроводів та плануванню ремонтів трубопроводів з корозійними пошкодженнями. Виконано статистичний аналіз та імовірнісний опис корозійних пошкоджень нафтопроводу за даними внутрішньотрубної діагностики. За розробленою методикою оцінювання надійності проаналізовано вплив цих пошкоджень на імовірність відмови досліджених ділянок і

запропонована методика планування ремонтів з метою доведення імовірності відмови до безпечного рівня.

В цілому представлена монографія відображає комплекс проблем, пов'язаних із забезпеченням надійної експлуатації лінійних частин магістральних трубопроводів в реальних кліматичних і геологічних умовах, з урахуванням початкових недосконалостей і корозійних пошкоджень.

Перша і друга частини написані С.Ф. Пічугіним, О.Є. Зимою та П.Ю. Винниковим; третя частина написана В.А. Пашинським і Ж.Ю. Білою.

Матеріал книги може бути корисним інженерам-проектувальникам та працівникам служб експлуатації нафто- і газопроводів, науковцям та студентам, які вивчають проблеми оцінювання й забезпечення надійності транспортних трубопроводів та інших споруд.

Частина 1

ПРОЕКТУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

Розділ 1

МАГІСТРАЛЬНІ ТРУБОПРОВОДИ, ЕТАПИ ЇХ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ ТА ДОСВІД ЕКСПЛУАТАЦІЇ

*Транспортні магістралі – кровonosна
система організму народного
господарства*

**Г.В. Голубчикова, вчитель
«Афоризми на уроках географії»**

*Люди навчилися перетворювати
трубопроводи у шланги, що переганяють
валюту за кордон*

**Юрій Классик
«Старі істини – нові афоризми»**

1.1. МАГІСТРАЛЬНІ ТРУБОПРОВОДИ УКРАЇНИ

1.1.1. Мережа магістральних нафтопроводів та газопроводів України. Сучасні магістральні трубопроводи – це основний засіб транспортування газу, нафти і нафтопродуктів на великі відстані від місць їх видобування до місць споживання. Перевагами трубопровідного транспорту є його економічність у порівнянні з іншими видами транспорту, безперервність і рівномірність подачі продукту, що забезпечує ритмічність роботи підприємств-одержувачів, можливість швидкого будівництва трубопроводів великої протяжності у складних умовах, мінімальні втрати продукту завдяки високому ступеню герметизації трубопроводів і обладнання. Трубопровідний транспорт по своїй фізичній суті та інженерним рішенням – це найбільш безпечний спосіб доставки пожежо- і вибухонебезпечних рідких і газоподібних вуглеводнів [17,33].

Про можливість застосування трубопроводів для транспортування газоподібних і рідких матеріалів відомо досить давно [22]. В Україні перший трубопровід довжиною 13 км, який можна вважати магістральним, був споруджений в 1886 році на

Прикарпатті для транспортування нафти з родовища Слобода Рунгурська (сучасний Надвірнянський район Івано-Франківської області), де видобування нафти велось з 1771 року, на нафтопереробний завод у с. Печеніжин.

Промислове видобування українського газу розпочалося у Дашаві (Львівська область) в 1924 році, звідки у тому ж році був побудований перший в Україні газопровід Дашава – Стрий – Дрогобич та в 1929 році газопровід Дашава – Львів, довжина якого була 81 км, діаметр 150 мм. В 1941 році було побудовано ще один газопровід Дашава – Львів діаметром 300 мм.

У післявоєнні роки розгорнулося інтенсивне будівництво магістральних газопроводів. У 1948 році було завершено будівництво газопроводу Дашава – Київ діаметром 529 мм та довжиною 509 км – цей рік прийнято вважати початком розвитку газотранспортної системи України. Вказаний газопровід був на той час найпотужнішим в Європі, його пропускна здатність становила близько 2 млрд. м³ у рік. У 1955 році цей газопровід був продовжений до Москви, і його довжина склала 1530 км.

У післявоєнні роки також інтенсивно будувалися нафтопроводи. Протягом 1960 – 1974 років споруджувався трансконтинентальний нафтопровід «Дружба», протяжність якого в межах України склала 680 км. Загальна протяжність нафтопроводу з усіма відводами перевищує 6000 км, основний діаметр труб 1020 мм. Для забезпечення роботи трубопроводу було побудовано 31 насосну станцію.

С середини 70-х років минулого століття починається інтенсивне будівництво трансконтинентальних магістральних трубопроводів з районів Західного Сибіру та Крайньої Півночі в Центральну і Західну Європу. З цих магістральних газопроводів відомими є «Союз», «Уренгой – Помари – Ужгород», «Прогрес», «Торжок – Івацевічі – Долина». Завдяки цим газопроводам Українська газотранспортна система стала однією з найбільших в Європі (*рис. 1.1*), вона включає 39,8 тис. км газопроводів, у тому

числі 22,2 тис. км діаметром 1020 – 1420 мм, 74 компресорних станції, 13 підземних сховищ газу загальною місткістю 31 млрд м³. Пропускна здатність системи становить на вході 287,7 млрд. м³ газу на рік, а на виході – 178,5 млрд. м³ на рік. Для споживачів України раніше із Росії щороку транспортувалося близько 70 млрд. м³, потім цей обсяг значно скоротився, і останні два роки Україна зовсім відмовилася від російського газу і задовольняє свої потреби поставками із країн Євросоюзу. Транзитом газотранспортною системою України до країн Західної та Центральної Європи може транспортуватися 142,5 млрд. м³ природного газу.

Крім газопровідної системи, в Україні є розвинена нафтопровідна система у складі 19 нафтопроводів (*рис. 1.2*) загальною довжиною 4574 км, з 50 нафтоперекачувальними станціями і резервуарним парком ємністю понад 1 млн. м³, системами електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежними та протиерозійними спорудами. Пропускна здатність системи на вході становить 114 млн. т нафти на рік, на виході – 66 млн. т на рік. Магістральні нафтопроводи України забезпечують постачання нафти на нафтопереробні заводи України (30 млн. т) і перекачування її на експорт до країн Європи (64 – 66 млн. т).

Суттєвим внеском у розвиток вітчизняної нафтопровідної системи є спорудження у 2001 році нафтопроводу Одеса – Броди довжиною 674 км, діаметром 1020 мм. Новий нафтотранспортний коридор є найкоротшим шляхом транспортування каспійської нафти до країн Центральної та Північної Європи, він буде продовжений до Плоцька і Гданська в Польщі. Після завершення будівництва усього комплексу пропускна здатність системи досягне 45 млн. т нафти на рік.

Вказані обсяги транспортування вуглеводнів визначають стратегічне значення магістральних трубопроводів як для України, так і для інших країн.



Рис. 1.1. Мережа магістральних газопроводів України



Рис. 1.2. Мережа магістральних нафтопроводів України

1.1.2. Схеми постачання газу і нафти. Загальна схема постачання газу показана на *рис. 1.3* [7].

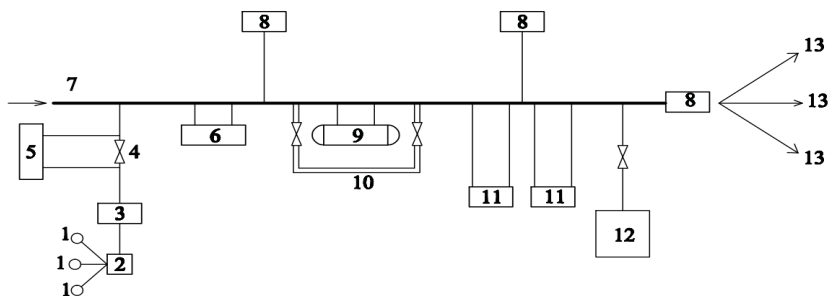


Рис. 1.3. Схема постачання газу:

1 – газовий промисел; 2 – промисловий пункт збирання газу; 3 – дожимна компресорна станція (ДКС); 4 – лінійна запірні арматура; 5 – головні споруди; 6 – головна компресорна станція (ГКС); 7 – магістральний газопровід; 8 – газорозподільні станції (ГРС); 9 – конденсатозбірник; 10 – лупінг; 11 – проміжні компресорні станції; 12 – підземне сховище газу; 13 – споживачі газу.

Добутий на промислах газ (поз. 1) проходить підготовку до транспортування (очищення, висушування, одорація) на головних спорудах (поз. 5), які розміщують поблизу газових промислів. На завершальній стадії експлуатації промислу, коли його пластовий тиск низький, на головних спорудах розміщують дожимні компресорні станції (ДКС, поз.3), призначення яких – збільшення тиску промислового газу до робочого тиску в магістральному газопроводі.

Очищений та висушений на головних спорудах газ потрапляє до лінійної частини магістрального трубопроводу (ЛЧМТ, поз. 7) для перекачування до місця розподілу чи споживання. По трасі трубопроводу через кожні 20 – 25 км

розміщують лінійну запірну арматуру (поз. 4), яка містить запірні пристрої (крани), обвідні лінії та продувальні свічки. Використання таких вузлів дозволяє відключати ділянки газопроводу, звільняти їх від газу (через свічки), продувати, заповнювати газом і вмикати після проведення ремонтних робіт.

Для збирання й видалення конденсату з газопроводу в найбільш низьких його місцях передбачено розміщення конденсатозбірників (поз. 9). Крім того, для очищення внутрішньої поверхні газопроводу від механічних домішок у визначених місцях передбачені пристрої для запуску та приймання очисних поршнів.

Для запобігання руйнуванню металу труб від ґрунтової корозії використовують установки катодного та протекторного захисту, а від блукаючих струмів – установки електродренажного захисту.

За технологічною схемою (рис. 1.4) постачання нафти та нафтопродуктів суттєво відрізняється від розглянутої вище схеми постачання газу. Основними спорудами цієї схеми є:

- головна перекачувальна (насосна) станція (поз. 3), яку розміщують на початковій ділянці трубопроводу в районі нафтових промислів (поз. 1) або нафтопереробного заводу (поз. 8), тому що вона призначена для приймання нафти чи нафтопродуктів з подальшою подачею в трубопровід;

- проміжні насосні станції (поз. 6), які забезпечують подальше переміщення нафти (нафтопродуктів) по трубопроводу у кінцевий пункт (поз. 8 – 10) або нафтобазу (поз. 7), де здійснюється приймання нафти й нафтопродуктів із трубопроводу для подальшого транспортування споживачам; проміжні насосні станції призначені для додаткового підвищення тиску рідини, їх розміщують по довжині трубопроводу приблизно на рівних відстанях з урахуванням рівномірного розподілу тиску по всіх станціях трубопроводу;

- власне трубопровід із системами обслуговування, зв'язку та протикорозійного захисту (поз. 4);
- допоміжні споруди (адміністративно-побутові приміщення, механічні майстерні, автобази тощо, поз. 5).

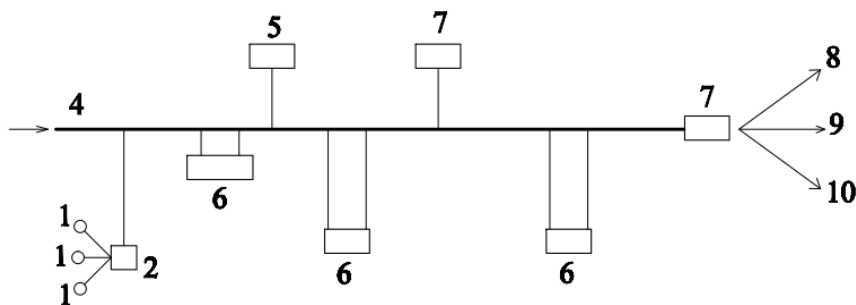


Рис. 1.4. Схема постачання нафти й нафтопродуктів:

1 – нафтові промисли; 2 – станції перекачки; 3 – головні споруди нафтопроводу (резервуари, головна насосна станція); 4 – магістральний нафтопровід (нафтопродуктопровід); 5 – підсобні приміщення, механічні майстерні, пожежні депо, гаражі; 6 – проміжна насосна станція; 7 – нафтобаза; 8 – нафтопереробний завод; 9 – залізничний термінал; 10 – морський термінал.

До складу виробничо-технологічних споруд перекачувальних станцій входять резервуарні парки, прилади для пуску скребків, устаткування для фільтрів, а також окремі ємності для скидання витоків і прийому рідини із запобіжних систем захисту.

1.1.3. Склад магістрального трубопроводу. Згідно з Законом України «Про трубопровідний транспорт» [48], *магістральний трубопровід* – технологічний комплекс, що функціонує як єдина система і до якого входить окремий трубопровід з усіма об'єктами і спорудами, зв'язаними з ним єдиним технологічним процесом, або кілька трубопроводів,

якими здійснюються транзитні, міждержавні, міжрегіональні поставки продуктів транспортування споживачам, або інші трубопроводи, спроектовані та збудовані згідно з державними будівельними вимогами щодо магістральних трубопроводів.

На відміну від магістральних, **промислові трубопроводи** (приєднані мережі) – це всі інші немагістральні трубопроводи в межах виробництва, а також нафтобазові, внутрішньопромислові нафто-, газо- і продуктопроводи, міські газорозподільні, водопровідні, теплопровідні, каналізаційні мережі, розподільчі трубопроводи водопостачання, меліоративні системи тощо.

Отже, магістральний трубопровід – це єдиний виробничо-технологічний комплекс, що включає будівлі, споруди, **лінійну частину**, у тому числі об'єкти, що забезпечують транспортування, зберігання та (або) перевалку на автомобільний, залізничний і водний види транспорту рідких або газоподібних вуглеводнів, вимірювання витрат рідких (нафта, нафтопродукти, скраплені вуглеводні гази, газовий конденсат) або газоподібних (газ) вуглеводнів.

У склад магістральних трубопроводів входять:

- **трубопровід** (від місця виходу з родовища продукції, підготовленої для транспортування) з відгалуженнями й лупінгами, запірною арматурою, переходами через природні та штучні перешкоди, вузлами підключення нафтоперекачувальних станцій (НПС), компресорних станцій (КС), перекачувальних станцій (ПС), вузлів замірювання витрат газу (УЗРГ), пунктів редуціювання газу (ПРГ), вузлами пуску й приймання очищувальних пристроїв, збірниками конденсату й пристроїв для введення метанолу;

- пристрої електрохімічного захисту трубопроводів від корозії, споруди технологічного зв'язку, засоби автоматики й телемеханіки;

- лінії електропередачі для енергозабезпечення трубопроводів, електропостачання та дистанційного управління

запірною арматурою й пристроями електрохімічного захисту трубопроводів, мережі зв'язку;

- споруди і засоби протипожежного захисту трубопроводів, протієрозійні та захисні споруди;
- ємності для зберігання й розгазування конденсату, земляні амбри для аварійного випускання нафти, нафтопродуктів, конденсату й скраплених вуглеводнів;
- будівлі і споруди лінійної служби експлуатації трубопроводів;
- проїзди й вертолітні майданчики, розміщені вдовж траси трубопроводу, й під'їзди до них, сигнальні знаки місцезнаходження трубопроводів;
- головні та проміжні НПС, ПС і наливні станції, НС, резервуарні парки, КС і газорозподільчі станції (ГРС), об'єкти перевалки товарної продукції на інші види транспорту;
- станції підземного зберігання газу (СПХГ);
- пункти підігріву нафти і нафтопродуктів;
- покажчики і попереджувальні знаки.

1.1.4. Класифікація магістральних трубопроводів. За способом прокладання магістральні трубопроводи можуть бути підземними, коли верх труби знаходиться нижче від денної поверхні ґрунту, (основний варіант, який охоплює 98 % довжини всіх магістральних трубопроводів), наземними в насипах (низ труби лежить на денній поверхні ґрунту), надземними (низ труби над денною поверхнею ґрунту), підводними.

Магістральні газопроводи в залежності від робочого тиску в трубопроводі діляться на два **класи**:

I – при робочому тиску від 2,5 до 10,0 МПа;

II – при робочому тиску від 1,2 до 2,5 МПа.

Магістральні нафтопроводи в залежності від діаметру трубопроводу діляться на чотири **класи**:

- I – при номінальному діаметрі від 1000 до 1200 мм;
- II – те ж, від 500 до 1000 мм;
- III – те ж, від 300 до 500 мм;
- IV – діаметр 300 мм і менше.

Відповідно до такої класифікації встановлюються протипожежні розриви між окремими нитками трубопроводів, між трубопроводами і населеними пунктами та виробничими об'єктами, оскільки чим вищий клас трубопроводу, тим більшу небезпеку він становить у випадку аварії.

Магістральні трубопроводи та їхні ділянки діляться на **категорії**, для яких приймаються різні коефіцієнти умов роботи (табл. 1.1).

Таблиця 1.1
Категорії трубопроводів і відповідні коефіцієнти умов роботи

<i>Категорія трубопроводу або його ділянки</i>	<i>Коефіцієнт «т» умов роботи трубопроводу у розрахунку на міцність, стійкість і деформативність</i>
<i>B</i>	<i>0,660</i>
<i>I</i>	<i>0,825</i>
<i>II</i>	<i>0,825</i>
<i>III</i>	<i>0,990</i>
<i>IV</i>	<i>0,990</i>

Необхідність такої класифікації пояснюється різними умовами, в яких буде знаходитись трубопровід на різних ділянках траси, і можливими наслідками в разі руйнування трубопроводу на цих ділянках. Згідно з нормами [52], підземні газопроводи і нафтопроводи відносяться до III категорії. Розподіл категорій ділянок магістральних трубопроводів наводиться у громіздкій табл. 3 норм [52], з якої наведемо деякі приклади: підземні переходи газопроводів через водні перешкоди – I категорія; такі ж переходи нафтопроводів – категорія B; підземні переходи

трубопроводів через автомобільні і залізні дороги – I категорія; перетини з підземними комунікаціями – II категорія; підземні трубопроводи, що прокладаються по підроблюваних територіях – II категорія.

1.1.5 Склад системи магістральних трубопроводів з позицій теорії надійності. Оцінка надійності всієї трубопровідної системи складається з виділення однорідних груп елементів системи (компресорні або насосні станції, лінійні частини магістральних трубопроводів) з подальшим аналізом відмов підсистем.

Розрізняються два рівні поділу конструкції на розрахункові ділянки. Перший відповідає поділу конструкції на елементи відповідно до обраних при оцінюванні напружено-деформованого стану (НДС) розрахункових схем [51]. Другий – виділяє ділянки з однорідними характеристиками за обраною групою параметрів. Перелік параметрів залежить від характеристик конструкції, виду передбачуваних розрахунків, типів можливих відмов та граничних станів, що реалізуються на виділеній розрахунковій ділянці. При цьому спочатку формують перелік типів розрахункових ділянок, об'єднаних заданими загальними ознаками.

У якості об'єктів дослідження надійності у системі магістральних трубопроводів можуть розглядатися [51]:

- вся система магістральних трубопроводів;
- група магістральних трубопроводів чи експлуатаційних ділянок, які мають єдину систему оперативного управління;
- магістральний трубопровід у цілому або окремі експлуатаційні ділянки;
 - лінійна частина; нафто-, газоперероблювальні станції (ГПС); резервуарні парки; компресорні або насосні станції;
 - технологічні частини (конструкції) об'єктів (резервуар, газоперекачувальний агрегат);

- арматура, запобіжні та вимірювальні прилади.

Методологія системної теорії надійності стосовно магістральних трубопроводів розглядає кілька рівнів розукрупнення системи. У даній роботі сконцентруємо увагу на рівні, для якого об'єктом дослідження є **лінійна частина магістрального трубопроводу (ЛЧМТ)**, яка є однією з найважливіших і найдорожчих частин усієї системи [51].

На цьому рівні виділяються наступні підсистеми, показані на *рис. 1.5*:

Група А:

- основний метал (труби) із зварними з'єднаннями;
- переходи через перешкоди;
- вузли підключення до КС та НС;
- вузли пуску та приймання очисних приладів;
- вузли встановлення лінійної арматури;
- розгалуження, відводи та перемички.

Група Б (елементи конструктивного оснащення):

- засоби електрохімічного захисту;
- засоби прокладання трубопроводу у ґрунтовому середовищі (ґрунтова подушка, пальова основа, ґрунт зворотної засипки, ґрунтові анкери та ін.);
- антикорозійні покриття.

Надійність усієї системи в цілому (на даному рівні розкрупнення) залежить від надійності складових її компонентів (виділених підсистем). Між відмовами груп А і Б існує очевидна статистична залежність, яка передбачає застосування для оцінки показників безвідмовності методів умовних функцій надійності. Такий наближений підхід визначається відсутністю повної інформації про розподіли умовних імовірностей відмов у групі А при відмові в групі Б.

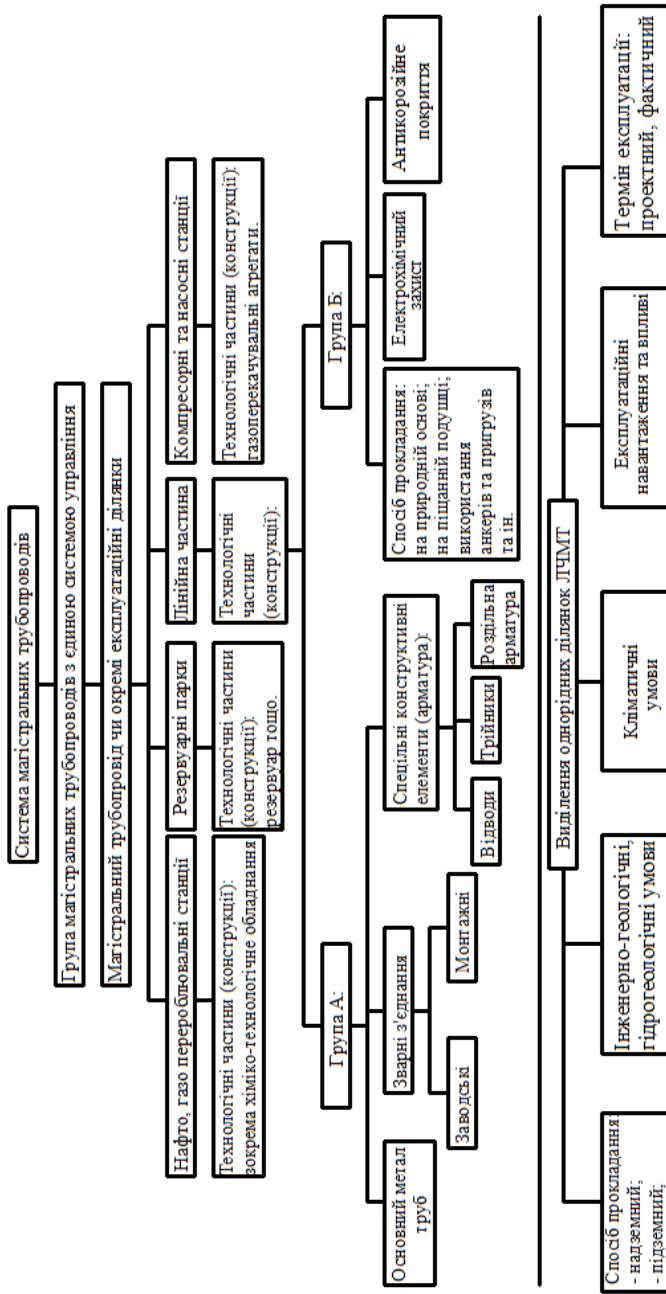


Рис. 1.5. Схема виділення однорідних ділянок лінійних частин магістральних трубопроводів для подальшого імовірнісного дослідження

З іншого боку, при розгляді конструктивної схеми конкретної трубопровідної системи необхідно провести структурний аналіз, при якому трубопровід розглядається як протяжна механічна система, що складається з ділянок, однорідних за способом прокладки, інженерно-геологічними, гідрогеологічними, кліматичними і експлуатаційними умовами. Виділення однорідних ділянок здійснюється у відповідності з принципом рівної надійності. Для виділеної групи ділянок характерні відмови, що мають однакову природу (причина відмови описується одним і тим же критерієм настання граничного стану).

У контексті виділення однорідних ділянок магістрального трубопроводу слід відзначити, що запірну арматуру слід встановлювати за розрахунком, але на відстані не більше 30 км [51]. Крім того, слід встановлювати запірну арматуру з обох сторін переходів через перешкоди, а також у місцях відгалужень.

Окремо слід прокоментувати тезу про поділ ЛЧМТ за однорідністю інженерно-геологічних та гідрогеологічних умов, оскільки поведінка трубопроводу у генетично різних ґрунтах суттєво відрізняється з точки зору впливу нерівномірних осідань на НДС трубопроводу та впливу агресивності ґрунтового середовища на розвиток корозійних явищ у стінці трубопроводу.

Для трубопроводу, який прокладений у структурно однорідних ґрунтах без особливих властивостей із більш-менш регулярними гідрогеологічними умовами, де дійсно є певна кореляційна залежність між деформативними характеристиками ґрунту, доцільно розглядати ділянки ЛЧМТ між точками розташуванням запірної арматури, але не більше 30 км. Аналіз можна проводити у техніці випадкових функцій (ВФ).

У випадку прокладання трубопроводу у ґрунтах із особливими властивостями, доцільно розглядати ділянки довжиною 100 – 200 м. Це обґрунтовано тим, що небезпечні інженерно-геологічні процеси – утворення мутьди осідання у зоні

гірничих виробок, відтавання вічномерзлого ґрунту, замочування ділянок лесового просадочного ґрунту тощо – відбуваються локально, в обмеженій зоні, відповідно до розмірів та форм небезпечного процесу. Відповідно у цих місцях виникають додаткові напруження у стінках трубопроводу. При цьому неможливо однією функцією коректно описати поведінку ґрунту та прояви локальних небезпечних явищ. Отже, аналіз міцності та надійності ЛЧМТ у нестандартних ґрунтових умовах слід проводити у більш простій, але ефективній техніці випадкових величин (ВВ).

1.1.6. Труби і сталі для магістральних трубопроводів.

Надійність роботи трубопровідних систем, їх безпечність в багатьох випадках залежить від якості вкладених у магістралі труб [1].

На кожному етапі вдосконалення технології транспорту нафти і газу, конструктивних проектних рішень та методів будівництва трубопроводів висувались все більш високі вимоги до трубних сталей та конструкції труб. Збільшення діаметру та тиску, товщини стінки та вдосконалення зварних технологій викликали зміни не тільки у вимогах до механічних показників, хімічного складу сталей, але й у технології виготовлення листового металу, процесів формування труб та зварювання, а також фізичних засобів контролю якості продукції [25, 26].

У 50-х роках минулого сторіччя, коли було дано початок новому етапу розвитку вітчизняного трубопровідного транспорту, труби виготовлялись із стандартних вуглецевих сталей. Для виготовлення труб діаметром 530 – 820 мм використовувались низьколеговані сталі в гарячекатаному чи нормалізованому стані, необхідна міцність яких забезпечувалась хімічним складом, зокрема – збільшенням вмісту вуглецю, марганцю чи хрому. Ці сталі мали низьку ударну в'язкість та відповідали сталям класу міцності Х42–Х46 за іноземною

класифікацією. Значним недоліком таких сталей, зокрема марок 19Г, 14ХГС та ін., була підвищена схильність до крихкого руйнування.

У середині 1960-х рр. для нафтогазових труб діаметром до 1020 мм, розрахованих на тиск 5,5 МПа, були створені низьколеговані кремніймарганцевисті сталі. Досвід виробництва та використання низьколегованих кремніймарганцевистих сталей для нафтогазових труб показав, що подальше збільшення їх міцності за рахунок підвищення вмісту вуглецю та елементів, котрі утворюють твердий альфа-розчин, стало неможливим.

Наступне покоління трубних сталей було розроблено в середині 70-х років у зв'язку з переходом на будівництво магістральних нафтогазопроводів діаметром до 1420 мм включно та розробкою газових родовищ на Півночі. Надійна робота трубопроводів була забезпечена використанням низьколегованих малоперлітних сталей. Впровадження контролю прокатки супроводжувалось удосконаленням процесів виплавки та зовнішньопічної обробки сталі.

Створена на такій основі сталь класу міцності Х70 отримала широке застосування у виробництві нафтогазових труб у 80-ті роки минулого століття. Ця сталь дозволила підняти робочий тиск у трубопроводах до 8,4 МПа та виключити можливість появи у них лавиноподібного руйнування. Труби, котрі виготовляються за такою технологією, виготовляє українська промисловість.

Відсотковий розподіл основних марок сталей, з яких виготовляють вітчизняні газопроводи (рис. 1.6), показує, що досить близькі за хімічним складом сталі 17ГС, 17Г1С та Х70 складають 81 % від загальної кількості застосованих сталей. Тому слід особливо увагу приділити сталям типу 17Г1С [21, 27, 60].

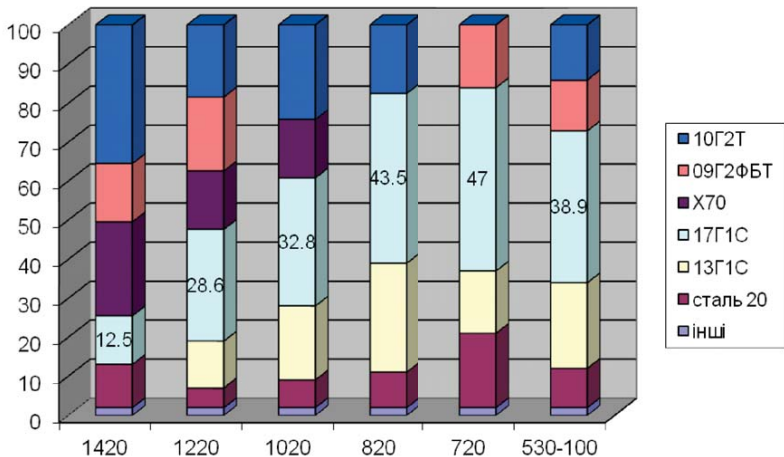


Рис. 1.6. Відсотковий розподіл зразків трубних сталей за марками та діаметрами

Слід зазначити, що підвищення міцності сталі дає суттєвий економічний ефект. Так, для магістральних трубопроводів діаметром 1420 мм на тиск 7,4 МПа підвищення з 560 МПа до 600 МПа забезпечує зниження металоємності трубопроводу на 8 %, а до 650 МПа – на 17%. На сьогодні міцність 600 МПа вважається оптимальною [27].

При спорудженні магістральних трубопроводів, окрім міцнісних та в'язкісних властивостей металу труб, велике значення мають геометричні розміри труб (діаметр, довжина) та допуски на них, а також чутливість сталі до термічного впливу зварювання. Якщо геометричні розміри труб визначають в основному склад та потужність будівельної техніки, необхідної для прокладання трубопроводу, то вимоги по допусках на діаметр, товщину стінки та еліптичність посилюються й відіграють значну роль при автоматизації зварно-монтажних робіт, визначають умови випробувань трубопроводу на підвищення тиску.

Дослідження з формулювання науково обґрунтованих вимог до трубних сталей та труб, виходячи із забезпечення надійності магістралей та потрібного рівня ефективності, проводили

Дніпропетровський трубний інститут, ІЕЗ ім. Є.О. Патона, ВНДІСТ, УралНДТІЧермет, ЦНДІЧермет, МДТУ ім. М.Е. Баумана.

У ВНДІСТі у Львові на експериментальній базі було побудовано бронекамеру, в якій труби випробовувались з доведенням до повного руйнування. Дослідна установка дозволяла визначати їх працездатність, температуру переходу з в'язкого стану в крихкий та інші параметри.

Науково-практичні конференції та симпозіуми з вітчизняними та закордонними трубними підприємствами сприяли розвитку трубної промисловості СРСР. Такі симпозіуми, перш за все, давали досить цінну інформацію, яку інколи неможливо було отримати з технічної літератури. Виявлялись нові тенденції удосконалення трубних сталей та трубного виробництва. Доповідались перспективні технології та проблеми, встановлювалось взаєморозуміння між фахівцями нафтогазової галузі.

Вимоги до трубопровідних сталей та труб нафтогазового сортаменту в Україні викладені в таких нормативних документах:

- СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» [52];
- СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ» [54];
- ВБН В.2.3-00013741-09:2009 «Магистральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Очищення порожнини та випробування» [10];
- Технічні умови на виготовлення та поставку труб.

У нормативні документи, котрі регулюють вимоги якості трубних сталей та труб великого діаметру для нафтопроводів та газопроводів, уведені додаткові вимоги до хімічного складу сталі, а також для обмеження вмісту мікролегуючих та шкідливих домішок з метою підвищення якості та можливості зварювання.

Для труб діаметром 1020 мм та більше, що застосовуються на ділянках високого тиску, необхідно перевіряти ударну в'язкість металу зварного з'єднання на зразках з гострим

надрізом. Збільшено обсяг неруйнівного контролю металу труб фізичними методами. Зокрема, використовують 100-відсотковий ультразвуковий контроль листової сталі, котра використовується для виготовлення труб.

Уперше в нормативну базу введено вимоги до технологічних процесів виробництва та контролю труб, які можна вважати важливим елементом системи якості продукції. Труби виготовляються зі спокійних низько- та мікролегованих сталей в термічно обробленому чи термічно зміцненому стані. Сталь виплавляється в кисневих конверторах та електричних печах. У процесі зовнішньопічної обробки сталь продувають аргоном та обробляють кальцієм. Сталь прокатують за технологією, котра забезпечує регулювання температури та ступеня обтиснення.

Трубна сталь повинна добре зварюватись електродуговим та контактним зварюванням, які використовуються при виготовленні труб та будівництві трубопроводів. Нормується вуглецевий еквівалент $C_{екв}$ та параметр стійкості проти розтріскування при зварюванні $P_{ем}$ металу низьковуглецевих низьколегованих сталей.

Хімічний склад сталі повинен визначатися для кожної партії шляхом контрольного аналізу ковшової проби. Кожен лист металу, що призначений для виготовлення труб, піддається 100-відсотковому ультразвуковому контролю на розшарування.

Вимоги до механічних властивостей листів, методи та умови їх випробувань визначаються виробником труб, виходячи з вимог нормативних документів (ТУ) до механічних властивостей труб з урахуванням можливої зміни цих властивостей в процесі їх виготовлення.

Класифікація марок сталей за характеристиками міцності, прийнята в Україні та СНД, відрізняється від класифікації, що прийнята по API (American Petroleum Institute). У вітчизняній

системі за основу прийнято тимчасовий опір розриву, котрий виражається в кгс/мм² чи МПа, американські інженери беруть за основу межу текучості, що виражена в тисячах фунтів на квадратний дюйм (psi). Таким чином, складно встановити точну відповідність між вітчизняними марками сталі з їх міцнісними характеристиками та показниками марок сталі відповідно API Spec 5L.

Для будівництва магістральних трубопроводів можуть бути використані труби зварні, прямошовні з одним чи двома повздовжніми швами та спіральшовні [3, 4].

Конструктивна міцність труб забезпечується на основі гарантованих якісних характеристик листової сталі, геометричних параметрів, механічних властивостей, а також застосування регламентованих технологічних процесів виготовлення та контролю труб. Кожна труба повинна підлягати випробуванню за ГОСТ 3845 з витримкою не менше 20 секунд та створенням у стінках труб напруження, рівного 0,95 від нормативної межі текучості.

1.1.7. Аналіз досвіду аварійності на магістральних нафто- та газопроводах. Вивчення надійності магістральних трубопроводів розгортається у двох напрямках: перший зводиться до реєстрування й аналізу аварійності на трубопроводах з наступним вивченням причин виникнення аварійних ситуацій; другий розвивається у напрямку визначення рівня надійності конкретних конструктивних елементів та їх сполучень під дією навантажень та впливів.

Завдання першого напрямку складається в тому, щоб оцінити кількість аварій на об'єктах нафто- і газотранспорту в узагальнених показниках для усєї транспортної системи, не виділяючи підсистеми та конструктивні елементи. Збирання статистичного матеріалу цього напрямку є достатньо складним завданням, оскільки дана інформація є частково секретною [0].

З аналізу статистичних даних різних країн можна зробити висновок про тенденцію до суттєвого зменшення кількості аварій за останні 5 років (табл. 1.2) [16, 27]. Крім того, можна оцінити характер дефектів (табл. 1.3) за даними [0] а також проаналізувати причини їх виникнення та здійснити відповідне ранжування небезпечних факторів (рис. 1.7).

Таблиця 1.2

**Інтенсивність аварій на магістральних трубопроводах
у різних державах**

<i>Період</i>	<i>Інтенсивність аварій, 1/рік на 1000 км</i>				
	<i>Європа</i>	<i>Велико-британія</i>	<i>США</i>	<i>Канада</i>	<i>Росія</i>
<i>Магістральні газопроводи</i>					
<i>70-ті роки</i>	<i>0,84</i>	<i>0,50</i>	<i>1,48</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>З початку спостережень до цього часу</i>	<i>0,37</i>	<i>0,24</i>	<i>0,14*</i>	<i>0,09</i>	<i>0,19</i>
<i>Останні 5 років</i>	<i>0,14</i>	<i>0,06</i>	<i>0,12</i>	<i>0,11</i>	<i>0,13</i>
<i>Магістральні нафто- та нафтопродуктопроводи</i>					
<i>70-ті роки</i>	<i>1,17</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>З початку спостережень до цього часу</i>	<i>0,55</i>	<i>-</i>	<i>0,43</i>	<i>0,10</i>	<i>0,25</i>
<i>Останні 5 років</i>	<i>0,28</i>	<i>-</i>	<i>0,39</i>	<i>0,11</i>	<i>0,27</i>
<i>Примітка:</i> *Починаючи з 1984 року					

Справний стан (безвідмовність роботи) ЛЧМТ у першу чергу визначається несучою здатністю (міцністю, стійкістю, жорсткістю труби та ін.), герметичністю, а також працездатністю запірно-регулюючих пристроїв та станом запобіжної арматури.

На несучу здатність та герметичність трубопроводу впливають внутрішні приховані дефекти на момент початку його експлуатації, а також зношення стінок і старіння в результаті дії навантажень та впливів.

Таблиця 1.3

**Інтенсивність виникнення дефектів на магістральних трубопроводах
у різних державах**

<i>Розмір труб, дюйми</i>	<i>Умовна імовірність виникнення різноманітних дефектних отворів за 2002 – 2009 рр.¹</i>		
	<i>Свищі</i>	<i>Тріщини</i>	<i>Розриви</i>
<i>Магістральні газопроводи</i>			
<i>8 – 10</i>	<i>0,22</i>	<i>0,32</i>	<i>0,46</i>
<i>10 – 20</i>	<i>0,29</i>	<i>0,31</i>	<i>0,40</i>
<i>Більше 20</i>	<i>0,43</i>	<i>0,13</i>	<i>0,44</i>
<i>Магістральні нафто- та нафтопродуктопроводи</i>			
<i>8 – 10</i>	<i>0,68</i>	<i>0,26</i>	<i>0,06</i>
<i>10 – 20</i>	<i>0,65</i>	<i>0,22</i>	<i>0,13</i>
<i>Більше 20</i>	<i>0,67</i>	<i>0,21</i>	<i>0,12</i>
<p>Примітка: Представлені типи дефектних отворів класифікуються наступним чином: свищ – розгерметизація з отвором, який важко побачити неозброєним оком, розміри – невеликі; тріщина – витік з отвором, розміри якого (довжина, ширина, радіус) можна визначити; розрив – повна розгерметизація ділянки трубопроводу.</p>			

Одним з головних факторів, що визначають надійність ЛЧМТ є стан поверхні труб. Пошкодження труб відбуваються на всіх етапах виготовлення, монтажу та експлуатації трубопроводу. Недоліки заводського контролю якості також негативно впливають на герметичність. Наприклад, для труб діаметром 500 – 800 мм зміщення кромки досягає до 3 мм, замість допустимих для спіралюшовних труб 0,75 – 1,2 мм [21]. Під час транспортування та монтажу на поверхні труб з'являються тріщини, вм'ятини, подряпини, риси та інші пошкодження. Вказані дефекти труб проявляються при наступній експлуатації як концентратори напружень.

Крім того, для труб великого діаметру характерна значна кількість заводських і монтажних зварних швів. Найбільш характерними дефектами зварних швів є посилення зварного шва, підрізи основного металу, поверхневі та внутрішні тріщини у

металі шва та в зоні поблизу швів, непровар у корені шва та по кромках труби.

Коррозійно-механічний знос металу трубопроводів у процесі їх експлуатації відбувається інтенсивно під дією механічних та термодинамічних навантажень, а також при наявності корозійного впливу ґрунтового середовища. Аварійність трубопроводів внаслідок корозії має тенденцію до зменшення завдяки збільшенню щорічних об'ємів капітального ремонту ЛЧМТ, покращенню фізико-механічних та хімічних характеристик трубних сталей, підвищенню ступеню електрохімічного захисту трубопроводів розробленню сучасних антикорозійних покриттів. Тим не менше, корозія ЛЧМТ залишається надзвичайно гострою проблемою. Імовірнісний аналіз процесів корозійного зносу магістральних трубопроводів і впливу цього фактору на надійність ЛЧМТ наводиться нижче у третій частині монографії.

Структурна схема причин виникнення аварій на газопроводах ВАТ «Газпром» у період 1992 – 1998 рр. наведена на *рис. 1.7*. Як видно зі схеми, основними причинами відмов є корозія – 29,1 % (у тому числі стрес-корозія 22,5 %) та механічні пошкодження, які складають 19,4%.



Рис. 1.7. Причини аварій на магістральних газопроводах

Механічні пошкодження найчастіше викликані втручанням третіх осіб, які не пов'язані з роботою трубопроводів: зазвичай це копання траншей, переїзд траси трубопроводу важкою технікою, проведення сільськогосподарських робіт.

Аналіз статистики аварійних відмов на діючих магістральних трубопроводах за даними ВАТ «Газпром» засвідчив, що в середньому на 1 км траси трубопроводу припадає до трьох дефектів, з яких 70 % – корозійні пошкодження; 15 % – дефекти зварного шва; 10 % – вм'ятини та гофри; 5 % – інші аномалії [21]. Крім того, для ЛЧМТ характерне корозійне розтріскування труб під напруженням (КРН). Тріщини КРН найчастіше утворюються на «гарячих ділянках» трубопроводу на відстані до 20 км від КС і складають 83 % від усіх інших.

Для порівняння основних причин аварій на вітчизняних та закордонних газопроводах наведемо основні причини аварій за даними Європейської групи зі збору даних аварійності на газопроводах (European Gas Pipeline Incident Data Group – EGIG) (рис. 1.8, а), Бюро трубопровідної безпеки США (Office of Pipeline Safety under the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration – OPS PHMSA) (рис. 1.8, б), Асоціації операторів магістральних наземних газопроводів Великобританії (United Kingdom Onshore Pipeline Operators' Association – UKOPA) (рис. 1.8, в) [2, 21].

З порівняння причин відмов вітчизняних та закордонних трубопроводів можна зробити висновок, що за кордоном виконується значно кращий антикорозійний захист ЛЧМТ, використовуються сталі з кращим хімічним складом та найсучасніші методи гідроізоляції [27, 33]. Збільшена питома вага аварій, які виникають внаслідок дії зовнішніх навантажень і впливів, свідчить про кращі методи врахування навантажень та впливів, розроблені в нашій країні.

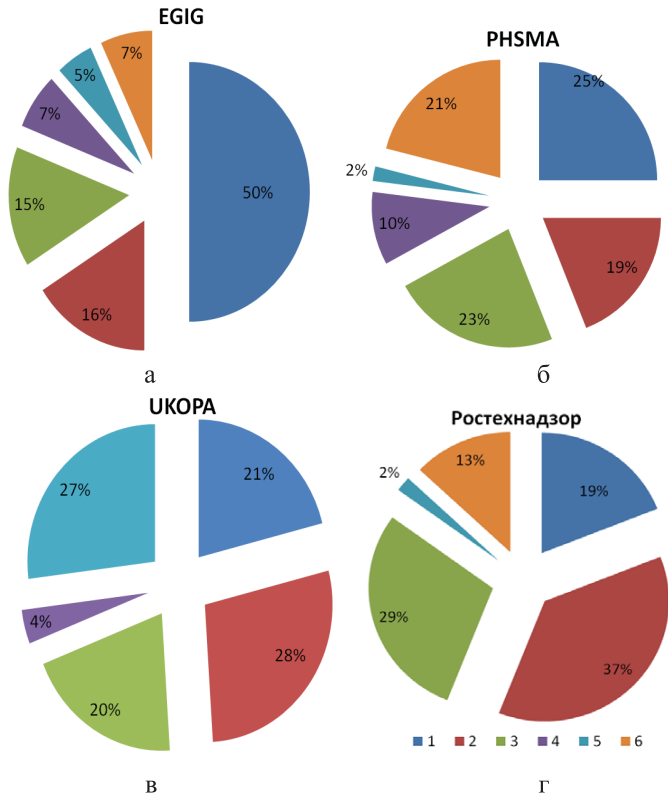


Рис. 1.8. Розподіл аварій на магістральних газопроводах залежно від причин їх виникнення за даними:

а – EGIG (1970 – 2008 рр.); б – PHMSA (1988 – 2008 рр.); в – UKOPA (1962–2008 рр.); г – Ростехнадзора (2000 – 2008 гг.); 1 – зовнішній вплив; 2 – дефекти обладнання, труб, зварних швів; 3 – корозія у т.ч. КРН; 4 – природні впливи; 5 – порушення правил експлуатації; 6 –інші причини

Слід зазначити, що майже 70 % труб та трубних сталей для систем ВАТ «Газпром» виготовляються на території України, зокрема Харцизьким трубним заводом [27]. Тому результати аналізу статистичних даних відмов можна екстраполювати і на

територію України, з урахуванням специфіки спорудження – у першу чергу інженерно-геологічних та гідрогеологічних несприятливих явищ. Для території Росії характерні такі несприятливі інженерно-геологічні процеси, як вічномерзлі ґрунти, значні заболочені території, морозне пучення ґрунтів та ін., у той час як для території України найгострішою залишається проблема будівництва трубопроводів на просадочних ґрунтах [28, 80].

В залежності від ґрунтових умов деформації ґрунтової основи можуть бути настільки великими, що викликають серйозні руйнування. Так наприклад, 22 жовтня 2013 р. поблизу с. Піски Козельщанського району Полтавської області на 549 км магістрального газопроводу Єлець – Кременчук – Кривий Ріг, у результаті просідання ґрунту стався порив труби діаметром 1400 мм з подальшим витоком газу. У результаті аварії утворилася яма розмірами 7х10х2,5 м з наступним викидом ділянки труби довжиною 16 м (рис. 1.9).



Рис. 1.9. Аварія на магістральному трубопроводі Полтавського регіону

1.2. ЖИТТЄВИЙ ЦИКЛ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

1.2.1. Етапи життєвого циклу підземного магістрального трубопроводу. Життєвий цикл магістральних трубопроводів включає наступні етапи:

– монтаж підземного магістрального трубопроводу [22] (*рис. 1.10*);

– виконання ізоляції магістрального трубопроводу (*рис. 1.11*);

– нормальний режим роботи магістрального трубопроводу;

– заміна ізоляції магістрального трубопроводу після припинення транспортування продукту (*рис. 1.12*);

– заміна ізоляції магістрального трубопроводу без припинення транспортування продукту (*рис. 1.13*);

– капітальний ремонт ділянки магістрального трубопроводу із частковою заміною труб (*рис. 1.14*).



Рис 1.10. Монтаж підземного магістрального трубопроводу



Рис. 1.11. Виконання ізоляції магістрального трубопроводу



Рис. 1.12. Заміна ізоляції магістрального трубопроводу після припинення транспортування продукту



Рис. 1.13. Заміна ізоляції магістрального трубопроводу без припинення транспортування продукту



Рис. 1.14. Капітальний ремонт ділянки магістрального трубопроводу із частковою заміною труб

На кожному з етапів життєвого циклу конструкція магістрального трубопроводу має певний рівень надійності [13]. Будемо вважати, що одразу після закінчення монтажу підземного магістрального трубопроводу та запуску його в експлуатацію, його надійність відповідає проектному рівню [51] (рис. 1.15). У нормальному режимі роботи під дією зовнішніх впливів елементи конструкції зношуються, а загальна надійність трубопроводу поступово знижується. Мінімальний рівень надійності при цьому може бути нижчим за проектний.

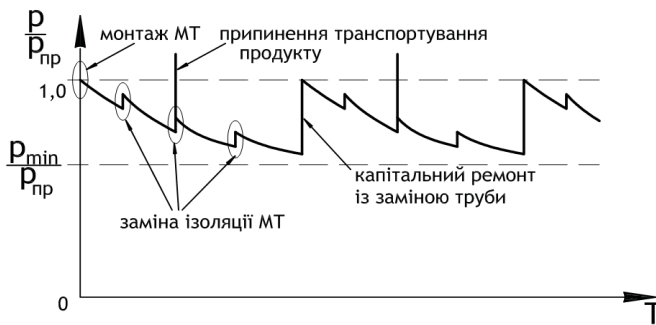


Рис. 1.15. Схема зміни відносної надійності магістрального трубопроводу протягом його життєвого циклу

Для підвищення безпеки конструкції протягом терміну експлуатації проводяться поточні ремонти, котрі пов'язані із заміною ізоляції магістрального трубопроводу. При цьому, якщо заміна відбувається з припиненням транспортування продукту, то значення зовнішніх навантажень на конструкцію значно зменшуються, відповідно, її надійність підвищується (і може досягати значень, навіть більших за проектну). Цей факт також ілюструє також можливість керування надійністю трубопроводу в процесі його експлуатації шляхом регулювання внутрішнього тиску в транспортній системі.

Однак з часом пошкодження труб накопичуються, а фізичний знос самої труби досягає такого рівня, при якому вже

неможливо забезпечити мінімальний рівень надійності конструкції при заданому режимі роботи. Визначення цього моменту є складною та неоднозначною задачею [29], котра пов'язує питання теорій міцності, надійності та технічного керування ризиками з практикою проведення різного рівня технічних обстежень конструкцій та встановлення технічного стану споруди. У такому випадку необхідно проводити капітальний ремонт магістрального трубопроводу шляхом заміни зношених ділянок його основного елемента – труби.

Цей етап життєвого циклу має за мету відновлення проектного рівня надійності магістрального трубопроводу (або його ділянки). Він характеризується значною трудомісткістю робіт та капітальними витратами на замінювані елементи. З огляду на те, що проведення капітального ремонту пов'язане з втручанням у існуючу конструкцію, можна вважати, що надійність усього магістрального трубопроводу залежить від характеру прикладання зовнішніх навантажень до замінюваної та існуючої ділянок під час виконання монтажних операцій.

1.2.2. Призначення і склад робіт з технічного обслуговування і ремонту магістральних трубопроводів. Надійна та ефективна робота магістральних трубопроводів залежить від характеристик надійності, котрі закладаються на стадії проектування та будівництва і підтримуються на стадії експлуатації шляхом технічного обслуговування та ремонту.

Технічне обслуговування – це комплекс технічних та організаційних заходів, що здійснюються в процесі експлуатації магістральних трубопроводів з метою забезпечення необхідної надійності та ефективності виконання ними заданих функцій. Технічне обслуговування включає огляд об'єктів магістральних трубопроводів, контроль параметрів режиму їх роботи, усунення незначних дефектів.

Правильно організоване технічне обслуговування дозволяє знизити експлуатаційні витрати за рахунок зменшення числа ситуацій, що призводять до відмов, скорочення кількості та об'ємів дорогих ремонтних робіт, зниження затрат на їх проведення і сприяє збільшенню ресурсу об'єкта.

Лінійна частина магістрального трубопроводу (ЛЧМТ) за конструкцією та умовами експлуатації являє собою унікальну технічну систему, для якої розробка універсальних рекомендацій з вибору раціональної стратегії технічного обслуговування є досить складною. До того ж існують складнощі у точній і повній оцінці фактичного технічного стану ЛЧМТ.

Обирати стратегію технічного обслуговування і ремонту ЛЧМТ слід з урахуванням забезпечення безпеки робіт і охорони навколишнього середовища, безперебійного постачання користувачів газом і нафтою необхідної якості. Необхідно знайти розумне співвідношення між витратами на технічне обслуговування та ремонт і рівнем надійності та ефективності функціонування трубопроводу.

Технічний огляд є одним із найважливіших видів робіт по технічному обслуговуванню лінійної частини магістральних трубопроводів. До складу робіт з технічного огляду входять: візуальний огляд і контроль за станом траси; виявлення витоків нафти і виходу її на поверхню землі, зовнішніх ситуаційних змін в охоронній зоні, небезпечних для нормального функціонування нафтопроводів, несправностей лінійних споруд і причин їх виникнення; визначення і уточнення об'ємів робіт для проведення поточного і капітального ремонту; перевірка готовності об'єктів до експлуатації в паводковий і осінне-зимовий період.

До складу робіт з **поточного технічного обслуговування** лінійних споруд, окрім вище перерахованих, входять: усунення незначних розмивів трубопроводів; відведення зливових і талих вод; очистка водовідливних каналів; видалення рослинності під

нафтопроводом (при надземній прокладці); очистка колодязів від сміття, бруду; видалення снігу усередині огорожень; проведення водозахисних оглядів і обстежень переходів трубопроводів через водойми, яри; спуск води із камер захисних протипожежних споруд; приведення до ладу надписів на плакатах, покажчиках.

Ремонт лінійних споруд в залежності від призначення, характеру й об'єму поділяється на поточний і капітальний. У випадку пошкодження трубопроводу з втратою герметичності проводиться аварійний ремонт. При призначенні строків проведення ремонтних робіт виходять із фактичного технічного стану і величини наробітку кожної лінійної споруди, враховують специфічні умови, що впливають на стан лінійної частини в залежності від кліматичних, геологічних та інших особливостей.

Дані, отримані за результатами контрольних діагностичних обстежень, випробувань і технічних оглядів, систематизуються і використовуються в якості основи для планування ремонтних робіт, у тому числі складається перелік першочергових ремонтів.

До першочергових робіт слід віднести відновлення герметичності трубопроводу, вузлів і устаткування, ремонт пошкоджених ліній зв'язку і станцій катодного захисту, дренажів, працездатності лінійної арматури, виправлення пошкоджень на трасі в результаті стихійного лиха, а також роботи, що плануються на основі паводкових прогнозів.

Поточний ремонт (ПР) – основа забезпечення збережаності та працездатності лінійної частини трубопроводу. Це мінімальний по об'єму і складу вид ремонту, що здійснюється в процесі експлуатації і полягає в систематично і своєчасно проведених роботах з попередження передчасного зносу лінійних споруд, усунення малих пошкоджень і несправностей. Поточний ремонт поділяється на профілактичний, кількісно та якісно визначений і запланований наперед по обсягу й виконанню, та позаплановий, який здійснюється з урахуванням фактичного технічного стану, визначеного під час експлуатації та оглядів.

До поточного ремонту відносяться наступні роботи: ліквідація дрібних пошкоджень земляного покриття над трубопроводом, встановлення та очистка водовідвідних каналів, укріплення ярів в охоронній зоні, вирубка чагарників, очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від парафіну, бруду та води, видалення повітря; перевірка стану ізоляції трубопроводу шурфуванням і виміром потенціалу труба-земля, ревізія і ремонт запірної арматури, пов'язаний із заміною сальників, змащування; ремонт колодязів, огорожень берегових укріплень переходів через водойми; фарбування лінійних споруд тощо.

Заходи з технічного обслуговування й поточного ремонту лінійної частини проводяться в основному без зупинки перекачки продуктів по трубопроводу.

Капітальний ремонт (КР) – найбільший по об'єму і складу вид ремонту, котрий проводиться при досягненні граничних станів лінійних споруд і пов'язаний з розробкою, відновленням і заміною зношених або несправних складових частин споруди. До цього виду ремонту відносяться:

- заміна дефектних ділянок трубопроводу і антикорозійної ізоляції;
- усунення дефектів труб нафтопроводу;
- прокладка нового дюкера;
- спорудження захисних кожухів на перетині з залізничними та шосейними дорогами;
- ремонт і спорудження захисних протипожежних споруд, земляних гребель на переходах через яри і т.п.

Капітальний ремонт лінійних споруд проводять без зупинки і з зупинкою перекачки продукту.

Ремонт у складних умовах. Під складними умовами розуміють проходження траси нафтопроводів по болотистій місцевості, в горах, пісках, районах вічної мерзлоти і с глибоким сніговим покривом [56].

Ремонт трубопроводів в гірських районах відрізняється значною складністю у порівнянні з ремонтом на рівнинній місцевості майже на всіх етапах робіт, а в деяких випадках потребує окремого інженерного вирішення або стає майже неможливим (наприклад, в осінньо-зимовий період на схилах).

Аварійні ремонтні роботи з ліквідації відмов магістральних трубопроводів потребують негайного виконання. При побудові схеми ремонту в першу чергу треба виходити із необхідності забезпечення робіт по ліквідації відмов в найкоротші строки, зниження вагомості наслідків, нанесених розливаю нафтою поверхневим і ґрунтовим водам і т.д. Аварійні ситуації, що виникають в діючому трубопроводі, мають різноманітний характер, розрізняючись за видом, локалізацією та тяжкістю наслідків, тому застосовані методи і технічні засоби для ремонту вибираються з урахуванням необхідності ліквідації всіх можливих аварій та їх наслідків.

Магістральні трубопроводи експлуатуються протягом декількох десятків років. За цей період відбувається зниження показників надійності, але й створюються нові методи і засоби технічного обслуговування та ремонту. Для раціонального використання технічного ресурсу нафтопроводу, обладнання і споруд магістральних трубопроводів і встановлення науково обґрунтованих міжремонтних строків проведення технічного обслуговування і ремонту необхідно найбільш повно враховувати фактичний технічний стан та особливості оснащення й спорудження трубопроводу з широким використанням системи моніторингу експлуатації та ремонту «за станом» з використанням сучасних засобів технічної діагностики, а також із застосуванням методів теорії надійності та керування ризиками. При ремонті «за станом» строки виводу в ремонт трубопроводу і об'єми робіт визначаються не наперед, як середньостатистичні величини, а індивідуально для кожної ділянки трубопроводу шляхом аналізу даних про його технічний стан.

Розвиток шляхів забезпечення надійності та підвищення ефективності експлуатації магістральних трубопроводів базується на організації та проведенні ремонтно-відновлювальних робіт за результатами технічного діагностування, організації контролю технічного рівня експлуатаційних параметрів об'єкту, повному виявленні дефектів, які формуються і вже накопичилися, їх класифікації, прогнозуванні технічного стану об'єктів магістрального трубопроводу [30].

1.2.3. Особливості роботи трубопроводу при проведенні капітального ремонту із заміною зовнішнього ізоляційного покриття. Капітальний ремонт нафтопроводів із заміною зовнішнього ізоляційного (антикорозійного) покриття виконується з метою повної заміни ізоляційного покриття (пасивний захист), яке не забезпечує сумісно із засобами електрохімічного захисту (активний захист) повний захист трубопроводу від корозії, коли подальше збільшення кількості і потужності засобів електрохімічного захисту стає технічно неможливим або економічно недоцільним.

Надійність трубопроводу знижується у випадках, коли ізоляційне покриття не відповідає вимогам захисту нафтопроводів у результаті:

- порушення суцільності покриття через недотримання технології підготовки та нанесення ізоляційних покриттів;
- порушення суцільності покриття через недотримання технології укладальних робіт і засипання трубопроводу;
- старіння (більша частина ізоляційних покриттів мають строк служби близько 15 років при фактичному строку служби трубопроводу біля 50 років);
- зміни умов пролягання і взаєморозташування з підземними і надземними комунікаціями (електрифікація залізних доріг, прокладання трамвайних ліній, прокладання сталевих трубопроводів більшого діаметру і т.п.);

- підвищення температури продукту, що перекачують, вище допустимої для даного ізоляційного покриття;
- зміни стану ґрунту довколишньої території.

Капітальний ремонт із заміною ізоляційного покриття полягає в повній заміні ізоляційного покриття з відновленням (при необхідності) несучої здатності стінки трубопроводу і виконується наступними методами: з підйомом трубопроводу в траншеї; з підйомом і укладанням трубопроводу на лежки в траншеї; без підйому трубопроводу, зі збереженням його положення [30].

Заміна ізоляційного покриття нафтопроводів, які не мають дефектів стінок і зварних швів, може виконуватися з підйомом і утриманням труб вантажопідйомними пристроями без зупинки перекачування. Для забезпечення надійності трубопроводу допустимий тиск на ділянці підйому повинен визначатися розрахунком на міцність, але не вище 2,5 МПа.

При наявності на нафтопроводах дефектів стінок і зварних швів заміну ізоляційного покриття проводять після виконання відновлювальних робіт із зупинкою перекачки і без неї. Для проведення відновлювальних робіт нафтопровід укладають на лежки в траншеї, що змінює розрахункову схему трубопроводу та, відповідно, рівень надійності конструкції трубопроводу.

Ремонт нафтопроводів діаметром 820 – 1220 мм, заповнених нафтою, виконується без підйому, з підтримкою або без підтримки вантажопідйомними механізмами, з відновленням і без відновлення стінки труби. Цей спосіб рекомендується і для ремонту нафтопроводів діаметром 700 мм і менше при незадовільному технічному стані стінок труби.

При ремонті з підйомом нафтопроводу в траншеї, а також з підйомом і укладанням нафтопроводу на лежки в траншеї, послідовність і об'єм земляних робіт однакові. Трубопровід розкривають до нижньої утворюючої багатоківшевим або одноківшевим екскаватором.

При ремонті без підйому нафтопроводу із збереженням положення останнього, його розкривають нижче нижньої утворюючої приблизно на 1 м.

Для забезпечення надійності роботи по підйому, підтримці і укладанню нафтопроводу проводять після ряду організаційно-технічних заходів, спрямованих на забезпечення технічної, пожежної і екологічної безпеки:

- труби на ділянці, що ремонтується, повинні бути повністю розкритими;

- досліджуються дефектні місця, що виявлені внутрішньотрубною дефектоскопією, уточнюється відповідність дефектів даним внутрішньотрубної діагностики, визначається необхідність додаткового дефектоскопічного контролю;

- при відсутності внутрішньотрубної діагностики суцільному візуальному огляду підлягають усі зварні стики;

- за результатами огляду і досліджень визначається необхідність, об'єм і вибирається спосіб відновлення (ремонту) стінки труби, стиків, поздовжніх швів.

Першочерговий етап роботи по безпосередньому підйому нафтопроводу починається з підкопу його вручну для пропускання м'яких «рушників». Підйом початкової ділянки нафтопроводу здійснюється повільно, поетапно, по 15 – 20 см на кожному етапі, з оглядом стану стиків і укладанням на лежки (рис. 1.16). Висота підйому і довжина ділянки, укладеної на лежки, повинна бути достатньою для монтажу тролейних підвісок, очисної, ізоляційної і інших машин, що приймають участь в технологічному процесі. Контроль над можливими дефектами при виконанні цих операцій, як правило, відсутній, тому проектний рівень надійності трубопроводу при виконанні цього етапу роботи має бути вищим.

Ремонт нафтопроводів діаметром 820 – 1220 мм проводиться без підйому з підтримкою або без підтримки вантажопідйомними механізмами.

Підтримку підкопаних ділянок нафтопроводу доцільно проводити трубоукладачами або пневмопідіймачами. Число вантажопідійомних механізмів і довжина підкопаної ділянки визначається із умов забезпечення міцності та стійкості ділянки нафтопроводу, що ремонтується. Ремонт нафтопроводів може здійснюватися без підтримки при мінімальній довжині підкопаної ділянки, визначеної розрахунком [14].

Окрім традиційних методів ремонту, в Україні застосовують і сучасні ремонтні методи. Одним із них є метод ремонту нафтопроводів комплексом землерийної техніки, створений науково-дослідницьким центром «Ротор». Головними цілями створення цього комплексу були: збільшення темпу виконання робіт, забезпечення їх безпечності, зниження собівартості і виконання ремонту труби без підйому і підтримки.



Рис. 1.16. Пристрій для підйому і підтримки трубопроводу

Об'єднана в єдиний комплекс техніка призначена для швидкого ремонту нафтопроводів діаметром 530 – 1220 мм без підйому і додаткової підтримки труби. Застосування нових методів та обладнання для ремонту трубопроводів потребує нових підходів та досліджень для оцінки рівня надійності конструкції при виконанні цих робіт.

Усі роботи на нафтопроводах ведуться без зупинки перекачування нафти, і, як наслідок, без обмеження доставки сировини споживачам.

До складу комплексу входять (рис. 1.17):

- машина пошарової розробки ґрунту МПРГ-М (рис. 1.18);
- машина для розкривання трубопроводу МВТ-2М (рис. 1.19);
- машина підкопувальна роторна МПР-1 (рис. 1.20);
- машина для засипки і підбивки ґрунту під трубопровід МП (рис. 1.21).

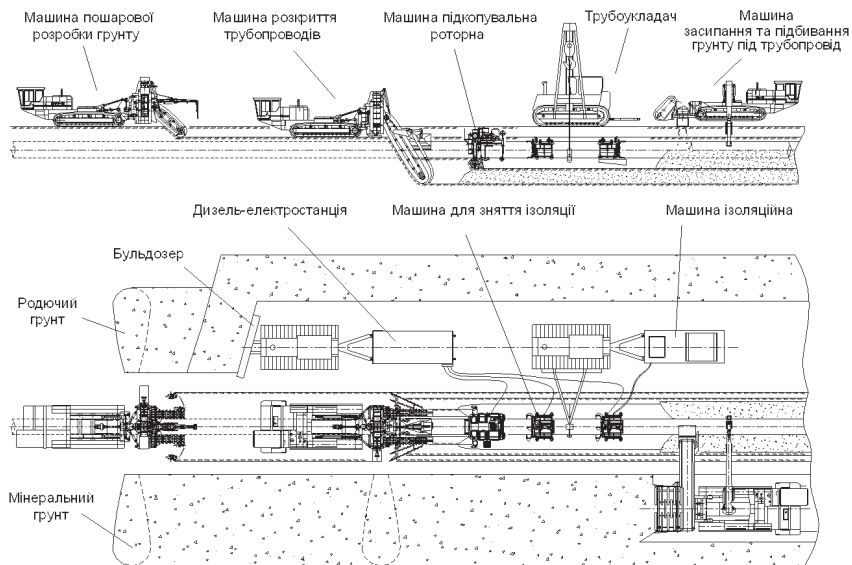


Рис. 1.17. Схема виконання робіт землерийним комплексом



Рис. 1.18. Машина пошарової розробки ґрунту



Рис. 1.19. Машина для розкривання трубопроводу



Рис. 1.20. Машина підкопувальна роторна



Рис. 1.21. Машина підбивання ґрунту під трубопровід

За час експлуатації машини вказаного комплексу виконували роботи в різних складних ґрунтових і кліматичних умовах. Зокрема, значні об'єми робіт виконані при капітальному ремонті нафтопроводів в Україні у системі Придніпровських магістральних нафтопроводів ВАТ «Укртранснафта» в помірному кліматі і різних ґрунтових умовах. Машини експлуатувалися в умовах вологих ґрунтів при заміні нафтопроводу у районі м. Кременчука і при ремонті газопроводу на Південному Уралі при температурі до $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Модернізовані машини комплексу мають необхідну надійність, збільшені строки їх експлуатації, розширені технічні можливості, покращені експлуатаційні якості. Транспортні швидкості машин збільшені до 4,2 км/год, машини максимально уніфіковані між собою. Спрощений процес перевезення машин трейлерами або залізничним транспортом.

Таким чином, ремонт магістрального трубопроводу шляхом заміни ізоляційного (антикорозійного) покриття – специфічний етап життєвого циклу магістрального трубопроводу. Під час виконання необхідних для цього технологічних операцій у конструкції трубопроводу виникають додаткові напруження від згину під дією маси трубопроводу та продукту, що транспортується (у випадку проведення ремонту без зупинки перекачування). Такі напруження не притаманні трубопроводу під час його нормальної експлуатації. Оскільки на їх величину значною мірою впливає прийнята технологічна схема проведення ремонту (наприклад, у випадку збереження положення трубопроводу), то урахування цього фактору на етапі проектування є досить мінливою задачею, що залежить від багатьох факторів.

Зміна рівня надійності конструкції магістрального трубопроводу на цьому етапі його життєвого циклу взагалі не враховується. Розрахункові схеми проведення ремонту приймаються досить приблизними.

Очевидно, що оцінка фактичного рівня надійності магістрального трубопроводу, яка дає можливість застосувати теорію керування ризиками, дає змогу об'єктивно встановити необхідні параметри розрахункової схеми і розробити економічно доцільну технологічну карту на проведення даного виду робіт. Враховуючи значну кількість подібних робіт, які щорічно проводяться на магістральних трубопроводах України, запропонований підхід дасть значний економічний ефект.

1.2.4. Умови роботи конструкції трубопроводу при проведенні капітального ремонту із заміною труб. Капітальний ремонт магістральних трубопроводів із заміною труб полягає в повній заміні дефектних, низьконапірних, фізично зношених ділянок трубопроводу, що становлять небезпеку для життєво важливих інтересів суспільства, не дозволяють забезпечити необхідний об'єм перекачування продукту, а також ділянок, що перешкоджають розвитку міст, та інших населених пунктів.

Метою капітального ремонту є відновлення вихідного рівня надійності сталеві конструкції ділянки трубопроводу, який знизився до рівня, близького до мінімально допустимого [30].

Загальний алгоритм проведення капітального ремонту включає: припинення транспортування продукту на ділянці трубопроводу, від'єднання (відрізання) зношеної частини труби, проведення монтажних операцій відповідно до технологічної карти з установаження нової ділянки, проведення робіт по приєднанню та ізоляції нової ділянки, поновлення транспортування продукту та проведення гідравлічних випробувань.

Під час усіх цих операції надійність конструкції ділянки магістрального трубопроводу змінюється залежно від характеру та величини прикладених зовнішніх навантажень (*рис. 1.22*). При цьому рівень надійності не повинен бути меншим за мінімальний, котрий визначає гарантовану ймовірність безвідмовної роботи трубопроводу.

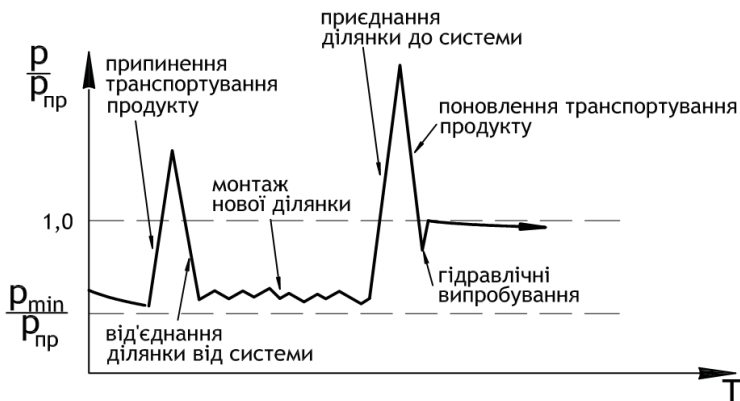


Рис. 1.22. Відносний рівень надійності магістрального трубопроводу на етапі його капітального ремонту із заміною ділянки

Ремонт із заміною труб виконують наступними способами:

- укладанням нової ділянки нафтопроводу в окрему траншею в межах існуючого технічного коридору комунікацій або поза його межами з подальшим розкриванням і демонтажем ділянки, що замінюється;

- демонтажем ділянки, що замінюється, та укладанням нової ділянки нафтопроводу в попереднє проектне положення;

- укладанням в сумісну траншею нової ділянки нафтопроводу поряд із ділянкою, що замінюється, з подальшим демонтажем останнього.

Для оцінки надійності конструкції магістрального трубопроводу при проведенні його капітального ремонту вихідними даними є конструктивно-технологічні схеми виконання робіт.

Схема розміщення механізмів в колоні при використанні сполученого методу наведена на *рис. 1.23*, відстані між трубоукладачами показані в *табл. 1.4*.

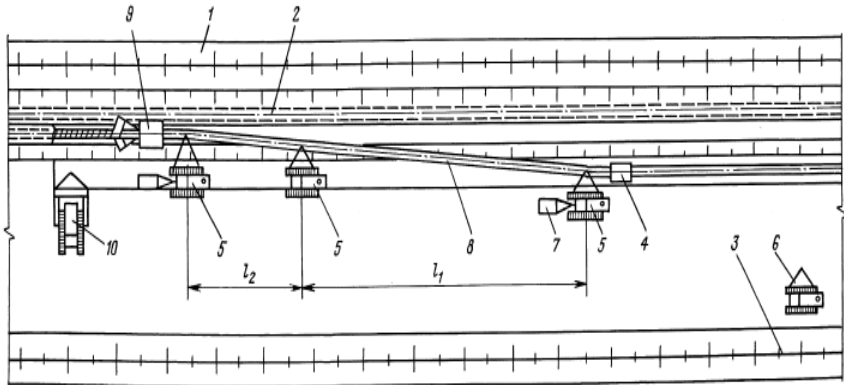


Рис. 1.23. Схема розташування машин і механізмів при сполученому методі виконання ізоляційно-укладальних робіт:

1 – відвал мінерального ґрунту; 2 – ділянка нафтопроводу, що заміняється; 3 – відвал родючого шару ґрунту; 4 – очисна машина; 5 – трубоукладач; 6 – резервний трубоукладач; 7 – електростанція; 8 – ділянка нафтопроводу, що прокладається; 9 – ізоляційна машина; 10 – бульдозер.

Таблиця 1.4

Технологічні параметри колони при проведенні ізоляційно-укладальних робіт сполученим методом

Діаметр нафтопроводу, мм	Відстань між трубоукладачами (групами трубоукладачів), м		Максимально допустима відстань між очисною і ізоляційною машинами, м
	l_1	l_2	
325 – 530	15 – 20	10 – 15	35
720 – 820	20 – 25	15 – 20	45
1020	20 – 25	15 – 25	50
1220	25 – 35	20 – 30	65

Схема розміщення механізмів в ізоляційній колоні при використанні очисної і ізоляційної машини наведена на рис. 1.24. Відстані між трубоукладачами та групами трубоукладачів вказані у табл. 1.5.

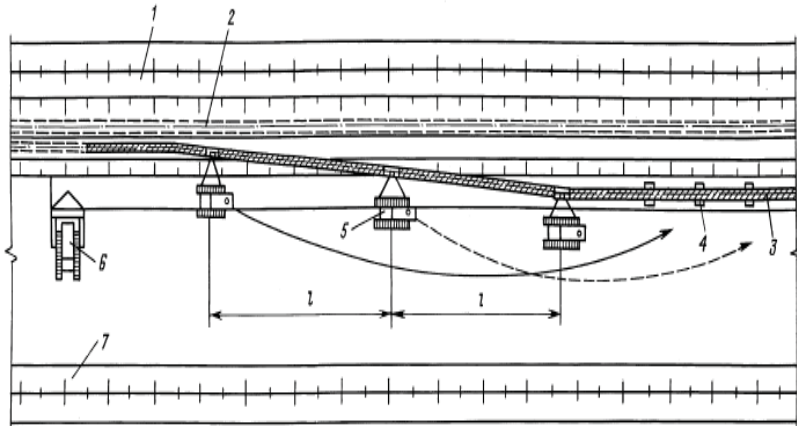


Рис. 1.24. Схема розташування машин і механізмів при роздільному методі виробництва ізоляційно-укладальних робіт:

- 1 – відвал мінерального ґрунту; 2 – ділянка нафтопроводу, що замінюється;
- 3 – ділянка нафтопроводу, що прокладається; 4 – земляні тумби;
- 5 – трубоукладач; 6 – бульдозер; 7 – відвал родючого шару ґрунту.

Таблиця 1.5

Технологічні параметри колоні при проведенні ізоляційно-укладальних робіт роздільним методом

<i>Діаметр нафтопроводу, мм</i>	<i>Кількість трубоукладачів, шт.</i>	<i>Відстань між трубоукладачами, м</i>
325 – 530	3	20 – 25
720 – 820	4	25 – 30
1020	4	30 – 35
1220	5	30 – 40

Капітальний ремонт магістрального трубопроводу шляхом заміни ділянки труби є не менш відповідальним етапом його життєвого циклу, ніж спорудження (прокладання) нового трубопроводу. Надійність конструкції при цьому залежить від цілого ряду факторів, які мають випадкову природу: характеристики ґрунтів ділянки, де проводиться капітальний ремонт; розташування і наявні дефекти у конструкції існуючого трубопроводу; можлива мінливість розмірів конструкції та властивостей матеріалу нової ділянки труби, точність розміщення підйомної техніки при проведенні монтажних операцій; якість виконання будівельно-монтажних робіт та інше.

Тому універсальної схеми проведення капітального ремонту магістрального трубопроводу шляхом заміни ділянки труби не може існувати. Однак методи теорії надійності дозволяють врахувати наявну мінливість факторів, що впливають на безвідмовність конструкції при проведенні монтажних операцій.

Розглянемо більш детально фактори, які впливали на надійність конструкції ділянки існуючого нафтопроводу Лисичанськ – Кременчук у процесі проведення робіт з його капітального ремонту, що виконувались у 2010 році шляхом заміни труби.

1.2.5. Ділянка нафтопроводу Лисичанськ – Кременчук на етапі її капітального ремонту шляхом заміни труби. Об'єктом вивчення досвіду капітального ремонту з вибірковою заміною труб було вибрано магістральний нафтопровід III категорії Лисичанськ – Кременчук на ділянці 249 – 251 км із застосуванням звичайної землерийної техніки на рівнинній сухій і обводненій місцевості для нескільких типів ґрунтів. Довжина ділянки магістрального нафтопроводу, яка підлягає заміні, складає 632 м та являється лінійною частиною. Зовнішній діаметр магістрального нафтопроводу складає $D_{зовн} = 1020$ мм, а товщина стінки трубопроводу – $\delta = 9$ мм. Заглиблення трубопроводу до

верху труби прийнято не менше 1 м відповідно до вимог [52]. Заглиблення нафтопроводу також обумовлено вимогами до оптимального режиму перекачування та властивостей матеріалів, що перекачуються.

У зв'язку з тривалим терміном експлуатації, з урахуванням неможливості ремонту дефектів ізоляції в заболочених ґрунтах (виникає корозія в місцях примикання спірального шва труби), з метою підвищення надійності і безаварійності нафтопроводу було прийняте рішення про виконання капітального ремонту з заміною ізоляції та вибірковою заміною труб.

Необхідно було провести переукладання ділянки трубопроводу на відстані до 12 м вправо по ходу нафти від існуючого нафтопроводу. Нафтопровід розташований на орних, частково перезволожених землях, з високим рівнем ґрунтових вод і порослих очеретом. Рельєф місцевості – рівнинний.

Геологічна будова даної ділянки реконструкції складена м'яко- та тугопластичними суглинками, а також текучими й пластичними супісками. Ґрунтові води зустрічаються на глибинах 0,1...0,4 м. В зв'язку з низьким значенням фільтраційних властивостей глин в місцях їх розповсюдження, під час інтенсивного випадіння снігу та сніготанення можливий вихід ґрунтових вод на денну поверхню.

Перед початком робіт по виконанню капітального ремонту нафтопроводу необхідно уточнити фактичне положення існуючого трубопроводу, що підлягає ремонту та всіх діючих комунікацій, що знаходяться в смузі виконання будівельно-монтажних робіт. Очищення трубопроводу від існуючої ізоляції виконується вручну, після чого проводиться візуальне обстеження тіла труби та зварних з'єднань.

Для переукладання трубопроводу передбачено використання труб виробництва Харцизького трубного заводу діаметром 1020x9 згідно ТУ У 322-8-21-96 з класом міцності К 52 зі сталі 13 ГС.

Для виконання поворотів траси нафтопроводу у вертикальній і горизонтальній площинах використані відводи холодного гнuttя радіусом 40 м. Захист нафтопроводу від корозії здійснюється влаштуванням протикорозійного покриття труб та застосуванням системи електрохімічного захисту.

Укладання трубопроводу після зварювання в нитку та виконання ізоляції стиків виконується кранами-трубоукладачами з бровки траншеї. Засипка траншеї після укладання виконується бульдозером.

У процесі виконання будівельно-монтажних робіт виконується поопераційний контроль якості робіт по всіх технологічних процесах згідно зі СНиП III-42-80* [54].

Порожнина нової ділянки трубопроводу до випробування повинна бути очищена від окалини, а також від ґрунту і різних предметів, які потрапили в середину трубопроводу під час будівництва. Очищення виконується промиванням з пропуском очисних поршнів.

Випробування трубопроводів на міцність і перевірка на герметичність виконується гідравлічним способом. Випробувальний тиск, прийнятий рівним $P_{заб} = 5,83$ МПа, що перевищує допустиме значення $1,1P_{роб} = 4,62$ МПа. При необхідності виконуються роботи, пов'язані з виявленням і ліквідацією дефектів. Загальний час витримки ділянок трубопроводу під випробувальним тиском повинен бути не меншим за 24 години. Всі роботи по промивці і випробуванню трубопроводів виконуються з дотриманням ВБН В.2.3.-00013741-09:2009 «Магістральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Очищення порожнини та випробування» [10].

Ділянка магістрального трубопроводу знаходиться в заболоченій місцевості. В цьому районі простежується піднімання та опускання рівня ґрунтових вод на протязі всього

року, що спричиняє негативний вплив на магістральний трубопровід та стан його ізоляції.



Рис. 1.25. Стан ізоляції заміненої ділянки

Ділянка нової частини магістрального трубопроводу має на своєму початку та в кінці по дві криві з кутами повороту 9° для того, щоб оминати ділянку магістрального нафтопроводу, котра підлягає заміні та витягуванню на поверхню землі після закінчення монтажу та вводу в експлуатацію нової ділянки. Наступною частиною, котра буде підлягати капітальному ремонту, а саме заміні старої ділянки магістрального нафтопроводу на нову, будуть гілки лівіше та правіше від цієї відремонтованої ділянки.

Процесу монтажу нового трубопроводу довжиною 632 м передував процес зварювання секцій нафтопроводу та влаштування рулонної гідроізоляції нової ділянки. Після

зварювання виконувались гідравлічні випробування на міцність за спеціально розробленою для цього випадку інструкцією з гідравлічних випробувань. Випробування на міцність проводилися під тиском $1,1P_{зав}$; спочатку нафтопровід випробовувався на протязі 24 годин під тиском 65 атм, а потім на протязі 12 годин – під тиском 42 атм.

Ділянка нафтопроводу, котра підлягає заміні, виконана зі спіральнoшовної труби, нова частина нафтопроводу виконана також зі спіральнoшовної труби. Характерними пошкодженнями таких спіральнoшовних труб являються корозія металу, що примикає до спірального шва, та дефекти ізоляції; в даному випадку використано плівкову ізоляцію, яка має дещо гірші властивості, ніж бітумна.

Під час вирізання старої частини трубопроводу у металі труби можуть з'явитися напруження і труба може сколотися (рис. 1.26), що свідчить про наявність напружень у вільно лежачому не завантаженому трубопроводі, які виникають як від технологічних факторів, так і від додаткових факторів, котрі практично не можливо врахувати. Процес підйому існуючого трубопроводу показано на рис.1.27.



Рис. 1.26. Прояв напружень зрізу труби під час розрізання



Рис. 1.27. Процес підйому ділянки магістрального трубопроводу для заміни

Для приєднання нової ділянки трубопроводу до існуючої виконують наступні операції. Видаляють частину труби, що підлягала заміні. Далі слідує процес набиття глиняного тампону в існуючий нафтопровід, оскільки в ньому залишаються пари газу.

Строк придатності глиняного тампону складає до 12 годин. Край труби, що відрізали, необхідно розмагнітити на довжині, що відповідає зовнішньому діаметру трубопроводу. Потім за допомогою трьох трубоукладачів нову частину трубопроводу підводять до старої (рис. 1.28). Довжина нової частини труби складає 100 м, а трубоукладачі працюють на відстані до 25 м один від іншого.



Рис. 1.28. Загальний вигляд процесу капітального ремонту

Мета роботи полягає у тому, щоб досягти паралельності нової ділянки трубопроводу до старої у вертикальній та горизонтальній площинах. У вертикальній площині під власною вагою труби консольна частина стає паралельною до існуючого трубопроводу. Новий трубопровід заводять зверху над існуючим на відстань 50 – 100 мм, досягають паралельності та роблять фаски. Потім опускають нову частину трубопроводу в один рівень з існуючим до досягнення відстані між ними від 3 до 5 мм по всьому діаметру. Дотримання такої відстані дуже важливе, оскільки вона впливає на якість зварного шва.

Утворення такого специфічного і не типового напружено-деформованого стану істотно змінює надійність магістрального нафтопроводу. Для оцінювання фактичного рівня надійності у процесі ремонту необхідно проводити інший розрахунок, котрий відрізняється від проектного як складом вихідних даних, так і за значенням статистичних параметрів розрахункової схеми.

1.3. ВПЛИВ ГЕОМЕТРІЇ ПРОКЛАДАННЯ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

1.3.1. Важливість інженерно-геодезичних робіт у трубопровідному будівництві. Проектування сучасного трубопровідного комплексу (лінійна частина, переходи через перешкоди, головні та проміжні споруди) з використанням великої кількості часто приблизних даних про характеристики продукту, що перекачують, з обов'язковим дотриманням встановленої надійності забезпечення споживача продуктом та з урахуванням повної безпеки для навколишнього середовища зумовлює застосування методів варіантного проектування. Поряд з іншими вихідними даними, при розрахунку елементів трубопровідної системи використовуються також геодезичні дані.

Під *геодезичними даними* розуміють результати лінійних, кутових та висотних вимірів, що виконані в натурі або по планово-картографічному матеріалу.

Оптимальні параметри трубопровідної системи, котра забезпечує задану продуктивність, знаходять за допомогою гідравлічного розрахунку, основою якого є визначення втрати напору при перекачуванні продукту по трубопроводу. Загальний напір, котрий необхідний для подолання всіх опорів знаходять за формулою [62]

$$H = iL + h, \quad (1.1)$$

де i – гідравлічний ухил; L – розрахункова довжина трубопроводу; h – перевищення між початковою та кінцевою/перевальною точками трубопроводу.

Звідси слідує, що при гідравлічному розрахунку використовуються дві геодезичні величини: розрахункова довжина трубопроводу, котра визначається як відстань від початку траси до перевальної точки чи до кінця траси, та перевищення між вказаними точками.

Міцність трубопроводу забезпечується шляхом порівняння напружень, які виникають в стінках його від тиску перекачуваної рідини, температурних перепадів, згину труб та інших впливів з нормативним опором матеріалу труби. Геодезичні дані впливають лише на величину поздовжніх напружень в стінках труб від пружного згину (див. розділ 2, формула (2.00)). Величина цих напружень, котрі виникають в стінках труб на поворотах, залежить, при інших рівних умовах, від кутових та лінійних елементів кривих, по котрим ці повороти виконують. При великих кутах повороту часто виконують штучний згин трубопроводу, шляхом вварювання криволінійних вставок. У цих випадках геодезичні дані необхідні в цифровому вигляді, оскільки вони використовуються в інженерних розрахунках.

Практика експлуатації потужних трубопроводів діаметром 1020 мм виявила небезпеку виникнення гідравлічних збурень в трубопроводі. При раптовому відключенні агрегатів у зв'язку з пошкодженням обладнання, відключенням електроенергії, спрацюванням систем захисту чи з інших причин відбувається розрив потоку, у результаті чого в напрямку попередньої станції розповсюджується фронт хвилі збільшення тиску. На одному трубопроводі виявлено 6 аварійних пошкоджень, пов'язаних переважно зі значними перевантаженнями при відключенні наступних по потоку нафтоперекачувальних станцій [17].

Одним із засобів підвищення надійності магістральних трубопроводів є раціональне розміщення по трасі запірної арматури, за допомогою якої можна локалізувати пошкодження. Графічні геодезичні дані щодо профілю та плану траси необхідні для виявлення місць раціонального розташування запірної арматури, систем випорожнення трубопроводів, оцінки впливів на несучу здатність трубопроводу. Цифрові геодезичні дані у вигляді значень кутів, відстаней, перевищень використовують при виконанні інженерних розрахунків, розбивці траси та контролю параметрів збудованої споруди.

1.3.2 Вимоги до точності геодезичних даних під час прокладання підземних магістральних трубопроводів

На основі СНиП [52] були встановлені норми точності геодезичних вимірів трубопроводів [44]. Відмітимо, що похибки геодезичних вимірів практично не впливають на точність визначення кільцевих і поздовжніх напружень у трубопроводі.

Однак точність геодезичних вимірів впливає на оцінку температурних напружень в трубопроводі через величину температури T . Максимальна або мінімальна температура стінки труби у процесі експлуатації визначається залежно від температури рідини, що транспортується, та ґрунту на глибині закладення труб. Однак, відповідно [5], температурний перепад для підземних трубопроводів слід приймати не менше

$$T = \pm 40^{\circ} C. \quad (1.2)$$

Відповідна відносна похибка визначення $\sigma_{\text{нозд.}\Delta T}$ дорівнює відповідній похибці $\sigma_{\text{нозд.}P}$. А саме

$$\frac{\Delta_T}{T} = 0,06. \quad (1.3)$$

При розрахунку температурного режиму роботи трубопроводу несприятливим фактором є сумування похибок визначення температури транспортованого продукту та ґрунту – як позитивних, так і негативних.

Допуск на похибки в температурі за рахунок похибок вимірів

$$\Delta_T = 0,009T, \quad (1.4)$$

звідки у роботі [62] отримано

$$\Delta_T = 0,36^{\circ} C. \quad (1.5)$$

Відповідно, похибка укладки трубопроводу в вертикальній площині не повинна перевищувати похибки в температурному режимі (1.5).

Згідно з [18], температура ґрунту в зоні закладення трубопроводів вимірюється на глибині 0,8 та 1,6 м, а в проміжних точках визначається інтерполяцією.

Оскільки різниця екстремальних температур ґрунту на глибині 0,8 м та на глибині 1,6 м в середньому дорівнює 3°C , то необхідна точність виміру дна траншеї, якщо не виконується нівелювання її дна, отримується з залежності $\frac{0,8\text{ м}}{\Delta_h} = \frac{3^{\circ}\text{C}}{\Delta_T}$.

Звідси

$$\Delta_h = 0,1\text{ м}. \quad (1.6)$$

1.3.3. Обґрунтування необхідної точності геодезичних вимірів при вертикальному трасуванні магістральних трубопроводів. Вертикальним трасуванням прийнято називати встановлення положення трубопроводу в вертикальній площині та визначення поздовжнього профілю дна траншеї, в котру вклатиметься трубопровід.

Природна гнучкість труб, що дозволяє вигинатися їм під дією власної ваги в вертикальній площині, дає можливість вклати трубопровід паралельно поверхні землі, чим досягається значне прискорення будівельних робіт. Для правильної організації геодезичних робіт необхідно мати на увазі, що зі збільшенням діаметра збільшується жорсткість трубопроводу та різко знижується його здатність копіювати рельєф місцевості. Оптимальним є профіль, котрий задовольняє вимогам міцності та стійкості підземного трубопроводу. Його форма обумовлена профілем земної поверхні та радіусами вигину труб, які підбираються із умов прилягання трубопроводу до дна траншеї та міцності металу за згином.

Із умов прилягання радіус вигину визначається за формулою:

$$R = \frac{i^2 + 4}{4i} l_0, \quad (1.7)$$

де l_0 – довжина ділянки, на якій встановлюється ухил;
 i – ухил укладання траси.

За умовою міцності (2.1) радіус не повинен бути меншим від величини:

$$R = \frac{ED_{зовн}}{2\sigma_y}. \quad (1.8)$$

Прирівнявши (1.7) та (1.8), можна отримати рівняння для знаходження максимальної величини ухилу:

$$i^2 - 2 \frac{ED_{зовн}}{l_0 \sigma_y} i + 4 = 0. \quad (1.9)$$

Значення кореня рівняння (1.9), що відповідає умовам задачі:

$$i = \frac{ED_{зовн}}{l_0 \sigma_y} - \sqrt{\frac{ED_{зовн}}{l_0 \sigma_y} - 4}. \quad (1.10)$$

Кут повороту в вертикальній площині визначається кутом нахилу місцевості:

$$\alpha = \arctg \left(\frac{ED_{зовн}}{l_0 \sigma_y} - \sqrt{\frac{ED_{зовн}}{l_0 \sigma_y} - 4} \right). \quad (1.11)$$

Ступінь пересіченості місцевості, по якій трубопровід можна вклати паралельно поверхні землі, залежить, очевидно, від його діаметра. Характер залежності (1.11) при стандартному трасуванні наведений на *рис. 1.29*.

Із графіка видно, що трубопроводи діаметром до 400 мм включно можуть копіювати пересічений рельєф з послідовною зміною протилежних ухилів у межах 3...5°. Трубопроводи ж великих діаметрів, внаслідок значної жорсткості, можуть повторювати лише невеликі перегини.

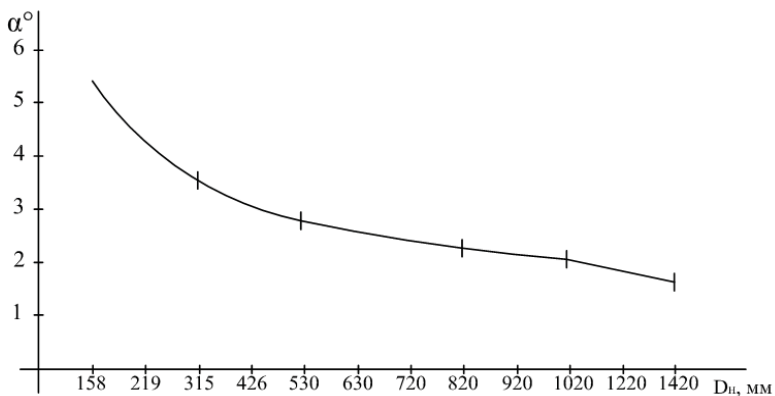


Рис. 1.29. Зв'язок діаметра труб із кутами нахилу місцевості

На переломах профілю з ухилами більшими, ніж вказані на графіку, трубопроводи не можуть копіювати рельєф місцевості, а тому вкладаються в траншею з підготовленим дном по радіусу кривизни, визначеному із умови (1.11).

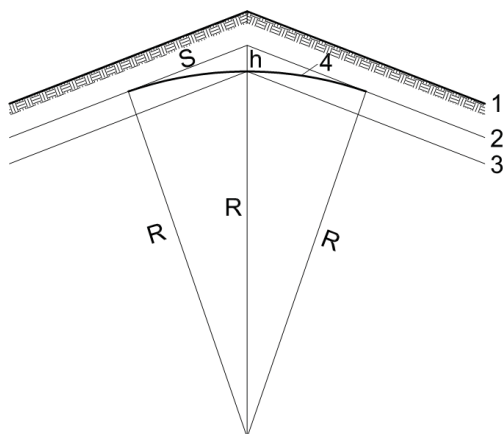


Рис. 1.30. Схема укладання трубопроводу на переломі профілю:
 1 – поверхня землі, 2 – мінімальна глибина траншеї, 3 – максимальна глибина траншеї, 4 – проектний профіль трубопроводу.

Розбивка дна траншеї виконується за геодезичними величинами (відстанями та перевищеннями), пов'язаними з радіусом кривизни з *рис. 1.30* залежністю:

$$R = \frac{S^2}{2h}. \quad (1.12)$$

Похибка в напруженні у металі труби від вигину, котра обумовлена похибками вимірів:

$$4 \frac{m_S^2}{S^2} + \frac{m_h^2}{h^2} = \frac{m_\sigma^2}{\sigma_y^2}. \quad (1.13)$$

Стандарти для геодезичних вимірів за [62]:

- при єдиному допуску на відхилення від номінального параметру:

$$m_S = 0,001S, \quad (1.14)$$

$$m_h = 0,002h; \quad (1.15)$$

- при роздільних допусках на похибки будівельних та геодезичних робіт:

$$m_S = 0,005S, \quad (1.16)$$

$$m_h = 0,01h. \quad (1.17)$$

При розрахунку точності необхідно орієнтуватися на кути, при яких радіуси вигину із умов міцності та прилягання рівні. У цьому випадку труба працює як максимально завантажена балка, що спирається своїми кінцями на дві опори та похибки в розбивці є найбільш небезпечними. При великих кутах вона працює як балка на пружній основі та допустимі похибки в розбивці майже не впливають на надійність конструкції трубопроводу.

Точність виконання геодезичних вимірів, виходячи із принципу повного нехтування похибками та в зв'язку з невеликою точністю лінійних вимірів, повинна відповідати умовам [62]:

$$\Delta_{S_2} = \frac{1}{300},$$

$$f'_{h_2} = 100\sqrt{L} \text{ мм},$$

$$f''_{h_2} = 75\sqrt{L} \text{ мм}.$$
(1.18)

Передбачається нівелювання траси виконувати з точністю $100\sqrt{L}$ мм, а для ділянок, котрі вимагають більшої точності – $50\sqrt{L}$ мм. Однак при цьому не обумовлюється, на яких саме ділянках необхідно забезпечувати ту чи іншу точність, адже у загальному випадку надійність конструкції залежить від відстані між пікетами. При виконанні геодезичних вимірів з заданою точністю необхідно зменшити допуск на будівельні роботи на 10 %, тобто ввести роздільні допуски. Без цього неможливо підвищити розрахункову надійність за міцністю.

Не можна підходити з однаковими вимогами відносно точності вимірів до трубопроводів різних діаметрів. Для трубопроводів діаметром менше 400 мм нівелювання в нормальних умовах виконувати не потрібно. При значних діаметрах трубопроводів, жорсткість їх стає настільки значною, що потребує перевірки на міцність та стійкість при невеликих переломах профілю, а вибіркоче нівелювання потребує багатьох ув'язок та визиває невпевненість – чи усі злами рельєфу ним були охоплені. Тому на трасах потужних магістральних трубопроводів необхідно враховувати вплив можливого неточного вертикального трасування на надійність конструкції магістрального трубопроводу.

Як показано вище, точність укладання трубопроводу по вертикалі та по горизонталі суттєво впливає на напружено-деформований стан та надійність конструкції сталевого магістрального трубопроводу при його нормальній експлуатації. Ступінь впливу похибок при прокладенні траси магістрального трубопроводу можна обмежити упровадженням системи спеціальних допусків, аналогічно до допусків на перевищення

траси трубопроводу за СНиП 2.05.06-85 [52]. При цьому вплив імовірності появи таких відхилень в допустимих межах може бути оцінено з використанням методів теорії надійності.

1.3.4. Програмний комплекс «Pipemovement». Одним із напрямів забезпечення надійної роботи трубопроводу є визначення теоретичними розрахунками та експериментальними дослідженнями допустимих відхилень (допусків) від розрахункових параметрів. Оцінка величини відхилень залежить не тільки від похибок будівельних робіт, а й від похибок вимірювань. Вплив величини похибок може призвести до прийняття в експлуатацію споруд із фактичними параметрами, що перевищують допуски, або забракувати споруду з параметрами, які задовольняють допуск. Це призведе до того, що у першому випадку відбудеться зниження розрахункової надійності споруди, у другому – необхідними будуть додаткові витрати на виправлення неіснуючих помилок.

Для оцінки впливу допуску укладання були виконані варіантні розрахунки підземного магістрального нафтопроводу. Зважаючи на складний характер роботи підземного трубопроводу, було застосовано програмний комплекс «Pipemovement», котрий було розроблено в Інституті проблем міцності імені Г.С. Писаренка НАН України та апробовано на практиці при аналізі напружено-деформованого стану конструкцій трубопроводів ДК «Укртрансгаз» та ВАТ «Укртранснафта» [37].

Існуючі в літературі методи оцінювання напружень за поздовжніми деформаціями ґрунту й радіусами кривизни поперечних деформацій є досить умовними, оскільки не враховують реального деформування труби. Правильна оцінка таких напружень можлива в рамках розгляду геометрично нелінійних задач для стержнів, що знаходяться в пружно-пластичному середовищі із застосуванням чисельних методів. Основна складність полягає в тому, що на відміну від класичних

задач пружності або пластичності, рівняння рівноваги записуються для невідомої заздалегідь геометрії осьової лінії трубопроводу.

Наведені у вітчизняній літературі підходи базуються на побудові наближених модельних схем взаємодії труби й ґрунту з урахуванням геометричної нелінійності (наприклад, роботи В.В. Харіоновського [60] для одиначної хвилі спучування, роботи П.П. Бородавкіна [8] для аналізу напружень при зсуві, Б.С. Білобрана та ін.) і можуть бути застосовані тільки до конкретних схем деформування (або переміщення) ґрунту. Очевидним недоліком зазначених робіт є вузькість розв'язуваних задач і використання різних гіпотез щодо передбачуваного характеру деформування трубопроводу. Що стосується реальних задач для криволінійних трубопроводів, де існує нелінійний характер взаємодії ґрунту й трубопроводу, то їх розв'язок неможливо отримати аналітично.

У зв'язку із цим створена ефективна чисельна процедура для аналізу великих переміщень трубопроводу в середовищі з урахуванням історії навантаження, на основі якої розроблений ПК «Removement». Цей програмний комплекс розрахований на широкий клас задач. З його допомогою можна аналізувати поведінку трубопроводів при великих переміщеннях як у ґрунтовому середовищі, так і на повітрі, з урахуванням опор, розгалужень і криволінійних ділянок; виконувати розрахунки стійкості. При цьому визначається не тільки критичне зусилля втрати стійкості, а також нова геометрія труби. У програмі додатково передбачене завдання розподілених і зосереджених навантажень, що дозволяє виконати аналіз поведінки трубопроводу на обводнених ділянках, де необхідно враховувати дію виштовхувальної сили та привантажень.

Алгоритм розрахунків базується на ітераційній процедурі збіжності розв'язку при здійсненні контролю за переміщеннями і

застосуванні методу прогонки на кожному ітераційному кроці для зменшення кількості невідомих.

Оскільки в загальному випадку опір ґрунту переміщенням труби залежить від напрямку й виду переміщення, в програмі розглядається п'ять типових випадків взаємодії трубопроводу із ґрунтом: опір ґрунту поперечним переміщенням труби у вертикальній площині догори; опір поперечним переміщенням труби у вертикальній площині вниз; опір ґрунту поперечним переміщенням труби в горизонтальній площині; опір ґрунту поздовжнім переміщенням труби; опір ґрунту крутінню труби.

Узагальнений вид типової діаграми взаємодії трубопроводу із ґрунтом для всіх видів опору останнього показаний на *рис. 1.31*, де w_s – переміщення трубопроводу в напрямку s ; q – опір ґрунту переміщенням труби в напрямку s ; q_{np} – граничний опір ґрунту переміщенням труби в напрямку s ; w_{np} – граничне переміщення трубопроводу; α_{ep} – коефіцієнт пропорційності в рівнянні зв'язку між опором ґрунту й переміщенням трубопроводу, $q = \alpha_{ep} w_s$.

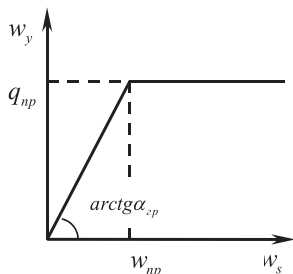


Рис. 1.31. Узагальнена діаграма взаємодії трубопроводу із ґрунтом

Вважається, що до певного моменту, поки переміщення трубопроводу менше встановлених граничних значень w_{np} , ґрунт із трубою взаємодіє пружно і кожному приросту переміщень

відповідає приріст опору ґрунту. Якщо переміщення трубопроводу перевищує свої граничні значення, то кожному приросту переміщень відповідає постійне значення інтенсивності опору q_{np} . Величини w_{np} й q_{np} визначаються залежно від фізико-механічних характеристик ґрунту й геометричних параметрів трубопроводу.

Використання комплексу дозволяє вирішувати, зокрема, такі задачі (рис. 1.32):

- а) визначення напруженого стану трубопроводу та відновлення його геометрії по координатах його дискретних просторових точок;
- б) розрахунок положення трубопроводу і сил взаємодії з ґрунтом при зсувних деформаціях чи просіданнях ґрунту;
- в) аналіз втрати стійкості трубопроводу на повітрі та в середовищі та розрахунок його закритичного стану;
- г) визначення геометрії та напруженого стану трубопроводу при його укладанні по дну моря.

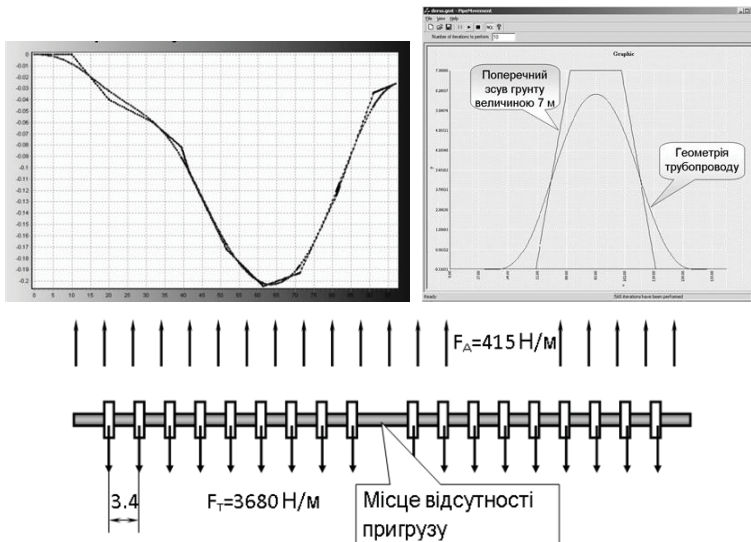


Рис. 1.32. Варіанти застосування ПК «Pirremovement»

Перевірка розрахункового алгоритму здійснювалася з допомогою відомих із літературних джерел чисельних і теоретичних розв'язків. Результати тестування показали високу точність і швидкість збіжності розробленої чисельної процедури.

1.3.5. Аналіз впливу допусків укладання трубопроводу
ПК «Pipemovement» був практично застосований для аналізу напружено-деформованого стану реального нафтопроводу [38, 39], глибина закладання якого була обумовлена вимогами до оптимального режиму перекачування та властивостей матеріалів, що перекачуються, а також відповідала вимогам СНиП 2.05.06-85 [52]. Розглядалася ділянка нафтопроводу довжиною 133 м (рис. 1.33). Для аналізу впливу допуску укладки підземних магістральних трубопроводів, що складає $\Delta h = 10$ см, було виконано розрахунки для даного трубопроводу та трубопроводу зі зміщеними на величину допуску його характерними точками.

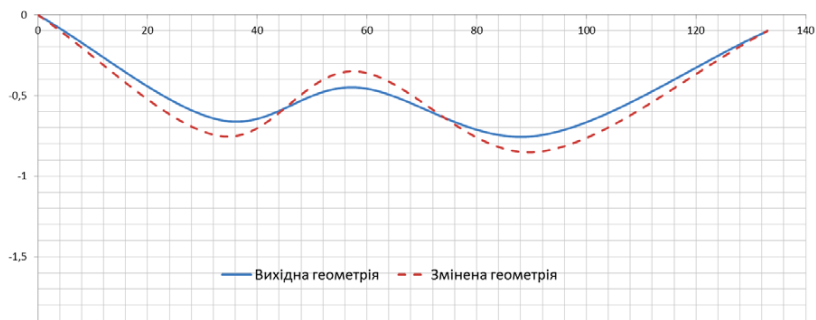


Рис. 1.33. Геометрія вихідної та зміненої ділянок трубопроводу

Розглянуто варіанти укладки трубопроводу в суглинках та дрібних пісках, а також три варіанти сполучення навантажень на трубопровід:

- а) власна вага трубопроводу та вага ґрунту;

Зокрема, при порівнянні напружень у підземному магістральному трубопроводі спостерігається їх ріст з 274 МПа для вихідної геометрії до 359 МПа для зміненої геометрії. Максимальний приріст напружень у трубопроводі в більшій мірі відповідає максимальному завантаженню трубопроводу в дрібних пісках.

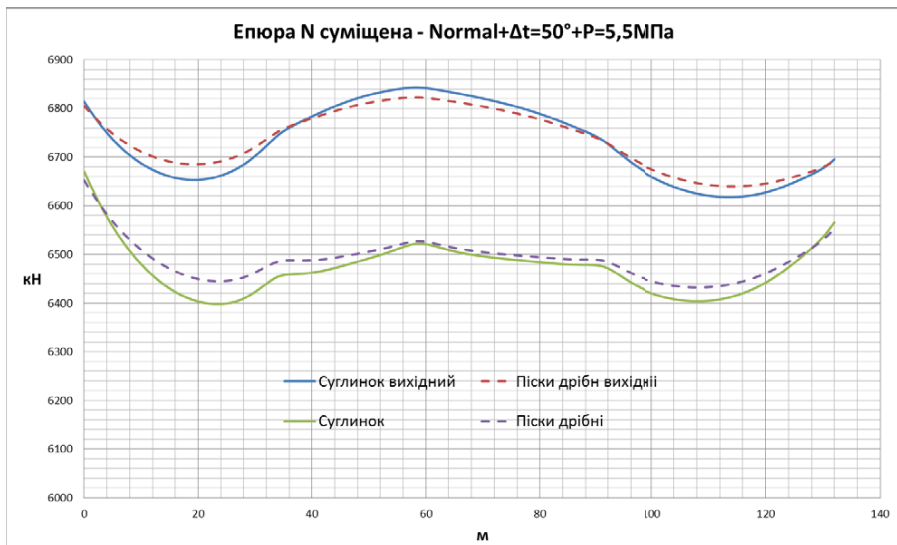


Рис 1.35. Епюри поздовжніх сил у трубопроводі з вихідною та зміненою геометрією

З графіків напружень у трубопроводі з вихідною та зміненою геометрією видно, що на довжині хвилі трубопроводу, що складає 58 м, у точці його максимального заглиблення на цій довжині, що дорівнює 0,75 м, виникає напруження 359 МПа. У той же час на довжині хвилі, що дорівнює 75 м, в точці максимального заглиблення на цій ділянці 0,85 м виникає дещо менше напруження – 321 МПа. Отже, на величину напружень впливає також відношення висоти хвилі трубопроводу до довжини хвилі.

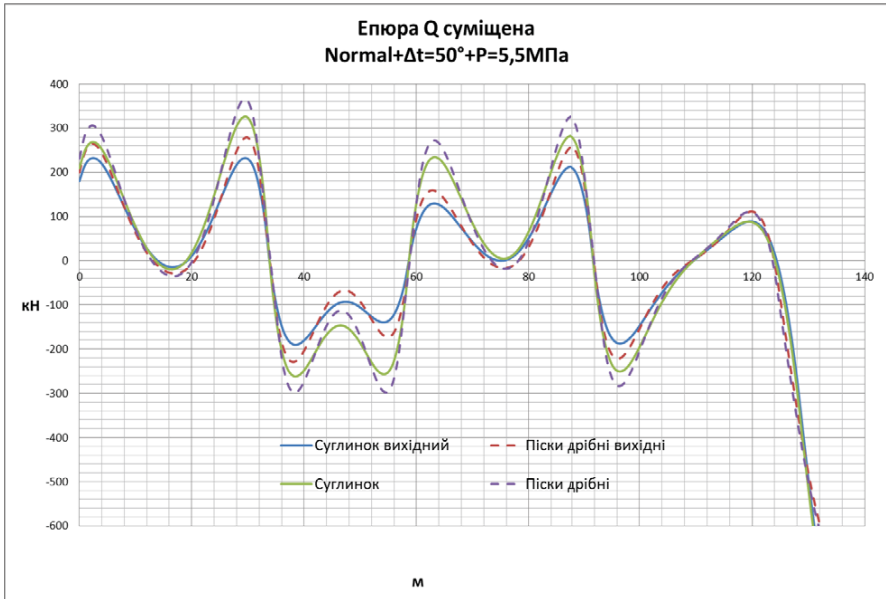


Рис. 1.36. Епюри поперечних сил у трубопроводі з вихідною та зміненою геометрією

За допомогою варіантних розрахунків, які виконані на базі ПК «Ріremovement», було визначено вплив реакції ґрунту основи на величину поздовжніх напружень у трубі. Такий вплив враховується коефіцієнтом K_{zp} , для визначення якого було виконано варіантні розрахунки без урахування впливу реакції ґрунту основи, але з урахуванням впливу допуску на напружено-деформований стан конструкції. За результатами розрахунків складено порівняльні таблиці для типів ґрунту «суглинок» (табл. 1.6) та «піски дрібні» (табл. 1.7) для ручного розрахунку та за ПК «Ріremovement», який дозволяє враховувати такий вплив.

Таблиця 1.6

Значення коефіцієнту K_{cp} для типу ґрунту «суглинок»

<i>Координата точки трубопроводу, м</i>	<i>Значення напружень без урахування впливу ґрунту, МПа</i>	<i>Значення напружень за ПК «Ріremovement», МПа</i>	<i>Коефіцієнт K_{cp}</i>
33	264,54	257,54	0,9735
33	350,83	354,84	1,0114
33	454,26	448,53	0,9874
33	198,75	223,07	1,1223
91	251,31	237,05	0,9432
91	299,10	311,51	1,0415
91	386,29	385,96	0,9992
91	189,85	187,08	0,9854

Таблиця 1.7

Значення коефіцієнту K_{cp} для типу ґрунту «піски дрібні»

<i>Координата точки трубопроводу, м</i>	<i>Значення напружень без урахування впливу ґрунту, МПа</i>	<i>Значення напружень за ПК «Ріremovement», МПа</i>	<i>Коефіцієнт K_{cp}</i>
33	264,54	273,70	1,0346
33	350,83	358,91	1,0230
33	454,26	443,22	0,9757
33	198,75	223,07	1,1223
91	251,31	254,26	1,0117
91	299,10	321,05	1,0734
91	386,29	388,65	1,0060
91	189,85	187,08	0,9854

Таким чином, за допомогою ПК «Pipemovement» розглянуто вплив на напружений стан трубопроводу типу ґрунту та величини допуску на прокладання трубопроводу. Аналіз одержаних епюр напружень у трубопроводі з вихідною та зміненою відомою геометрією показав, що їх характер залежить від рельєфу місцевості, геометрії трубопроводу та глибини його закладання в товщу ґрунту. Зокрема, при порівнянні напружень у підземному магістральному трубопроводі для вихідної та зміненої на величину допуску геометрії, можна спостерігати їх зростання в межах 24 %. Також на величину напружень впливає відношення висоти до довжини хвилі вигину трубопроводу. Зміна геометрії підземного трубопроводу на величину допуску призвела до перерозподілу поздовжніх сил в межах 5 %, а поперечних сил до 40 %. Максимальний приріст напружень у трубопроводі в більшій мірі відповідає максимальному завантаженню трубопроводу в дрібних пісках.

Вплив реакції ґрунту основи на величину поздовжніх напружень у практиці проектування магістральних трубопроводів можна враховувати коефіцієнтом K_{zp} , котрий залежить від типу ґрунту. За одержаними даними встановлено, що для суглинків $K_{zp} = 1,01$, для пісків дрібних – 1,04.

Ураховуючи вплив допуску на заглиблення трубопроводу, яке що змінює кривизну труби, можна доповнити формулу (2.1) для визначення згинальних напружень для магістральних трубопроводів, записавши її у такому вигляді:

$$\sigma_{згин} = \frac{ED_{зовн}}{2\rho} K_{zp}. \quad (1.19)$$

Вище було розглянуто трубопровід, укладений в траншею задалегідь відомої геометрії. Проте на практиці часто виникає питання визначення внутрішніх зусиль у трубопроводі, геометрія осьової лінії якого задається набором дискретних точок, виміряних з деякою похибкою. Такі дані можуть бути отримані,

наприклад, в результаті проведення внутрішньотрубної діагностики. Проблема опису набору дискретних точок неперервної просторової кривої з метою визначення її похідних, принаймні, другого порядку є досить актуальною для багатьох областей інженерії, науки, комп'ютерного моделювання.

Для розв'язання поставленої задачі в ПК «Pipremovement» включений окремий модуль, який базується на безітераційному чисельному алгоритмі, що розглядає кожен точку трубопроводу як податливу опору, ґрунтується на методі початкових параметрів та використовує поняття «кута несумісності» між двома елементарними вимірними ділянками осі трубопроводу. Крім того, з використанням методів теорії імовірностей виконано аналіз, який дозволяє оцінити можливість відновлення геометрії трубопроводу за отриманими даними вимірювань з похибкою та визначити необхідну податливість опор для проведення процедури відновлення.

1.4. РЕЗЮМЕ

1. Огляд досвіду експлуатації магістральних трубопроводів показує, що ефективне транспортне забезпечення країни енергетичними ресурсами потребує потужних магістральних трубопроводів, що транспортують продукт з місць розроблення до переробних заводів, від заводів до споживачів, або транзитом до країн Європейського союзу. Такі трубопроводи знаходяться у різних гідрологічних, кліматичних та геотехнічних умовах, і потребують забезпечення їх високої надійності та безпеки.

2. У життєвому циклі конструкції магістрального трубопроводу вагому роль відіграють етапи проведення його ремонтів із заміною ізоляції трубопроводу (з припиненням та без припинення транспортування продукту) та капітальних ремонтів із заміною окремих ділянок труби. Надійність магістрального трубопроводу на етапах експлуатації, відмінних від нормального

режиму роботи, не нормується та не визначається на практиці, що призводить до практично повної невизначеності щодо рівня безпеки та економічності застосованих рішень з проведення робіт по капітальному та поточному ремонтах.

3. Аналіз системи допусків, яка використовується при будівництві лінійної частини магістральних нафтопроводів, виявив, що ступінь впливу кожного окремого стохастичного параметру вважається однаковим, але це не повною мірою відповідає дійсності. Урахування впливу допусків можливе методами теорії надійності, що дозволяє виявити і використати додаткові резерви конструкції трубопроводу.

4. Точність нівелювання траси магістрального трубопроводу впливає на надійність його конструкції через зміни проектних напружень від згину. При цьому внаслідок застосування труб великого діаметру, яким важче копіювати рельєф місцевості, ступінь цього впливу є найбільшим саме в магістральних трубопроводах. Вплив імовірності появи таких відхилень в допустимих межах можна оцінити методами теорії надійності.

5. Аналіз епію напружень у трубопроводі з вихідною та зміненою відомою геометрією показав, що їх характер залежить від рельєфу місцевості, геометрії трубопроводу та глибини його закладання в товщу ґрунту. Зокрема, при порівнянні напружень у підземному магістральному трубопроводі для вихідної та зміненої геометрії на величину допуску, можна спостерігати їх зростання в межах 24%.

6. На величину напружень впливає відношення висоти хвилі вигину трубопроводу до довжини хвилі. Зміна геометрії підземного трубопроводу на величину допуску призвела до перерозподілу поздовжніх сил в межах 5 %, а поперечних сил до 40 %. Максимальний приріст напружень у трубопроводі більшою мірою відповідає максимальному завантаженню трубопроводу в дрібних пісках.

Розділ 2

НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

*Усе наше життя - ця напруження і розслаблення.
Якщо щось виключити, перерветься нитка життя.*

Айшек Норама

*У всякій формулі константи (особливо ті, які
узяті з технічних довідників) повинні розглядатися
як змінні*

**Універсальні закони для молодих інженерів
(Закони Мерфі)**

2.1. РОЗРАХУНКОВА СХЕМА ТА НАПРУЖЕНО- ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

**2.1.1. Напружено-деформований стан підземного
магістрального трубопроводу [8, 63].**

Кільцеві напруження. Основним навантаженням на магістральні трубопроводи є внутрішній тиск (тиск продукту, який перекачують). Зі збільшенням внутрішнього тиску зростає пропускна здатність трубопроводу без збільшення його діаметра.

Внутрішній тиск у циліндричній трубі викликає об'ємний напружений стан у матеріалі стінок (*рис. 2.1, а*), тобто появу кільцевих, радіальних і меридіональних (в напрямку осі труби) напружень. Напруження радіального напрямку σ_{rad} в тонкостінних трубопроводах дорівнюють нулю на зовнішній поверхні труби і внутрішньому тиску – на внутрішній. Ця величина навіть для трубопроводів високого тиску (до 10 МПа) на порядок менша кільцевих і меридіональних напружень. Тому під час розрахунку радіальними напруженнями зазвичай нехтують, беручи до уваги тільки поздовжні $\sigma_{позд}$ і кільцеві

$\sigma_{\text{кц}}$ напруження. Таким чином, основним для трубопроводу є плоский напружений стан.

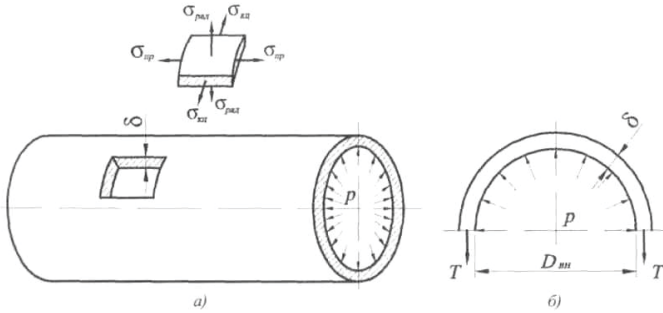


Рис. 2.1. Схема напруженого стану труби під дією внутрішнього тиску

У такій постановці можна розглядати трубопровід як безмоментну циліндричну оболонку, кільцеві напруження в якій $\sigma_{\text{кц}}$ визначаються з рис. 2.1, б. Умови рівноваги півкільця одиначної довжини мають вигляд:

$$pD_{\text{вн}} \cdot 1 = 2T,$$

де p – внутрішній тиск у трубі; $D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труби; $T = \sigma_{\text{кц}} \delta$ – кільцеве зусилля у трубі, δ – товщина стінки труби.

Таким чином,

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta}. \quad (2.1)$$

Як видно з формули, величина $\sigma_{\text{кц}}$ не залежить від умов закріплення трубопроводу і визначається тільки внутрішнім тиском, діаметром і товщиною стінки труби.

Оскільки номінальним діаметром труби є зовнішній діаметр $D_{\text{зовн}}$ то одержаний вираз можна переписати у вигляді:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p(D_{\text{зовн}} - 2\delta)}{2\delta} = \frac{pD_{\text{зовн}}}{2\delta} - p.$$

Звідси товщина стінки труби

$$\delta = \frac{pD_{зовн}}{2(\sigma_{кц} + p)}. \quad (2.2)$$

Поздовжні зусилля. Підземні магістральні трубопроводи, укладені в ґрунт, не мають можливості переміщуватися при виникненні зусиль у напрямку їх осі. У поздовжньому напрямку вони защемлені в ґрунті силами тертя і зчеплення з ґрунтом. Тому поздовжні зусилля, які виникають у трубопроводі, створюють в його стінках поздовжні напруження, що діють сумісно з кільцевими.

Основними причинами виникнення поздовжніх зусиль є: внутрішній тиск у трубопроводі, зміна температури, пружний згин трубопроводу, нерівномірне осідання трубопроводу внаслідок розмивання дна траншеї, поперечне зміщення осі трубопроводу тощо.

Під впливом внутрішнього тиску в прямолінійній частині защемленого в ґрунті трубопроводу виникають поздовжні зусилля розтягу. Їх величину можна визначити з рівнянь узагальненого закону Гука при двовісному напруженому стані (оскільки радіальні напруження не враховуються). За умови повного защемлення трубопроводу ґрунтом в пружній стадії роботи матеріалу справедлива рівність

$$\varepsilon_{n.p} = (\sigma_{n.p} - \mu\sigma_{кц}) / E = 0,$$

звідки величина поздовжніх напружень:

$$\sigma_{n.p} = \mu\sigma_{кц} = \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta}, \quad (2.3)$$

де μ – коефіцієнт Пуассона, рівний $\mu = 0,3$ для вуглецевих і низьколегованих сталей.

На кривих малого радіуса і поблизу закритих засувки від внутрішнього тиску в трубопроводі виникають більші поздовжні зусилля розтягу. Для їх визначення слід розглянути ділянку трубопроводу із заглушками по кінцях під дією внутрішнього тиску. Сила, що діє на заглушку:

$$p = n p A_{\text{вн}} = n p \pi D_{\text{вн}}^2 / 4,$$

де $A_{\text{вн}}$ – площа труби в просвіті. Ця сила врівноважується поздовжніми напруженнями в стінках труби площею $A = \pi D_{\text{сер}} \delta$.

Звідси величина поздовжніх напружень:

$$\sigma_{n.p} = \frac{P}{A} = \frac{n p D_{\text{вн}}}{4 \delta} = 0,5 \sigma_{\text{кц}}. \quad (2.4)$$

Такі самі напруження виникнуть у не защемленому трубопроводі з заглушеними кінцями, який має повну свободу поздовжніх переміщень. Відповідні поздовжні деформації дорівнюють:

$$\varepsilon_{n.p} = 0,5 \sigma_{\text{кц}} / E - \mu \sigma_{\text{кц}} / E = 0,2 \sigma_{\text{кц}} / E$$

При цьому прийнято, що $\mu = 0,3 = \text{const}$. Перший член в останній формулі – це видовження трубопроводу під дією поздовжніх напружень $\sigma_{n.p} = 0,5 \sigma_{\text{кц}}$, другий – скорочення трубопроводу внаслідок того, що в його стінках виникають кільцеві напруження $\sigma_{\text{кц}}$ (подібно до того, як у стержні при його поздовжній деформації $\varepsilon_{n.p}$ виникають поперечні деформації $\varepsilon_{\text{попер}} = \mu \varepsilon_n$).

Температурні напруження. Під час нагрівання або охолодження трубопроводу, довжина якого не може змінюватися внаслідок защемлення, виникають поздовжні напруження, які визначаються за формулою:

$$\sigma_{n,\Delta t} = E \alpha \Delta t, \quad (2.5)$$

де $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ – коефіцієнт лінійного температурного розширення сталі; Δt – зміна температури.

Напруження від пружного згину трубопроводів. При пружному (вільному) згині в металі труб виникають поздовжні напруження, величина яких залежить від радіуса кривизни і діаметра трубопроводу. При малій кривизні $\rho / D_{\text{зовн}} \geq 1000$, яку приймають для вільного згину, переріз трубопроводу не змінює

початкової форми. У цьому випадку величину поздовжніх напружень можна визначити з виразу:

$$\sigma_{згин} = \frac{ED_{зовн}}{2\rho}, \quad (2.6)$$

де ρ – радіус кривизни осі трубопроводу.

Пружний згин трубопроводу впливає на його напружений стан лише в пружній стадії роботи, до досягнення межі текучості. Після її досягнення відбувається вирівнювання напружень у поперечному перерізі, і безпосередньо перед руйнуванням трубопроводу напруження від вільного згину вже не впливають на його напружений стан.

Плоский напружений стан. Несучу здатність підземних трубопроводів визначають кільцеві та поздовжні напруження, тобто в стінках підземного трубопроводу реалізується плоский напружений стан. Для перевірки міцності таких елементів застосовують відповідні теорії міцності. Використання тієї чи іншої теорії міцності визначається характером напруженого стану і властивостями матеріалу. Зокрема, для пластичних матеріалів, які мають однаковий опір на стиск і на розтяг (трубні сталі належать саме до таких матеріалів), застосовують четверту теорію міцності (енергетичну). Застосування цієї теорії міцності полягає у заміні вихідного складного напруженого стану простим станом (розтягом), що за критерієм питомої потенційної енергії зміни форми еквівалентний заданому напруженому стану. Напруження, які реалізуються при цьому, називають еквівалентними $\sigma_{екв}$. Для четвертої теорії міцності $\sigma_{екв} = \sigma_i$, де σ_i – фіктивна величина, яка називається приведеними напруженнями. Приведені напруження в стінках труби визначаються як

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{1}{2} \left[(\sigma_{кц} - \sigma_n)^2 + (\sigma_n - \sigma_{рад})^2 + (\sigma_{рад} - \sigma_{кц})^2 \right]} \quad (2.7)$$

Нехтуючи впливом радіальних напружень і прирівнявши $\sigma = R_1$, одержуємо умову міцності труби:

$$\sqrt{\sigma_{\kappa\iota}^2 + \sigma_{n.N}^2 - \sigma_{\kappa\iota} \sigma_{n.N}} \leq R_1, \quad (2.8)$$

де $\sigma_{\kappa\iota}$ – кільцеві напруження від розрахункового внутрішнього тиску; $\sigma_{n.N}$ – поздовжні осьові напруження від розрахункових навантажень і впливів; R_1 – розрахунковий опір матеріалу труби.

2.2. РОЗРАХУНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ НА МІЦНІСТЬ ТА СТІЙКІСТЬ

2.2.1. Нормативний розрахунок за СНиП 2.05.06-85. В основу чинних на території України норм проектування магістральних трубопроводів покладена методика розрахунку за методом граничних станів [52]. Суть цього методу полягає в тому, що в якості граничного розглядається такий стан, при якому подальша експлуатація трубопроводу неможлива. Граничним станом трубопроводу є руйнування його під дією внутрішнього тиску. Умова першого граничного стану записується у вигляді рівності розрахункового опору металу труб (межі текучості) до кільцевих напружень розтягу від внутрішнього тиску та осьових поздовжніх напружень від навантажень та впливів. Розрахунок конструкції магістрального трубопроводу виконується, виходячи із стадії пружно-пластичної роботи металу труб.

Розрахункові опори матеріалу. Розрахункові опори матеріалу труб, виходячи з [52], визначаються за формулами:

$$R_1 = \frac{R_1^u \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (2.9)$$

$$R_2 = \frac{R_2^u \cdot m}{k_2 \cdot k_n}, \quad (2.10)$$

де R_1 та R_2 – розрахункові опори матеріалу труб; R_1'' – нормативний опір розтягу (стиску) металу труб та зварних з'єднань, котрий приймається рівним мінімальному значенню тимчасового опору σ_u ; R_2'' – нормативний опір розтягу (стиску) металу труб та зварних з'єднань, котрий приймається рівним мінімальному значенню межі текучості σ_y ; $k_1 = 1,34 \dots 1,55$ та $k_2 = 1,10 \dots 1,20$ – коефіцієнти надійності за матеріалом при розрахунку за тимчасовим опором та межею текучості відповідно, що характеризують зміну властивостей металу труб, враховуючи технологію їх виготовлення, зменшення товщини стінок труб, пластичні властивості трубних сталей, ступінь контролю зварних з'єднань та інші фактори; $k_n = 1,100 \dots 1,265$ – коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу, який визначає ступінь відповідальності і потужності транспортної системи, а також значимість наслідків настання граничних станів (відмов); приймається залежно від діаметра трубопроводу, продукту, що транспортується (газ, нафтопродукти), і робочого тиску в трубопроводі; m – коефіцієнт умов роботи, котрий відображає особливості експлуатації трубопроводу або окремих його ділянок, наближеність розрахункової схеми і прийнятих передумов розрахунку, неврахування початкових дефектів конструкції тощо, приймається в діапазоні $0,660 \dots 0,990$ залежно від категорії трубопроводу або його ділянки (табл. 1.1)

Визначення товщини стінки трубопроводів. Під час проектування трубопроводів усіх типів прокладання основним параметром є товщина стінки труби, оскільки діаметр труби задалегідь визначають гідравлічним розрахунком.

Товщина стінки трубопроводу визначається за формулою

$$\delta = \frac{npD_{зовн}}{2(R_1 + np)}, \quad (2.11)$$

де $n=1,10$ – коефіцієнт надійності за навантаженням, тобто внутрішнім робочим тиском в трубопроводі; p – нормативний робочий тиск у трубопроводі, МПа; $D_{зовн.}$ – зовнішній діаметр трубопроводу, см.

Товщину стінки труб, визначену за формулою (2.11), приймають не меншою $1/100 D_{зовн.}$, але не меншою 3 мм для труб з умовним діаметром 200 мм і менше і не меншою 4 мм для труб з умовним діаметром понад 200 мм. Отримане розрахункове значення товщини стінки труби заокруглюється до найближчого більшого значення, передбаченого державними стандартами або технічними умовами на труби.

Враховуючи рівень відповідальності, пов'язаний з обсягом економічних, соціальних і екологічних наслідків руйнування магістрального трубопроводу діаметром $D_{зовн.} \geq 1000$, товщина стінки для цих діаметрів не повинна бути меншою 12 мм.

Потрібно зазначити, що визначення товщини стінки труби в загальному випадку являє собою ітераційний процес. Поздовжні напруження залежать від кільцевих напружень, які, в свою чергу, залежать від товщини стінки труби. Тому в першому наближенні визначають δ при $\psi_1=1$. Після цього обчислюють σ_n . Якщо $\sigma_n \geq 0$, то за номінальну товщину стінки приймають товщину, отриману в першому наближенні. При $\sigma_n < 0$ обчислюють величину ψ_1 , знаходять друге наближення товщини стінки, за яким розраховують відповідне значення поздовжнього зусилля і т. д., поки наступне значення δ буде незначно відрізнятись від попереднього. Крім того, при визначенні σ_n слід враховувати пружно-пластичну роботу матеріалу, оскільки в загальному випадку модуль пружності E і коефіцієнт Пуассона μ не є сталими величинами, а залежать від рівня напружень у стінках труби.

Перевірка міцності підземних трубопроводів. З метою виключення неприпустимих пластичних деформацій підземних трубопроводів повинні задовольнятися наступні умови:

$$|\sigma_{n.N}^H| \leq \psi_1 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H; \quad (2.12)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (2.13)$$

де ψ_1 – коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб, котрий при поздовжніх напруженнях розтягу $\sigma_{n.N} \geq 0$ дорівнює одиниці, а при напруженнях стиску $\sigma_{n.N} < 0$ визначається за виразом

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}. \quad (2.14)$$

де $\sigma_{кц}^H$ – кільцеві напруження від нормативного (робочого тиску), які визначають за формулою

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta}, \quad (2.15)$$

де $D_{вн}$ – внутрішній діаметр труби, см; p – робочий (нормативний) тиск, МПа; δ – номінальна товщина стінки труби, см;

$\sigma_{n.N}^H$ – максимальні (фіброві) сумарні поздовжні напруження у трубопроводі від усіх (з урахуванням їх сполучення) нормативних навантажень і впливів, з урахуванням можливих поперечних і поздовжніх переміщень трубопроводу. Зокрема, для прямолінійних ділянок магістральних трубопроводів при відсутності поздовжніх і поперечних переміщень, просідання і пучення ґрунту ці напруження від впливу внутрішнього тиску, температурного перепаду і пружного згину, МПа, визначають за формулою

$$\sigma_{n.N}^n = \mu \sigma_{кц}^n - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_{зовн}}{2\rho}, \quad (2.16)$$

де μ – змінний коефіцієнт поперечної деформації сталі (коефіцієнт Пуассона); α – коефіцієнт лінійного розширення металу труб, град⁻¹; Δt – розрахунковий температурний перепад, який приймається позитивним при нагріві, °С ; E – змінний модуль пружності матеріалу труби, МПа; $D_{зовн}$ – зовнішній діаметр труби, см; ρ – мінімальний радіус пружного вигину осі трубопроводу, см.

Перевірка загальної стійкості трубопроводу. Проводиться в поздовжньому напрямку в площині найменшої жорсткості системи за формулою

$$S \leq \frac{m}{1,1} N_{кр}, \quad (2.17)$$

де m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу (табл. 1.1); $N_{кр}$ – поздовжнє критичне зусилля, при якому настає втрата поздовжньої стійкості трубопроводу, визначене відповідно до вимог будівельної механіки з урахуванням прийнятого конструктивного рішення та початкового викривлення трубопроводу в залежності від глибини його закладення, фізико-механічних характеристик ґрунту, наявності баласту тощо; S – еквівалентне поздовжнє осьове зусилля в перерізі трубопроводу, яке для прямолінійних ділянок трубопроводів визначається за формулою

$$S = 100 \left[(0,5 - \mu) \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t \right] F, \quad (2.18)$$

де $\sigma_{кц}$ – кільцеві напруження від розрахункового внутрішнього тиску, МПа; F – площа поперечного перерізу труби, см².

Числовий приклад розрахунку товщини стінки магістрального трубопроводу. Вихідні дані: підземний

магістральний нафтопровід I класу діаметром 1020 мм з робочим тиском 5 МПа. Труби виготовлені зі сталі марки 17Г1С-Т. Від розрахункових навантажень і впливів в стінці труби виникають поздовжні осьові напруження розтягу. Числові значення параметрів: коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу $k_n = 1,1$, нормативний опір розтягу металу труб $R_1'' = 589$ МПа, коефіцієнт надійності за матеріалом $k_1 = 1,4$; коефіцієнт умов роботи трубопроводу $m = 0,825$; коефіцієнт надійності за навантаженням $n = 1,1$.

Визначаємо розрахунковий опір R_1 сталі труби за формулою (2.9) відповідно для I та III категорій:

$$R_1(I) = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} = \frac{589 \cdot 0,825}{1,4 \cdot 1,1} = 315,5 \text{ МПа};$$

$$R_1(III) = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} = \frac{589 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 379,0 \text{ МПа}.$$

Розрахунок товщини стінки виконуємо за формулою (2.11), оскільки $\sigma_n \geq 0$:

$$\delta_I = \frac{npD_{зовн}}{2(R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2(315,5 + 1,1 \cdot 5)} = 8,74 \text{ мм}.$$

$$\delta_{III} = \frac{npD_{зовн}}{2(R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2(379 + 1,1 \cdot 5)} = 7,29 \text{ мм}.$$

Конструктивні вимоги: $\delta \geq 4$ мм при $D_{зовн} \geq 200$ мм;
 $\delta \geq D_{зовн}/100 = 1020/100 = 10,2$ мм.

Найближча більша товщина труби за сортаментом $\delta = 11$ мм. Згідно з рекомендацією щодо трубопроводів діаметром більше 1000 мм остаточно приймаємо товщину труби $\delta = 12$ мм.

Напруження від деформації основи. Як показано вище, кільцеві, температурні та напруження від попереднього вигину

достатньо добре проаналізовані у вітчизняних та закордонних нормах [53, 73]. Але важливим моментом, що потребує суттєвого удосконалення, є визначення поздовжніх напружень від нерівномірних деформацій ґрунтової основи, які пов'язані зі зміною її структури, оскільки вони зовсім не відображаються у існуючих нормах,

Зокрема, питання прокладки трубопроводів на просадочних ґрунтах у [52] майже не висвітлено, лише надано посилання, що величини просідання ґрунту слід визначати згідно ДБН «Основи та фундаменти» [20]. У нормах [52 – 54] відсутнє будь-які вказівки щодо визначення осідань трубопроводу в просадочних ґрунтах та величини граничних значень такого осідання.

Єдиним документом, у якому були знайдені конкретні вказівки із врахування поздовжніх напружень від нерівномірних деформацій основи σ_{dif} , виявився СП 42-102-2004 [55]. Значення додаткових напружень, які зумовлені прокладанням газопроводів у середньо набухаючих ґрунтах та ґрунтах II типу просадочності, сильно набухаючих та підроблюваних територіях приймаються відповідно 40 та 60 МПа. Ці величини не можна вважати достатньо обґрунтованими.

Зважаючи на викладене, залишається цілковита свобода у виборі методів обчислення НДС трубопроводу з урахуванням деформацій ґрунту. Для визначення зусиль від розрахункових навантажень та впливів слід залучати методи будівельної механіки для статично невизначених систем (СНС). Розрахункова схема трубопроводу має відображати дійсні умови роботи, а метод розрахунку – давати можливість використання чисельних комплексів та МСЕ [6, 41, 53]. У якості розрахункової схеми слід розглядати плоскі або просторові, прості чи розгалужені СНС; змінної жорсткості з урахуванням взаємодії труби с оточуючим середовищем (при укладанні безпосередньо у ґрунт).

2.2.2 Розрахунок трубопроводів за закордонними нормами.

Розрахунок за методикою Американського товариства інженерів-механіків ASME B31.4 [68]. У стандарті американського товариства інженерів-механіків (ASME B31.3 [67], ASME B31.4 [68] – для нафтопроводів і ASME B31.8-1992 [69] – для газопроводів) відмінним від СНиП 2.05.06-85 [52] чином формується розрахункове значення навантажень на магістральні трубопроводи. Зокрема, кількісно відрізняється поняття «внутрішній тиск».

Різниця полягає в тому, що у стандарті ASME B31.4 [68] вихідним рівнем внутрішнього тиску для розрахунку є максимально допустиме значення робочого тиску p_d – максимальний внутрішній тиск, що допускається при нормальній експлуатації трубопровідної системи. При цьому максимальний робочий тиск – тиск, за яким визначається продуктивність трубопроводу – є меншим за максимальне допустиме значення робочого тиску на величину допуску на систему контролю та регулювання тиском. Кількісна різниця фактично становить величину можливого коливання внутрішнього тиску при нормальному режимі роботи трубопроводу. Ця величина залежить від точності системи контролю та захисту від надлишкового тиску. У вітчизняній практиці вона складає, зазвичай, 10 % від робочого тиску, у той час як високоточні системи автоматичного контролю, що застосовуються закордонними компаніями, дозволяють знизити цю зону до 2 %.

Крім того, в стандарті ASME B31.4 [68] застосовується поняття величини можливого коливання тиску при нестационарному (аварійному) режимі експлуатації магістрального трубопроводу. Величина цієї зони складає близько 10 % від максимального значення допустимого робочого тиску.

У вітчизняних нормах основою для розрахунку є робочий (нормативний) тиск – найбільший тиск, при якому забезпечується

необхідний режим експлуатації трубопроводу. Можливі коливання внутрішнього тиску при нормальному режимі експлуатації, як було вказано вище, враховуються коефіцієнтом перевантаження, значення якого можуть складати 1,10...1,15 залежно від наявності в конструкції розширювальних емностей.

В основу конструктивного розрахунку магістральних трубопроводів за ASME B31.4 [68] покладено метод допустимих напружень, в якості яких встановлена величина умовної межі текучості, що відповідає 0,5 % повної деформації при одновісному розтязі.

В якості критерію міцності при розрахунку на дію внутрішнього тиску використовують критерій Мізеса для максимальних тангенціальних і радіальних напружень. Відповідно до цього критерію, приведені напруження для внутрішнього шару труби не повинні перевищувати допустимих напружень. Поздовжні напруження при цьому рівні нулю:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_{h,max})^2 - \sigma_{h,max} \sigma_{r,min} + (\sigma_{r,min})^2} \leq \sigma_y \quad (2.19)$$

де $\sigma_{h,max}$ – максимальні тангенціальні напруження у перерізі труби; $\sigma_{r,min} = -p_d$ – мінімальні (найбільші за абсолютною величиною) напруження, що діють у радіальному напрямі – на внутрішній грані труби.

Тангенціальні напруження в трубі визначаються, на відміну від методики вітчизняних норм, на основі теорії Ламе. Відповідно до неї, при завантаженні труби внутрішнім тиском, тангенціальні напруження розподіляються нерівномірно по перерізу, досягаючи максимального значення на внутрішньому шарі. При цьому для їх визначення можна користуватися формулою

$$\sigma_{h,max} = p_d \frac{D_{зовн}^2 + D_{вн}^2}{D_{зовн}^2 - D_{вн}^2}. \quad (2.20)$$

Теорія Ламе, як відомо, поширюється на магістральні трубопроводи з будь-якою товщиною стінки і при довільно

великих тисках. Тому формула (2.20), в порівнянні від (2.15), не обмежується лише випадком тонкостінних труб та низьких тисків, і є більш загальною.

Однак, у практичному застосуванні стандарту ASME B31.4, рекомендовано застосовувати формулу Барлоу, що є по фізичній суті аналогічною до (2.15).

Таким чином, для розрахунку необхідної товщини стінки коментарі до стандарту ASME B31.4 пропонують формулу

$$\delta = \frac{p_d D_{en}}{2 \cdot (0,72 E \sigma_y)}, \quad (2.21)$$

де σ_y – нормативна межа текучості; E – коефіцієнт міцності заводського зварного шва (зазвичай приймається рівним 1,0).

Розрахунок за німецьким стандартом DIN 2413 [71].

Норми Німеччини DIN 2413, подібно до стандарту американського товариства інженерів-механіків, спираються на поняття допустимого напруження σ_y – максимального безпечного напруження для конструкції, що розглядається. У якості критерію надійності, який вказує на міру віддаленості допустимого напруження від критичного σ_{cr} для конкретної конструкції, застосовується коефіцієнт запасу міцності

$$k = \frac{\sigma_{cr}}{\sigma_y}. \quad (2.22)$$

При цьому у кожному конкретному випадку призначення коефіцієнта запасу міцності залежить від багатьох параметрів: статистичного розкиду характеристик міцності матеріалу, характеру руйнування матеріалу, невизначеності навантажень на конструкцію, характеру їх прикладання, передумовами, прийнятими в розрахунковій схемі та методиці розрахунку, можливостями виникнення дефектів монтажу, пошкоджень при експлуатації та іншими факторами.

У якості критичного напруження для розрахунку міцності магістрального трубопроводу при дії внутрішнього тиску прийнято нормативну умовну межу текучості сталі, яка відповідає 0,2 % від залишкової деформації.

У якості умови міцності магістрального трубопроводу в нормах DIN 2413 прийнято критерій Мізеса у вигляді формули (2.19). Однак, на відміну від стандарту ASME B31.4, розглядаються напруження, що виникають не на внутрішній поверхні труби, а в середньому за товщиною шарі стінки – середні напруження. Вони в цьому випадку можуть визначатися за формулами:

$$\sigma_{h,\max} = p_d \left(\frac{D_{\text{зовн}}}{2\delta} - 1 \right); \quad (2.23)$$

$$\sigma_{r,\min} = -\frac{p_d}{2}. \quad (2.24)$$

При цьому вираз (2.23) для тангенціальних напружень можна привести за формою до відомого виразу (2.15). Однак при розрахунку мінімального необхідного значення товщини труби радіальними напруженнями дозволяється нехтувати, тоді розрахункова формула приймає вигляд:

$$\delta = \frac{p_d D_{\text{зовн}}}{2E\sigma_y} \cdot \left(1 - \frac{\Delta^*}{100} \right)^{-1}, \quad (2.25)$$

де E – коефіцієнт міцності заводського зварного шва (зазвичай приймається рівним 1,0); Δ^* – допуск (у %) на неточність заводського виготовлення товщини труби.

Визначена за виразом (2.25) величина товщини стінки коригується, крім цього, на величину допуску на можливу корозію та зношування [79]. Однак, для магістральних трубопроводів ці допуски установлені рівними нулю.

Коефіцієнт запасу міцності, який за (2.22) визначає допустимі напруження, відповідно до норм DIN 2413 залежить від відносного видовження зразка матеріалу трубопроводу при розриві та від призначення трубопроводу (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Значення коефіцієнта запасу міцності за умовною межею текучості за нормами DIN 2413

<i>Відносне видовження при розриві, %</i>	<i>Коефіцієнт запасу k для трубопроводів</i>	
	<i>на відповідальних ділянках та компресорних чи насосних станціях</i>	<i>на підземних трубопроводах</i>
<i>>25</i>	<i>1,5</i>	<i>1,4</i>
<i>20 ... 25</i>	<i>1,6</i>	<i>1,5</i>
<i>15 ... 20</i>	<i>1,7</i>	<i>1,6</i>

Розрахунок мінімальної товщини стінки за міжнародними стандартами ISO 13623 [76] та EN 14161 [74].

В основу розрахунку міцності магістральних трубопроводів на дію внутрішнього тиску в міжнародному стандарті ISO 13623 [76] та Євростандартах EN 14161 [74] та EN 1993-4-3 [73] покладено ті ж передумови, що й у стандарті Німеччини DIN 2413 [71]. Однак, на відміну від вже розглянутих норм, у розрахунковій формулі для визначення потрібної товщини стінки радіальними напруженнями не нехтують:

$$\delta = \frac{p_d D_{зовн}}{2 f_h \sigma_y + p_d} \cdot \left(1 - \frac{\Delta^*}{100} \right)^{-1}, \quad (2.26)$$

де f_h – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від розташування трубопроводу і для наземних трубопроводів визначається за табл. 2.2.

Таблиця 2.2

**Розрахунковий коефіцієнт безпеки для наземних трубопроводів за
ISO 13623 [76]**

<i>Розташування трубопроводу</i>	f_h
<i>У загальній магістралі *</i>	0,77
<i>Перетинається або паралельний з</i>	
– <i>дорогами другорядного призначення</i>	0,77
– <i>дорогами основного призначення, залізничними шляхами, річками, каналами, ставками та озерами</i>	0,67
<i>У межах компресорної чи насосної станції</i>	0,67
<i>У місцях розташування фільтрів та уловлювачів</i>	0,67
<i>Спеціальні конструкції, такі як агреговані трубні вузли та трубопроводи на мостах</i>	0,67
Примітка *. Значення коефіцієнта безпеки може бути збільшене до 0,83, якщо транспортується рідина класу C або D у місцевості, де рідко перебувають і не проживають люди (наприклад, пустелі чи тундра).	

Розрахунок міцності магістрального трубопроводу за британським стандартом BS 8010 [70]. Стандарт Великобританії BS 8010 у загальних засадах аналогічний нормам Німеччини DIN 2413 та, частково, Євронормам EN 14161. Різниця більшою мірою стосується лише коефіцієнта безпеки.

$$\delta = \frac{p_d D_{зовн}}{2 f_h E \sigma_y} \cdot \left(1 - \frac{\Delta^*}{100} \right)^{-1}, \quad (2.27)$$

де f_h – розрахунковий коефіцієнт безпеки, що може приймати значення 0,72 та 0,60; E – коефіцієнт міцності заводського зварного шва (зазвичай приймається рівним 1,0).

Порівняння результатів розрахунку трубопроводів за нормативними документами різних країн.

Вище показано, яким чином нормативні вимоги різних стандартів із розрахунку і проектування магістральних

трубопроводів регламентують визначення міцності лінійної частини при дії внутрішнього тиску. Порівнюючи ці вимоги, зрозуміло, що всі вони базуються на однакових механічних моделях роботи трубопроводів, розглядаючи їх як безмоментні циліндричні оболонки. Однак, як показують порівняльні розрахунки товщини стінки, фактичні результати конструктивних розрахунків відрізняються один від одного.

Отримані розбіжності методів розрахунку пов'язані з різними підходами до забезпечення надійності магістральних трубопроводів, що виражається у різних системах забезпечення запасів міцності. Так, навіть у нормативних документах окремих європейських країн (наприклад Німеччини та Великобританії), а також в Євронормах, хоча й застосовуються фактично ідентичні формули для визначення мінімальної товщини стінки трубопроводу, проте значення розрахункових коефіцієнтів безпеки відрізняються на 10 %.

Порівняння значень потрібної товщини стінки, коефіцієнта безпеки та допустимих напружень, визначених за розглянутими вище нормами та стандартами при зведених значеннях міцності сталей та коефіцієнта розташування магістрального трубопроводу середнього класу безпеки виконане в *табл. 2.3*.

Аналіз таблиці показує, що розрахунок магістрального трубопроводу за різними нормами дає близькі результати. При цьому певна мінливість у коефіцієнті запасу k при зміні діаметра трубопроводу спостерігається у розрахунках за методикою СНиП 2.05.06-85 [52], яка заснована на методі граничних станів. Ця методика у більшості випадків є найбільш економною щодо витрат сталі, але при цьому забезпечує дещо меншу надійність трубопроводу.

Таблиця 2.3

Порівняння розрахункових параметрів магістрального трубопроводу
за нормами різних країн

Номинальний діаметр труби, мм	Характеристика	Результати розрахунків за нормами				
		СНП 2.05.06-85	ASME B31.8	DIN 2470	ISO 13623	BS 8010
1020	Коефіцієнт запасу k	1,86	1,93	2,14	1,97	2,15
	Допустиме напруження	308	285	271	293	265
	Товщина стінки t , мм	16,3	17,6	18,9	17,5	19,5
1220	Коефіцієнт запасу k	1,92	1,95	2,09	1,93	2,17
	Допустиме напруження	298	292	271	295	263
	Товщина стінки t , мм	20,5	21,2	22,4	20,7	23,5
1420	Коефіцієнт запасу k	1,98	1,95	2,07	1,92	2,16
	Допустиме напруження	288	284	271	295	262
	Товщина стінки t , мм	25,1	25,3	26,3	24,2	27,1

Найвища надійність і конструктивна безпека магістрального трубопроводу забезпечується при його розрахунку за Британськими нормами BS 8010. Згідно з даними таблиці, різниця між найбільш та найменш металоємними варіантами трубопроводів залежно від діаметра складає 9...20 %.

2.3. НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ ПІД ЧАС ЙОГО КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ

Напружено-деформований стан конструкцій магістральних трубопроводів під час виконання монтажних робіт із капітального ремонту істотно відрізняється від експлуатаційного. Напруження розтягу від тиску рідини, котра перекачується, відсутні, натомість має місце згин ділянки трубопроводу, котрий створює напруження як розтягу, так і стиску. Це пов'язано з тим, що ремонтні роботи включають значні вертикальні переміщення трубопроводу. Вони викликані необхідністю забезпечення технологічного процесу стикувальних та зварювальних робіт існуючих частин із частинами, що наново укладаються.

2.3.1. Об'єкт аналізу напружено-деформованого стану.

Розглянута ділянка магістрального нафтопроводу Лисичанськ – Кременчук, де проводився капітальний ремонт з вибірковою заміною труб. Довжина ділянки сталевого магістрального нафтопроводу, котра підлягала заміні, складає 632 м та являється підземною лінійною частиною. Зовнішній діаметр трубопроводу дорівнює $D_{зовн} = 1020$ мм, а товщина стінки – $\delta = 9$ мм. Трубопровід виготовлений зі сталі марки 12Г2С. Ділянка магістрального нафтопроводу знаходиться в заболоченій місцевості. У цьому районі простежується сезонне піднімання та опускання рівня ґрунтових вод на протязі всього року, що спричиняє негативний вплив на довговічність магістрального нафтопроводу та на надійність його ізоляції.

Ділянка трубопроводу, що підлягала заміні, була виконана зі спіральнoшовної труби. Характерним пошкодженням таких труб є корозія металу, що примикає до спірального шва та дефекти ізоляції трубопроводу. У даному випадку використана плівкова ізоляція, яка має менший термін експлуатації, ніж бітумна.

Для визначення ділянки, котра потребувала капітального ремонту та заміни, було виконано спеціальну діагностику. Діагностика включала очищення нафтопроводу від парафінових залишків, визначення мінімального прохідного діаметру, визначення пошкоджень тіла труби (внутрішні та зовнішні дефекти, їх просторове розміщення) та пошкоджень зварних швів за допомогою приладів магнітного та ультразвукового сканування. На підставі цих результатів було прийнято рішення про капітальний ремонт з вибірковою заміною труб ділянки магістрального нафтопроводу.

Магістральний нафтопровід Лисичанськ – Кременчук відноситься до III категорії магістральних трубопроводів. Заглиблення магістрального трубопроводу до верху труби прийнято не менше 1 м, що обумовлено вимогами до оптимального режиму перекачування та властивостей речовин, котрі перекачуються. Ширина траншеї по низу визначена не менша $1,5D_{\text{зовн}}$ [9].

У комплект механізмів, котрий застосовувався під час капітального ремонту з вибірковою заміною труб ділянки магістрального нафтопроводу, входили три трубоукладачі Д-355 середньої потужності. Максимальний вантаж, який може підняти трубоукладач Д-355 на вильоті 1,22 м, складає 92 т, а на вильоті 2,5 м – 47,8 т.

Для забезпечення технологічних умов стикування заміненої ділянки магістрального трубопроводу із існуючою ділянкою передбачалась вільна довжина нафтопроводу близько 100 м. Ця величина обумовлена значними розмірами поперечного перерізу та власною вагою труби. За умовами технологічної карти на монтаж, у крайній точці нової частини нафтопроводу необхідно було досягти кута повороту, що дорівнює 0° , та підняти вільний кінець трубопроводу над існуючою частиною на 20 см. Для цього було використано три трубоукладачі. Їх використання забезпечило досягнення паралельності нової та існуючої частин магістрального трубопроводу у вертикальній площині, причому

консольна частина під дією власної ваги викривляється і стає паралельна до існуючого нафтопроводу (рис. 2.2). Тому монтажними переміщеннями слід вважати переміщення нової частину трубопроводу у місці стикування на 1,2 м. Із довжини 100 м вільної ділянки нафтопроводу три трубоукладачі Д-355 підіймають лише частину ділянки, довжина якої складає 85 м.



Рис. 2.2. Монтаж нової ділянки магістрального нафтопроводу

2.3.2. Вибір розрахункової схеми трубопроводу. З урахуванням усіх вищеперерахованих вимог та на основі натурних замірів було визначено деформовану схему монтажного положення нової ділянки конструкції трубопроводу (рис 2.3).

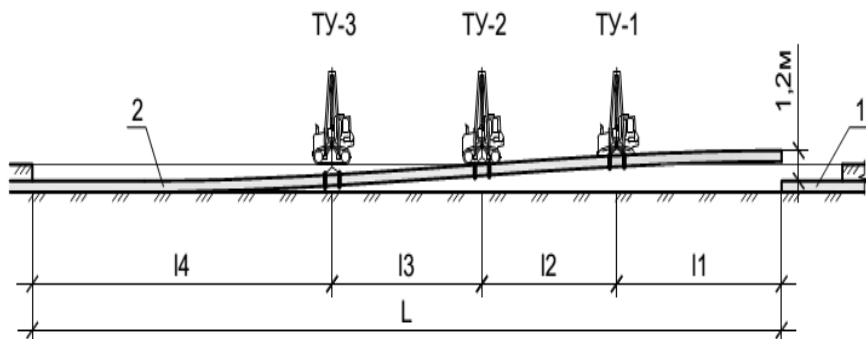


Рис 2.3. Схема монтажного положення нової ділянки конструкції магістрального нафтопроводу:

1 – існуюча частина; 2 – нова ділянка

Були прийняті наступні передумови розрахунку:

– у точці вільного спирання ділянки магістрального трубопроводу на ґрунт основи (точка 4) мають місце такі граничні умови: $f_4 = 0$; $\varphi_4 = 0$; $M_4 = 0$, причому точка спирання невідома;

– трубоукладачі розташовані з урахуванням вимог технологічних параметрів (табл. 1.4), відстані l_2 та l_3 ;

– ділянка l_1 має забезпечити виконання технічних умов на вільному кінці, а саме: кут повороту у кінці консольної ділянки трубопроводу, який буде з'єднуватись із існуючою частиною (точка 0) рівний 0, $\varphi_0 = 0$, вертикальне переміщення кінця консольної ділянки трубопроводу в т. 0 складає 1,2 м, $f_0 = 1,2$ м;

Відповідно до розробленої схеми, невідомими величинами є зусилля F_1, F_2, R та загальна довжина L ділянки, що підіймається.

Для знаходження невідомих F_1, F_2, R та L необхідно розв'язати систему, що складається з рівнянь рівноваги: $\Sigma Y = 0$, $\Sigma M_4 = 0$, – та розглянутих початкових умов: $\varphi_4 = 0$, $f_4 = 0$.

Запишемо ці рівняння в розгорнутому вигляді

$$\Sigma Y = R + F_1 + F_2 + F_3 - qL;$$

$$\Sigma M_4 = -\frac{qL^2}{2} - (F_1 l_1 + F_1 L) + (-F_2(l_1 + l_2) + F_2 L) + \\ + (-F_3(l_1 + l_2 + l_3) + F_3 L) = 0;$$

$$\varphi_4 = \frac{1}{EI} \left[-\frac{qL^3}{6} + F_1 l_1 (-L + l_1) + \frac{1}{2} F_1 (L^2 - l_1^2) + F_2 l_1 (-L + l_1 + l_2) + \right. \\ + F_2 l_2 (-L + l_1 + l_2) + \frac{1}{2} F_2 (L^2 - (l_1 + l_2)^2) + F_3 l_1 (-L + l_1 + l_2 + l_3) + \\ + F_3 l_2 (-L + l_1 + l_2 + l_3) + F_3 l_3 (-L + l_1 + l_2 + l_3) + \\ \left. + \frac{1}{2} F_3 (L^2 - (l_1^2 + l_2^2 + l_3^2)) \right] = 0;$$

$$f_4 = 1,2 + (-qL^4 - 4F_1(-L + l_1)^3 - 4F_2(-L + l_1 + l_2)^3 - 4F_3 l_1^3 - \\ - 12F_3 l_1^3 l_2 - 12F_3 l_2^2 l_1 - 4F_3 l_2^3 - 12F_3 l_1^2 l_3 - 24F_3 l_1 l_2 l_3 - 12F_3 l_2^2 l_3 - \\ - 12F_3 l_3^2 l_1 - 12F_3 l_3^2 l_2 - 4F_3 l_3^3 + 12F_3 l_1^2 L + 24F_3 l_1 l_2 L + 12F_3 l_2^2 L + \\ + 24F_3 l_1 l_3 L + 24F_3 l_2 l_3 L + 12F_3 l_3^2 L - 12F_3 l_1 L^2 - 12F_3 l_2 L^2 - \\ - 12F_3 l_3 L^2 + 4F_3 L^3) / (24EI) = 0.$$

Проведені розрахунки при реально визначеному положенні трубоукладачів показали, що нова ділянка магістрального трубопроводу під час проведення монтажних операцій є піднятою на довжині приблизно 108 м.

За схемою положення ділянки трубопроводу під час його монтажу складено розрахункову деформовану схему (рис. 2.4).

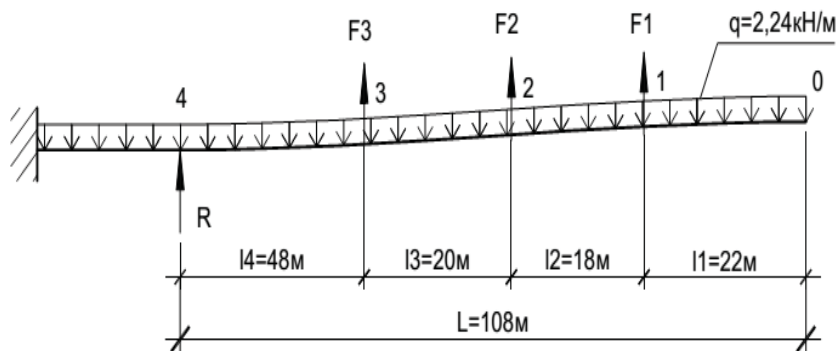


Рис. 2.4. Розрахункова схема магістрального нафтопроводу під час ремонту

Накладення цих додаткових умов викликало необхідність визначення значень зусиль, котрі створюються другим та третім трубоукладачами, як реакцій. Ця передумова узгоджується з прийнятою при капітальному ремонті технологією: другий та третій трубоукладачі є стаціонарними, вони забезпечують відрив та утримання частини трубопроводу у необхідному положенні.

Зусилля ж у першому трубоукладачі прийняте за показами динамометру під час фіксації частини трубопроводу у технологічно необхідному положенні.

На основі *табл. 2.4* технологічних параметрів колони при проведенні робіт виконано розрахунок міцності ділянки магістрального трубопроводу під час капітального ремонту.

Відстані l_2 та l_3 між трубоукладачами ТУ-1 та ТУ-2 у даному випадку можуть коливатись в певних межах, що встановлюється технологічною схемою, а саме $l_2 \in [20...25]$ м, $l_3 \in [15...25]$ м. Максимально можлива відстань між трубоукладачами сягає 50 м.

Виконані розрахунки за двома факторами l_2 та l_3 на 3 рівнях $-1; 0; +1$. Результати розрахунку представлені нижче в табличній формі (*табл. 2.4*).

Таблиця 2.4

Матриця планування експериментального розрахунку ділянки магістрального трубопроводу під час капітального ремонту

Рівні факторів		Значення рівнів		Напруження
\tilde{l}_2	\tilde{l}_3	$l_2, м$	$l_3, м$	$\sigma, МПа$
-1	-1	20	15	81
-1	0	20	20	77,8
-1	+1	20	25	73,7
0	-1	22,5	15	79,7
0	0	22,5	20	76,3
0	+1	22,5	25	72,9
+1	-1	25	15	78,2
+1	0	25	20	74,8
+1	+1	25	25	73,7

2.3.3. Переміщення і зусилля у трубопроводі. Виходячи прийнятої розрахункової схеми частини ділянки магістрального трубопроводу (рис. 2.4), на рис. 2.5 побудовано графік переміщень осі магістрального трубопроводу при виконанні монтажної операції.

Епюри згинальних моментів у магістральному трубопроводі для 9 випадків розташування трубоукладачів ТУ-2 та ТУ-3 під час ремонтних робіт зображені на рис. 2.6 – 2.8.

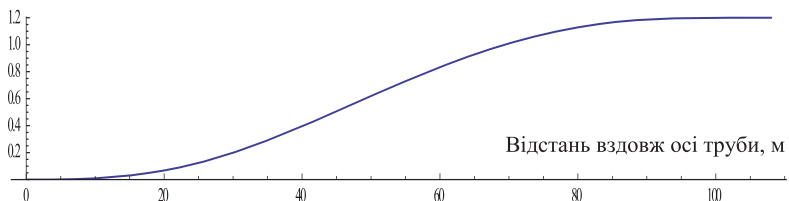


Рис. 2.5. Переміщення осі трубопроводу при монтажній операції

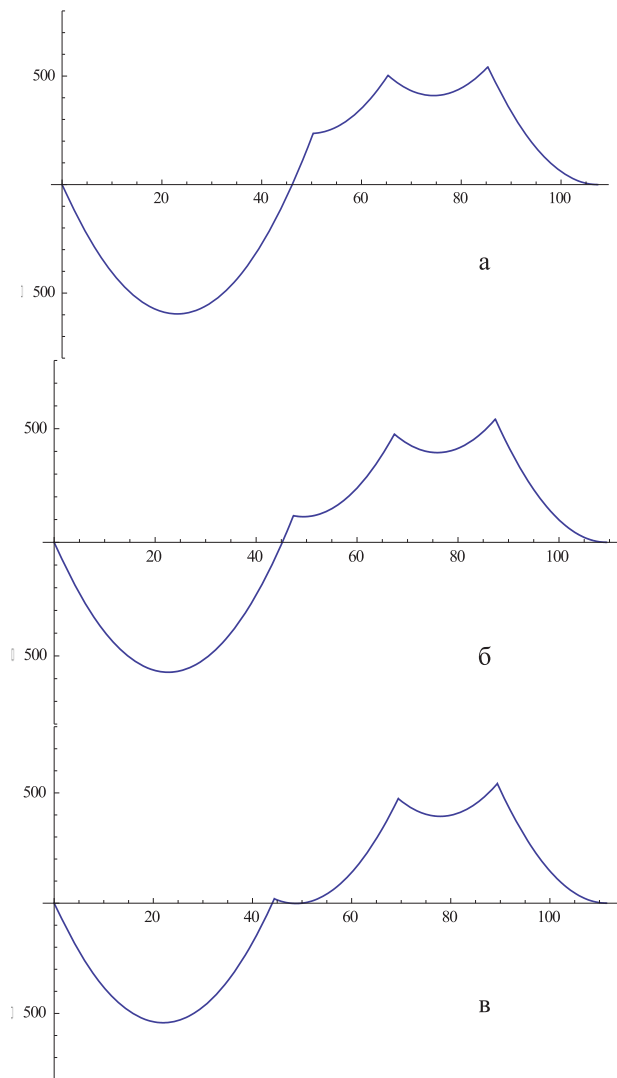


Рис. 2.6. Епюри моментів для різних випадків розташування трубоукладачів ТУ-2 та ТУ-3 під час ремонтних робіт, що відповідають рівням факторів:
 а – рівню $[-1;-1]$, б – рівню $[-1;0]$, в – рівню $[-1;+1]$

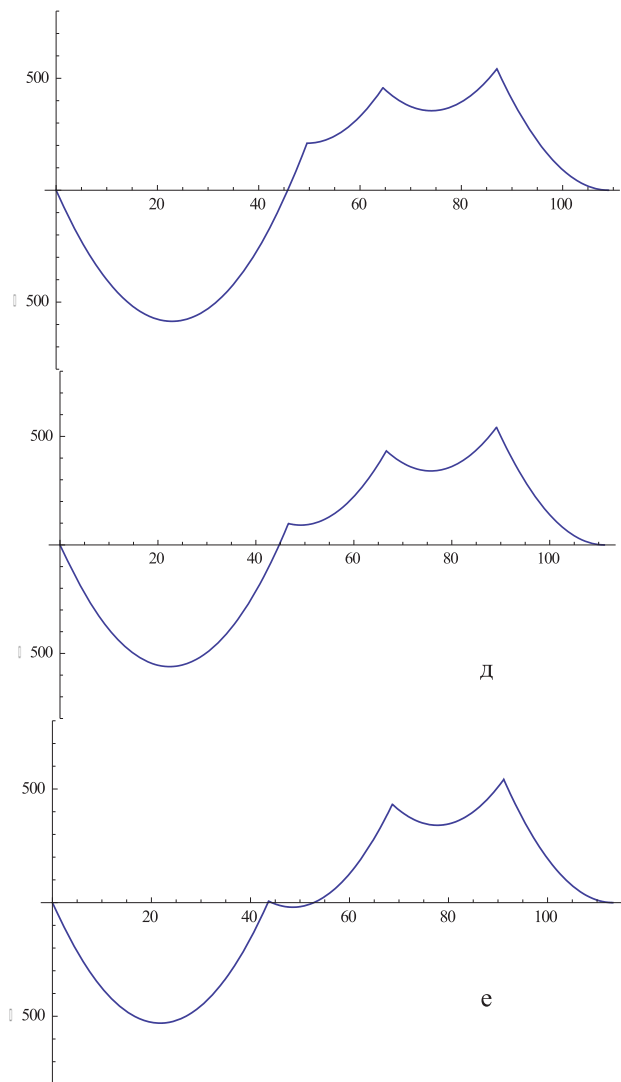


Рис. 2.7. Епюри моментів для різних випадків розташування трубоукладачів ТУ-2 та ТУ-3 під час ремонтних робіт, що відповідають рівням факторів: а – рівню $[0;-1]$, б – рівню $[0;0]$, в – рівню $[0;+1]$

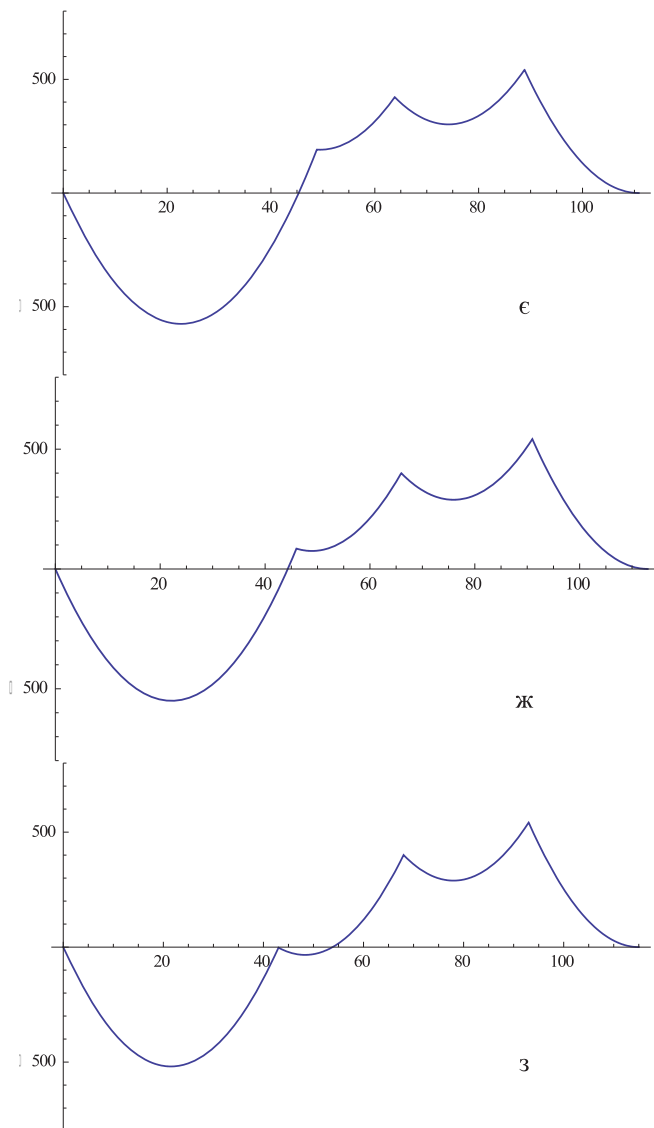


Рис. 2.8 – Епюри моментів для різних випадків розташування трубоукладачів ТУ-2 та ТУ-3 під час ремонтних робіт, що відповідають рівням факторів:
 ϵ – рівні $[+1;-1]$, ζ – рівні $[+1;0]$, ζ – рівні $[+1;+1]$

2.3.4. Уточнений розрахунок трубопроводу під час ремонту. Аналізуючи результати розрахунків, викладені в *табл. 2.4*, можна зробити висновок, що найбільші напруження в магістральному трубопроводі під час виконання розглянутої монтажної операції при капітальному ремонті з заміною ділянки труби відрізняються в межах 10 %. Максимальні напруження при виконанні таких операцій склали 81 МПа, що відповідає варіанту розміщення трубоукладачів ТУ-2 та ТУ-3 на мінімально можливій відстані один від іншого.

На графіку з *рис. 2.5*, який ілюструє переміщення осі магістрального трубопроводу, можна помітити, що хоча довжина піднятої частини складає 108 м, але частина довжиною 20 – 25 м майже на відривається від ґрунту основи. На практиці важко помітити такі переміщення, тому розглянемо задачу, коли при капітальному ремонті магістрального трубопроводу було відкопано його частину меншу, ніж необхідно. Приймаємо таку довжину 85 м та виконуємо варіантний розрахунок.

З урахуванням усіх перерахованих вище вимог було визначено деформовану схему монтажного положення нової ділянки конструкції трубопроводу (*рис 2.9*).

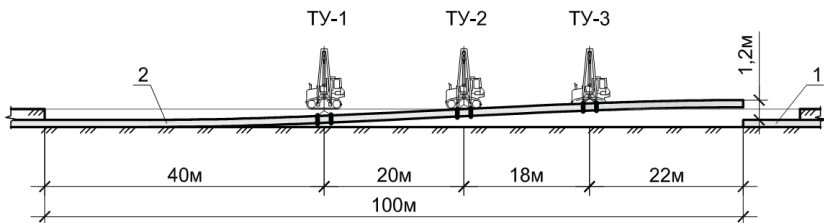


Рис. 2.9. Схема монтажного положення нової ділянки конструкції магістрального нафтопроводу: 1 – існуюча частина; 2 – нова ділянка

За схемою положення ділянки трубопроводу під час його монтажу складено розрахункову деформовану схему (*рис. 2.10*).

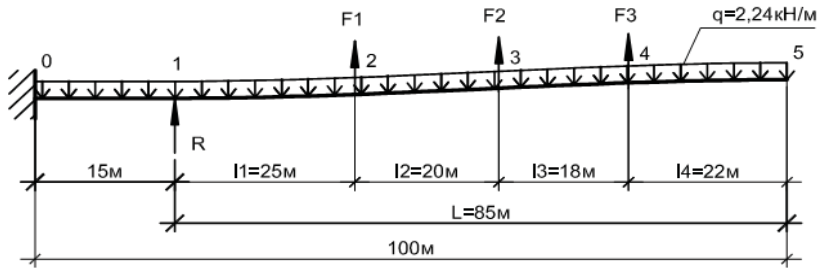


Рис. 2.10. Розрахункова схема магістрального нафтопроводу під час ремонту

Були прийняті наступні передумови розрахунку:

– кут повороту у кінці консольної ділянки трубопроводу, який буде з'єднуватись із існуючою частиною (точка 5) рівний 0, $\varphi_5 = 0$;

– вертикальне переміщення кінця консольної ділянки трубопроводу в точці 5 складає 1,2 м, $f_5 = 1,2$ м;

– частина ділянки трубопроводу, яка спирається на ґрунт основи (від точки 0 до точки 1), рівна 15м;

– кут повороту та переміщення в точці 1 дорівнюють $\varphi_1 = 0, f_1 = 0$ м.

Перші дві передумови математично були враховані в якості крайових умов задачі інтегрування рівняння зігнутої осі трубопроводу.

Рівняння зігнутої осі балки на ділянці 4 – 5:

$$EI \cdot \frac{d\varphi_{4-5}}{dx} = -M = \frac{q \cdot x^2}{2} - R \cdot x - F_1(x - l_1) - F_2(x - l_1 - l_2) - F_3(x - l_1 - l_2 - l_3) \quad (2.28)$$

Рівняння переміщень на ділянці 4 – 5 в загальному вигляді:

$$f_{4-5} = \frac{1}{EI} \left[\frac{x^2(4R \cdot x - q \cdot x^2 + 4F_1 \cdot x - 12F_1 l_1 - 12F_2 \Sigma l_2)}{24} \right] - \frac{1}{EI} \left[\frac{(12F_3 \Sigma l_3 - 4F_2 \cdot x - 4F_3 \cdot x) - 12M_0 \cdot x^2}{24} + C_4 \cdot x + C_{44} \right] \quad (2.29)$$

Рівняння кута повороту на кінці консольної частини ділянки магістрального трубопроводу (точка 5):

$$\varphi_3 = \frac{1}{EI} \left[\frac{RL^2}{2} - \frac{qL^3}{6} + F_1 \left(\frac{L^2}{2} - l_1 L + \frac{l_1^2}{2} \right) \right] + \frac{1}{EI} \left[F_2 \left(\frac{L^2}{2} - \Sigma l_2 L + \frac{\Sigma l_2^2}{2} \right) + F_3 \left(\frac{L^2}{2} - \Sigma l_3 L + \frac{\Sigma l_3^2}{2} \right) - M_0 L \right] = 0, \quad (2.30)$$

де L – довжина ділянки трубопроводу, котру піднімають;
 l_1 – відстань між точкою на трубопроводі, що першою відривається від дна траншеї, до першого трубоукладача;
 l_2, l_3, l_4 – відстані між трубоукладачами ТУ-1, ТУ-2, ТУ-3, відповідно $\Sigma l_2 = l_1 + l_2$; $\Sigma l_3 = l_1 + l_2 + l_3$.

Рівняння переміщень на кінці консольної частини ділянки магістрального трубопроводу (точка 5):

$$f_5 = \frac{1}{EI} \left[\frac{L^2 (4RL - qL^2 + 4F_1 L - 12F_1 l_1 - 12F_2 \Sigma l_2)}{24} \right] - \frac{1}{EI} \left[\frac{(12F_3 \Sigma l_3 - 4F_2 L - 4F_3 L) - 12M_0 L^2}{24} + C_4 L + C_{44} \right] = 1,2 \text{ м}, \quad (2.31)$$

$$\text{де } C_4 = -F_1 \frac{l_1^2}{2} - F_2 \frac{\Sigma l_2^2}{2} - F_3 \frac{\Sigma l_3^2}{2};$$

$$C_{44} = \frac{1}{6} (F_1 l_1^3 + F_2 \Sigma l_2^3 + F_3 \Sigma l_3^3).$$

Зусилля на третьому трубоукладачі прийняте за показами динамометру під час фіксації частини трубопроводу у технологічно необхідному положенні. Виходячи з переміщень на кінці консольної частини ділянки магістрального трубопроводу, побудовано графік переміщень осі магістрального трубопроводу при виконанні монтажної операції (рис. 2.11).

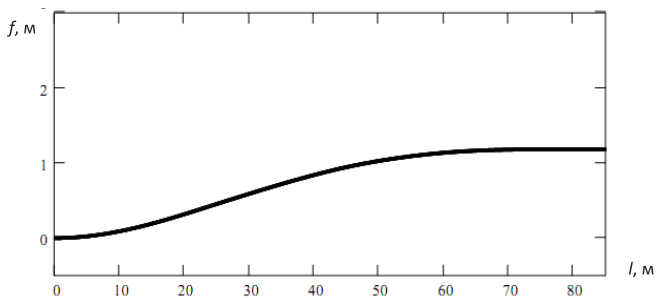


Рис. 2.11. Переміщення осі магістрального трубопроводу при виконанні монтажної операції

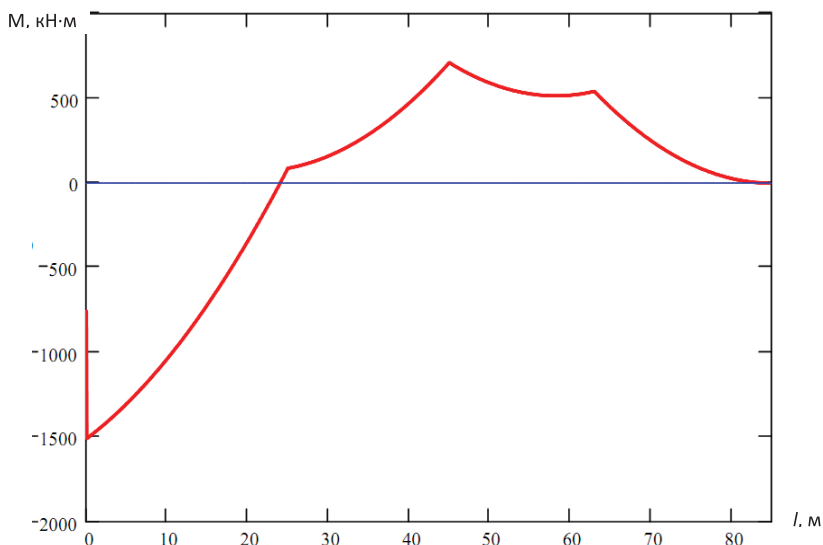


Рис. 2.12. Епюра згинальних моментів, що виникають в нафтопроводі під час монтажної операції

Максимальний згинальний момент (*рис. 2.12*) виникає в точці 1 – точці відриву магістрального трубопроводу від дна траншеї. Він дорівнює значенню $M_{\max} = 1510 \text{ кН} \cdot \text{м}$. Відповідно максимальні напруження, що виникають у магістральному трубопроводі складають $\sigma_{\max} = \frac{M_{\max}}{W} = 279 \text{ МПа}$.

2.4. РЕЗЮМЕ

1. Методики розрахунку магістральних трубопроводів у нормах різних країн, спираючись на однакові механічні моделі їх роботи, дають дещо відмінні результати, забезпечуючи при цьому різний рівень надійності конструкції в цілому. Це пов'язано з різними підходами до забезпечення надійності, що виражається у значеннях коефіцієнтів запасу міцності.

2. Визначення товщини стінки ЛЧМТ є центральним моментом при розрахунку згідно існуючих норм різних країн. Для вітчизняних нормативних документів значення коефіцієнтів нижчі, ніж для закордонних аналогів норм, а отже і товщина стінки в результаті розрахунку виходить меншою, що пояснюється більшою диференціацією коефіцієнтів запасу.

3. Розглянутий приклад проведеного капітального ремонту ділянки магістрального нафтопроводу Лисичанськ – Кременчук виявив напруження, котрі фактично виникають у трубопроводі та не враховуються у технологічній карті на проведення даного виду робіт: від зрізу під дією маси труби, від часткового защемлення у ґрунті невідкопаної частини, від додаткового згину унаслідок неточності укладання. Усі ці фактори мають випадкову природу і їх можлива поява впливає на безпеку подальшої експлуатації конструкції та має враховуватися при визначенні надійності магістрального трубопроводу на етапі його ремонту.

4. Проведений аналіз результатів розрахунків показав, що напруження в магістральному трубопроводі під час виконання капітального ремонту з заміною ділянки труби відрізняються в межах 10%. Максимальні напруження при виконанні таких операцій склали 81 МПа, що відповідає варіанту розміщення трубоукладачів на мінімально можливій відстані один від одного. Крім цього, монтажні зусилля викликають напруження, що можуть досягати значень 80% від межі текучості сталі.

5. Відхилення від технологічної схеми монтажу (зменшення довжини монтажної ділянки, збільшення навантаження від трубоукладачів, зміна їх розташування) може призвести до різкого збільшення напружень та перевищення їх значеннями межі текучості сталі, що зменшить надійність конструкції в цілому.

Розділ 3

МОДЕЛЮВАННЯ ПОЗДОВЖНИХ НАПРУЖЕНЬ У ТРУБОПРОВІДІ ВІД ПРОСАДОК ОСНОВИ

Математика, подібно до жорна, перемелює те, що під нього засипають, і як, засипавши лободу, ви не отримаєте пшеничного борошна, так, обписавши цілі сторінки формулами, ви не отримаєте істини з неправдивих передумов.

Британський натураліст і філософ

Томас Гекслі (1825 - 1895)

3.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОСАДОЧНИХ ОСНОВ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

3.1.1. Основні причини виникнення нерівномірних деформацій трубопроводів. У деяких випадках у трубопроводах виникають значні нерівномірні деформації, які спричиняє група *особливих* навантажень (див. нижче п. 4.1). До них віднесені навантаження, викликані суттєвою зміною ґрунтово-геологічних та гідрогеологічних умов за довжиною траси трубопроводу; розвиток деформацій земної кори у зонах гірських виробок; розвиток суфозійних процесів; відтавання та розрідження вічномерзлого та сезонно промерзаючого водонасиченого ґрунту та інше. Тобто йдеться про навантаження, пов'язані зі зміною структури ґрунту, тому визначення внутрішніх зусиль у трубопроводі за допомогою звичайної (Вінклерівської) теорії у таких ґрунтових умовах є недостатньо досить коректним.

Виділення категорії особливих навантажень та впливів в цілому корелює з імовірнісним підходом та пропозицією розрізняти при аналізі та розрахунку стандартні й нестандартні умови роботи трубопроводу. У першому випадку при розрахунку можлива спрощена процедура розрахунку напружень у стінках трубопроводу, а для нестандартних умов роботи доцільна розширена процедура, яка враховує дію особливих навантажень.

До нестандартних відносяться умови, коли ЛЧМТ прокладена чи проектується для територій з наступними характерними особливостями: заболочені та підтоплені території (рис. 3.1) [59]; території з підземними пустотами різноманітного характеру (підроблюванні території, зони шахтного будівництва території з карстовими пустотами та ін.) [50, 57, 64]; зони вічномерзлих ґрунтів; зсувонебезпечні території; сейсмонебезпечні зони.



а)



б)

Рис. 3.1. Трубопровід у складних інженерно-геологічних умовах:
а – прокладання на підтоплених територіях; бетонні привантаження



а)



б)

Рис. 3.2. Деформації газопроводу-відводу у зоні шахтних виробок:
а – вигин траси трубопроводу у вертикальній площині;
б – деформація стінки трубопроводу

Крім того, для території України гострою залишається проблема лесових просадочних ґрунтів. Хоча тиск під трубою значно менший від тиску під підшвою фундаменту, і деформування від додаткового навантаження не відбувається, локальне замочування може призвести до просідання лесового ґрунту навіть від його власної ваги.

Нерівномірні деформації основи призводять до деформацій ЛЧМТ. Тоді у стінках трубопроводу виникають згинальні напруження, відбувається руйнування антикорозійного покриття, у деяких випадках можливе утворення гідратів у місцях «локальних впадин». Залежно від ґрунтових умов, деформації основи можуть бути настільки великі, що викликають серйозні руйнування (рис 3.2). Приклад аварійного руйнування трубопроводу наводиться вище в п. 1.1 (рис. 1.9).

Таким чином, слід комплексно розглядати проблему нерівномірних деформацій ґрунтової основи, які призводять до:

- виникнення додаткових напружень у стінках трубопроводу;
- руйнування антикорозійного покриття;
- перебоїв у стаціонарному режимі роботи трубопроводу.

Необхідно відзначити, що нерівномірні осідання найчастіше виникають у результаті неврахування особливостей ґрунту основи під час проектування. Дані помилки є наслідком неякісного виконання інженерно-геологічних вишукувань (ІГВ), неврахування рельєфу траси трубопроводу, виконання ІГВ у скороченому обсязі тощо.

Згідно діючих норм [19] при однорідних ґрунтових умовах на трасі трубопроводу інженерно-геологічні виробки необхідно виконувати через 250 м глибиною на 1 м нижче проектної глибини укладання трубопроводу. Але на ділянках із розвитком небезпечних геологічних процесів або з розповсюдженням ґрунтів із особливими властивостями кількість гірничих виробок необхідно збільшувати.

Так, наприклад, для лесових просадочних ґрунтів, які зустрічаються на трасі трубопроводу, необхідно визначити висоту просадочної товщі, визначити фізико-механічні властивості усіх елементів, отримати величини відносної просадності при тиску від власної ваги ґрунту і сумарного тиску, встановити потенціальні джерела замочування, розрахувати величину просідання ґрунту [20, 35].

3.1.2. Характеристика лесових основ України.

Проектування і влаштування основ та фундаментів будівель та прокладання протяжних інженерних споруд, у тому числі магістральних трубопроводів, у просадочних ґрунтах із забезпеченням їхньої міцності та нормальної експлуатації – одна з найбільш складних та важливих проблем сучасного будівництва.



Рис. 3.3. Розміщення лесових ґрунтів за типом просадочності

Складність проблеми викликана специфічним, складним механізмом розвитку просадочних деформацій, значною товщиною шару просадочних ґрунтів, відсутністю неглибоко

розташованого підстилаючого шару з високою несучою здатністю, залягання під просадочною товщею водонасичених лесових ґрунтів з підвищеною стискуємістю; необхідністю урахування при проектуванні просадок ґрунтів та додаткових осідань підстилаючих непросадних ґрунтів.

3.1.3. Механічні характеристики лесових ґрунтів. Фізичні властивості лесових ґрунтів визначають їх механічні властивості, можливість реалізації просадочних деформацій, а також характеризують значну неоднорідність лесової товщі. Лесовий ґрунт має характерні показники фізичних властивостей. Відзначається він невеликою щільністю $\rho = 1,25 \dots 1,55 \text{ т/м}^3$; низькою вологістю $W = 0,1 \dots 0,2$; значною пористістю, яка звичайно перевищує 50 %. Коефіцієнт водонасичення лесового ґрунту менший, ніж $S_r = 0,6$, хоча у деградованому стані цей показник може бути більшим.

Механічні характеристики деформативності та міцності лесового просадочного ґрунту, як і будь-якого іншого ґрунту, це: модуль деформації E , коефіцієнт стисливості a , відносна просадочність ε_{sl} , коефіцієнт зміни стисливості α , кут внутрішнього тертя φ та питоме зчеплення c [28, 31, 35].

Модуль деформації просадочних ґрунтів залежить від вологості, ступеня щільності, структурної зв'язності та міцності. Зі збільшенням щільності ґрунту у природному стані збільшується величина модуля деформації, зі збільшенням вологості модуль відповідно зменшується. Отже, при випробуванні просадочних ґрунтів має вказуватися середня вологість зразків, які випробовуються. Крім того, для повної характеристики лесової товщі необхідно визначати величину модуля деформації при різних значеннях вологості, але як мінімум при двох: у природному та водонасиченому станах [35].

Характеристики міцності ґрунту залежать від вологості, структурної міцності та меншою мірою – від щільності. Для

механічних характеристик притаманне суттєве зменшення їх величин при досягненні коефіцієнта водонасичення $S_r \geq 0,80$: модуль деформації E зменшується в 1,5...2 рази, питоме зчеплення c – в 3 рази, кут внутрішнього тертя φ – в 2 рази. Внаслідок цього лесові основи, що мали достатньо високу первинну несучу здатність і низьку деформативність при природній вологості, після підвищення рівня ґрунтових вод або замоканні «зверху» перетворюються на слабкі [28, 35].

Інтенсивність замочування та розвитку просідань необхідно розглядати як випадковий процес, а його параметри – структурну міцність окремих шарів, швидкість розвитку деформацій, конфігурацію області деформацій, закономірності розподілу деформацій у просадочній мульті та за глибиною лесової товщі – з достатньою достовірністю можна визначити лише за даними натурних випробувань ґрунтів у конкретних інженерно-геологічних умовах при заданих зовнішніх впливах.

3.1.4. Характеристики просадочності лесових ґрунтів.

Основні характеристики розвитку просадочного процесу – відносна просадочність ε_{sl} , початковий тиск просадочності p_{sl} , початкова просадочна вологість w_{sl} [28, 35].

Відносну просадочність обчислюють як відношення деформації зразка, що сталася з причини зволоження, до початкової висоти зразка:

$$\varepsilon_{sl} = \frac{e_{np} - e_{sat.p}}{1 + e_{ng}} = \frac{h_{np} - h_{sat.p}}{h_{ng}}, \quad (3.1)$$

де e_{np} , h_{np} та $e_{sat.h}$, $h_{sat.p}$ – коефіцієнти пористості або висоти зразка відповідно природної вологості й після зволоження при дії конкретного сумарного додаткового тиску σ_{zp} та тиску від власної ваги зволоженого ґрунту σ_{zg} ; e_{ng} та h_{ng} – коефіцієнт пористості та висота зразка природної вологості при дії тиску від власної ваги ґрунту.

Величину просідання від власної ваги зволоженого ґрунту визначають за формулою

$$S_{slg} = \sum_{n=1}^n \varepsilon_{sl,i} h_i k_{sl,i}, \quad (3.2)$$

де $\varepsilon_{sl,i}$ – відносна просадочність i -го шару ґрунту від дії середнього тиску від власної ваги зволоженого ґрунту; h_i – товщина i -го шару ґрунту; k_{sl} – коефіцієнт, який для лесового нашарування товщиною $H_{sl} \leq 15$ м дорівнює одиниці, для $H_{sl} \geq 20$ м $k_{sl}=1,25$, в межах $H_{sl} = 15 \dots 20$ м визначається за інтерполяцією; n – кількість шарів лесового ґрунту.

Просадочність у повністю водонасичених ґрунтах розвивається при певному рівні стискаючих напружень – так званому початковому тиску просадочності p_{st} , при якому відносна просадочність складає $\varepsilon_{sl} = 0,01$. Для ґрунтів різних регіонів початковий тиск змінюється від 0,02 МПа для легких лесовидних суглинків з щільністю у сухому стані $\rho = 1,2 \dots 1,3$ т/м³ до 0,08...0,12 МПа для просадочних ґрунтів великої потужності південних районів України та до 0,15...0,3 МПа для лесовидних суглинків з підвищеною структурною міцністю [56].

Початкова просадочна вологість w_{sl} – характеристика просадочності лесових ґрунтів, чия вологість підвищена не до повного водонасичення. Інтенсивність просадочного процесу при неповному водонасиченні приймають пропорційною вологості $w > w_{sl}$:

$$\varepsilon'_{sl} = \frac{[0,01(w_{sat} - w) + \varepsilon_{sl}(w - w_{sl})]}{w_{sat} - w_{sl}}, \quad (3.3)$$

де ε'_{sl} , w_{sat} – відповідно відносна просадочність та вологість при повному водонасиченні.

Що стосується взаємодії системи «просадочна ґрунтова основа – ЛЧМТ», необхідно розглядати найнесприятливіший варіант – нерівномірні просідання, тобто в одних точках за трасою трубопроводу необхідно розглядати ґрунт непорушеної структури та в інших – ґрунт у водонасиченому стані.

Для ґрунтів непорушеної структури компресійна крива (рис. 3.4) має три ділянки: близьку до лінійної (AB) – з незначною зміною коефіцієнта пористості (ущільнення не відбувається); криволінійної (BD), яка відповідає ущільненню ґрунту під дією тиску, що перевищує структурну міцність ґрунту; ділянка розвантаження (DF) [32].

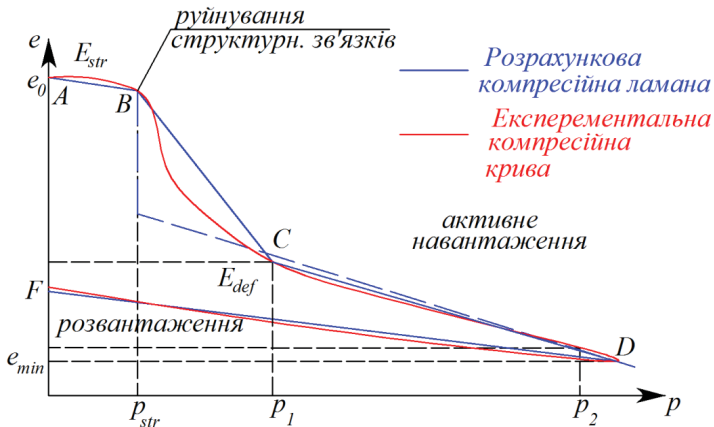


Рис. 3.4. Компресійна крива лесового ґрунту у природному стані

Компресійна крива просідаючого ґрунту має характерну конфігурацію «переривання плавності» (рис 3.5), що пов'язано зі стрибкоподібною зміною коефіцієнту пористості ґрунту [28, 35]. Для просадочного ґрунту на компресійній кривій розрізняють чотири ділянки деформування: стиснення у непорушеному стані (AB), просідання (BC), деформування ґрунту з порушеними структурними зв'язками (CD) після просідання (подальше ущільнення), ділянка розвантаження (DF). Найбільше деформування відбувається на другому етапі – просіданні [23].

Наведені характеристики компресійних кривих характерні для взаємодії «ґрунтова основа – фундамент будівлі», коли водонасичення можливе ще до досягнення максимальних навантажень на основу, наприклад у процесі будівництва. Таким

чином, за додаткове деформування основи, відповідно до привантаження, відповідає третя ділянка компресійної кривої (рис 3.5). Враховуючи особливості прокладання трубопроводу, а також характер деформацій, що викликають додаткові напруження у стінках трубопроводу, доцільно обмежити діаграму деформації ґрунту на другій ділянці (точкою С), тобто розглядати випадок, коли водонасичення основи трубопроводу відбувається після завершення будівництва і додаткове привантаження відсутнє.

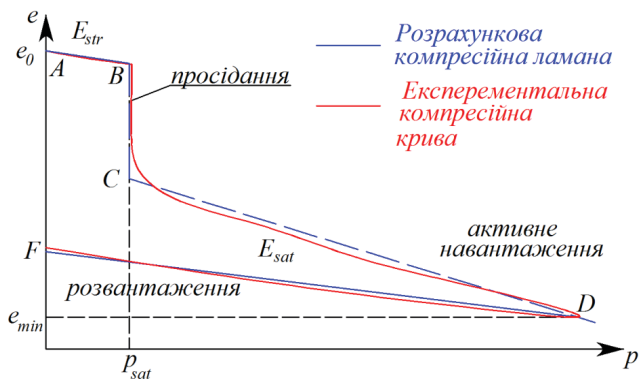


Рис. 3.5. Компресійна крива лесового ґрунту при замочуванні

Важливим моментом при дослідженні просадочних деформацій є визначення джерела замочування товщі. Можна виділити наступні характерні групи джерел замочування:

- замочування ґрунту зверху із зовнішніх джерел (інфільтрація поверхневих дощових, талих вод, витoki водонесучих інженерних комунікацій, басейнів тощо);
- замочування ґрунтів знизу внаслідок підйому рівня ґрунтових вод;
- накопичення вологи в ґрунті за рахунок поступового підвищення вологості, яке відбувається внаслідок порушення

нормальних умов аерації (зокрема, екранування забудованої території, інфільтрації поверхневих вод та ін.).

Найбільш несприятливим із наведених видів збільшення вологості ґрунту є замочування ґрунту зверху, особливо з великих площ, шириною $B \geq 0,8 H_{sl}$, або одночасне замочування зверху та знизу, коли проявляються максимальні величини просадочних деформацій. У переважній більшості саме на наведені типи замочування проводяться розрахунки основ, фундаментів та інженерних мереж. При цьому розглядається декілька характерних випадків розвитку процесу деформації залежно від нашарування ґрунтів та величин навантаження під подошвою фундаменту [28, 35]. Для даної роботи важливими будуть просадочні деформації від власної ваги ґрунту.

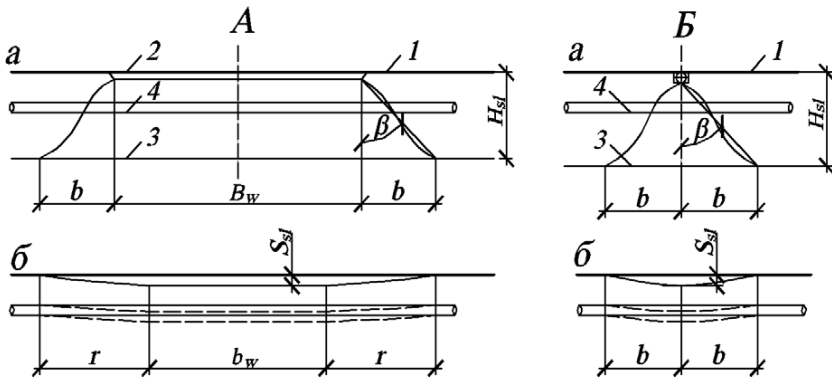


Рис. 3.6. Загальний характер розвитку просадочних деформацій від власної ваги ґрунту у районі заляганні магістрального трубопроводу:

(А – майданчикове джерело замочування; Б – точкове джерело замочування): а – поперечний розріз зони замочування, б – крива просідання; 1 – початкове положення земної поверхні; 2 – площа джерела замочування; 3 – нижня границя розповсюдження води; 4 – магістральний трубопровід на ділянці замочування; B_w – ширина замочування; b_w – ширина ділянки горизонтального деформування поверхні; β – кут розтікання води у сторони; H_{sl} – просадочна товща; r – розрахункова довжина криволінійної ділянки просадки; l_w – ширина зони розтікання води; u_{sl} – горизонтальні переміщення земної поверхні

Просідання поверхні ґрунту від власної ваги при замочуванні зверху характеризується (рис. 3.6): вертикальними переміщеннями (просадками), нахилом поверхні, кривизною поверхні та горизонтальними переміщеннями. Це явище подібне до деформацій, які виникають від впливу гірничих виробок. Невипадково обидві проблеми регламентуються одним нормативним документом [20]. Характер розвитку та величин даних деформацій суттєво залежать від форми та розмірів джерел замочування.

Просадки ґрунтів від власної ваги при лінійних джерелах замочування починають проявлятися при ширині джерела не менше 1 м, а локальних, близьких до квадрату чи кругу – при розмірах 2...3 м. Максимальні величини деформацій можливі при ширині лінійних джерел $B_w \geq 0,5 \cdot H_{sl}$ та локальних при $B_w \geq H_{sl}$.

3.2. ОБГРУНТУВАННЯ МОДЕЛІ ДЕФОРМУВАННЯ ЛЕСОВОЇ ОСНОВИ ТРУБОПРОВОДУ

3.2.1. Формування розрахункової схеми системи «просадочна основа – ЛЧМТ» [45]. В якості об'єкту дослідження розглядається трубопровід в інженерно-геологічних умовах Кременчуцького лесового плато (рис. 3.7). Профіль складено наступними інженерно-геологічними елементами: **ІГЕ-1** – суглинок гумусований, темно брунатний, **ІГЕ-2** – супісок лесований, світло коричневий, світло сірий, світло-жовтий, пілуватий, твердий, **ІГЕ-3** – суглинок сірий, важкий, пілуватий, твердий. Фізико-механічні характеристики ґрунтів наведено в *табл. 3.1.*

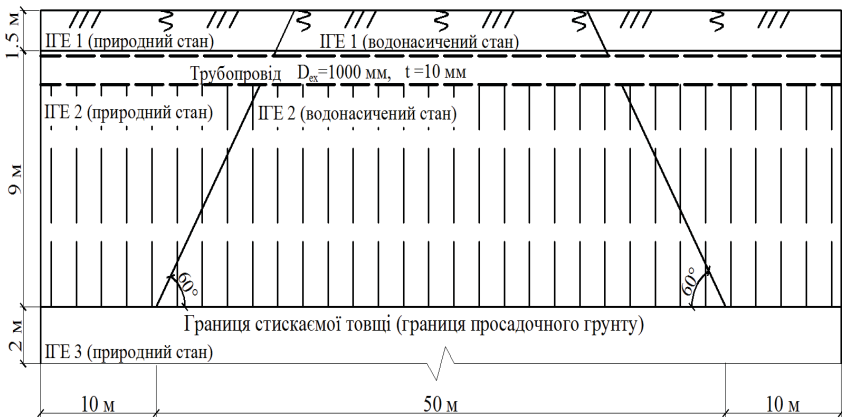


Рис. 3.7. Трубопровід у масиві лісового просадочного ґрунту

Результати моделювання трубопроводу у ґрунті з однаковими фізико-механічними властивостями показують, що нерівномірні осідання при цьому відсутні, а згинальні напруження у трубопроводі не виникають. Тому можна розглянути ситуацію, коли всередині масиву основа знаходиться у водонасиченому стані, а по краях масиву – у природному стані. Розміри відповідних ділянок призначаються з урахуванням джерел замочування [28, 32, 35] та рекомендацій норм [20].

Замочування основи зверху є найбільш небезпечним джерелом. Воно відбувається внаслідок: витоків води з інженерних комунікацій (водопроводів, каналізації, теплофікації тощо), технологічних споруд (резервуарів, басейнів, площадок для миття тощо); проникнення атмосферних опадів та талих вод, фільтрації води з каналів аераційних систем та ін.

Замочування можуть проявлятися у будь-який момент будівництва та експлуатації трубопроводу. Залежно від форм та розмірів джерел замочування, характеру та інтенсивності замочування ґрунтів під час проектування, доцільно розглянути наступні форми замочених ділянок ґрунту [35]:

Таблиця 3.1

Характеристики суглинків Кременчуцького лесового плато

Характеристики ґрунтів		ІГЕ - 1	ІГЕ - 2	ІГЕ - 3
Товщина шару, h , м		1,5	9,0	2,0
Щільність ґрунту, ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$		1500	1495	1860
Щільність скелету ґрунту, ρ_s , $\text{кг}/\text{м}^3$		-	1410	-
Щільність водонасиченого ґрунту, ρ_{sat} , $\text{кг}/\text{м}^3$		1840	1840	-
Коефіцієнт пористості, e		-	0,90	0,7
Відносна просадочність, ε_{st} , %, при тиску, p , МПа	0,05	-	0,3	-
	0,10	-	3,0	-
	0,20	-	6,0	-
	0,30	-	8,0	-
Початковий тиск просадочності, p_{st} , МПа		-	0,063	-
Модуль деформації ґрунту, E_s , МПа	у природному стані	6	12	14
	у водонасиченому стані		2	
Кут внутрішнього тертя, φ , $^\circ$	у природному стані	19	26	27
	у водонасиченому стані		21	
Питоме зчеплення, c , кПа	у природному стані	13	18	28
	у водонасиченому стані		9	
Коефіцієнт Пуассона ґрунту, μ	у природному стані	0,31	0,33	0,36
	у водонасиченому стані		0,35	

а) місцеве замочування основи зверху:

- витік води з лінійного джерела, просадка ґрунту у межах локальної ділянки;
- витік води з точкових джерел малих розмірів (2...4 м у плані);
- зволоження ґрунту через свердловину або їх групу;

б) інтенсивне замочування ґрунту основи зверху протягом тривалого часу при витоках води з технологічних ємностей на значній площі при мокрому технологічному процесі;

в) підйом рівня ґрунтових вод на значній площі.

На даному етапі розглядається випадок площадкового замочування основи згори довжиною близько 35 м; таким чином, всередині замоченої ділянки ґрунт матиме горизонтальну ділянку

деформації b_w (рис. 3.6). Проникаючи в лесовий ґрунт, волога розповсюджуються зверху до низу та в сторони. На формування та розміри зволоженої зони впливає ряд факторів, у тому числі структура лесової товщі.

Безпосередньо під джерелом замочування шириною B_w (рис.3.6) вологість ґрунту є близькою до повного водонасичення. За межами замочуваної зони вологість ґрунту поступово зменшується від максимальної до природної.

Розповсюдження води у сторони відбувається за деякою кривою, яка для інженерних розрахунків з достатньою точністю може бути замінена прямою з кутом нахилу β до вертикалі. Величина цього кута для лесованих супісків та лесів у середньому складає $\beta = 20...40^0$, а для лесованих суглинків $\beta = 45...55^0$ при середніх значеннях 35^0 та 50^0 відповідно.

Оскільки у випадку, що розглядається, просадочним шаром є супісок (рис. 3.7), розповсюдження вологи у товщі приймемо під кутом $\beta = 30^0$ до вертикалі. Таким чином, ширина замоченої зони по низу просадочної товщі складає 50 м.

Другим важливим питанням є визначення висоти просадочної товщі H_{sl} . Найбільш достовірно межа просадочної товщі визначається, коли її нижня границя підстелена великоуламковими, піщаними та іншими ґрунтами не лесового походження.

При неглибокому заляганні РГВ у межах лесової товщі її приймають за границю просадочної товщі H_{sl} , оскільки ущільнення ґрунту та деформації просідання у товщі нижче РГВ уже відбулися. Але важливо приймати глибину РГВ, яка спостерігалася раніше, оскільки під час підйомів РГВ вищі шари могли недостатньо ущільнитися.

Найбільші помилки трапляються при глибокому заляганні РГВ та значній величині просадочної товщі. У таких випадках товщу обмежують глибиною, де значення відносної просадочності від власної ваги ґрунту не перевищує $\varepsilon_{sl} < 0,01$.

Для даного випадку просадочна товща обмежується на глибині 10,5 м, де починається не просадочний суглинок (ІГЕ-3).

Крім того, доцільно врахувати, що трубопровід – це протяжна споруда, тому для моделювання лінійної частини без відводів та інших додаткових чинників можна обмежити ширину розглянутого масиву ґрунту у межах 3...4 м залежно від діаметру трубопроводу.

Верхню межу просадочної товщі H_{sl} визначають, починаючи з глибини, де значення відносної просадочності від власної ваги ґрунту перевищує $\varepsilon_{sl} > 0,01$.

Розрахункова схема для визначення величини просідання інженерним методом наведена на *рис. 3.8*.

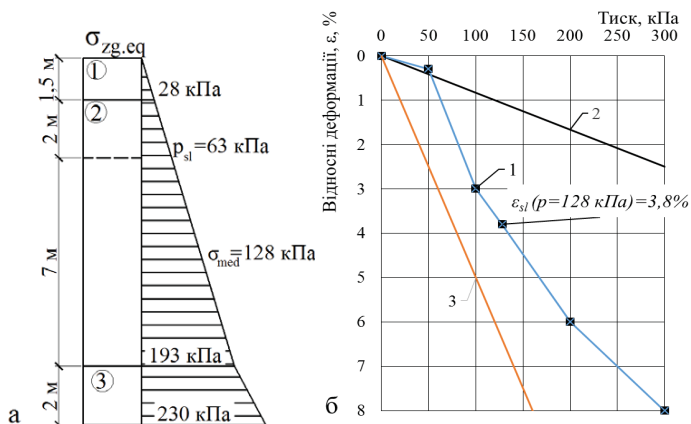


Рис. 3.8. Вихідні дані для розрахунку величини просідання від власної ваги ґрунту:

а – розрахункова схема; б – деформаційні властивості ІГЕ-2;

1 – діаграма залежності «тиск p – відносна просадочність ε_{sl} »;

2, 3 – модуль деформації E у природному та водонасиченому станах

Початковий тиск просадочності для ІГЕ-2 складає $p_{sl} = 63$ кПа, величина просадочної товщі складає 7 м, тиск на межі просадочної товщі $\sigma_{zg,eq} = 190$ кПа, середній тиск у межах

просадочної товщі складає $\sigma_{med} = 128$ кПа, згідно діаграми «тиск p – відносна просадочність ε_{sl} » відповідне значення $\varepsilon_{sl} = 3,8\%$. Користуючись формулою (3.2) для розглянутих ґрунтових умов величина просідання ґрунту від власної ваги $S_{slg} = 262$ мм.

3.2.2. Розрахункові моделі деформування ґрунтів. У практиці проектування систем «конструкція – основа» працюють не з реальними гірськими породами, а з їх певними механічними моделями, які мають істотно спрощені властивості порівняно з фактичними ґрунтами. Майже неможливо описати увесь спектр різноманітних властивостей ґрунтів за допомогою єдиної моделі. Це призвело до створення великої кількості моделей, що описують певну групу фізико-механічних характеристик ґрунтів та використовуються для розв'язання конкретних прикладних задач [15, 75, 40, 77].

Чисельне моделювання просадочних явищ є достатньо складною задачею, оскільки у сучасних програмних комплексах ґрунт задається певним набором фізико-механічних характеристик, серед яких є п'ять основних: щільність ρ , модуль деформації E , коефіцієнт Пуассона μ , кут внутрішнього тертя φ та питоме зчеплення c . Перші три використовуються для моделювання лінійних властивостей ґрунту, а дві останні необхідні для опису переходу у пластичну стадію [65].

У діючих нормативних документах найбільш широко використовуються наступні групи розрахункових моделей, які ґрунтуються на певному наборі фізичних рівнянь рівноваги та зображені діаграмами деформування [28]:

- моделі теорії лінійного деформування (рис. 3.9, поз. 1);
- моделі жорстко-пластичного середовища (теорії граничної рівноваги та граничного напруженого стану ґрунтових основ та масивів) (рис. 3.9, поз. 2);
- модель пружно пластичного тіла (діаграма Прандтля) (рис. 3.9, поз. 3).

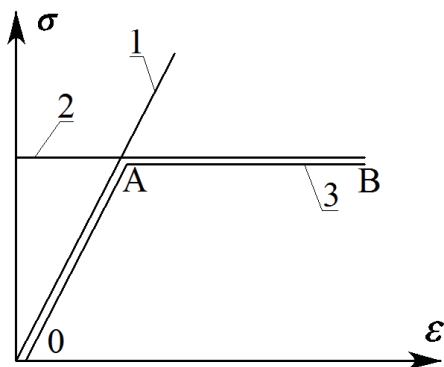


Рис. 3.9. Типовий вигляд графіків залежності між напруженнями (σ) та деформаціями (ϵ) моделей ґрунтів:

- 1 – лінійно деформованого середовища;
- 2 – жорстко-пластичного тіла;
- 3 – пружно-пластичного тіла

Лінійно деформована (пружна) робота матеріалу відрізняється від пластичної лінійною залежністю між напруженнями та деформаціями, при переході у пластику матеріалу значну роль відіграють *співвідношення головних напружень*, а модуль деформації починає змінюватися при переході на кожному кроці навантаження.

Класичні теорії міцності добре описують перехід матеріалу до пластичної роботи. Так, теорія міцності Треска-Сен-Венана в якості початку пластичних деформацій у точці приймає стан, коли абсолютна за величиною різниця головних напружень досягає межі текучості (табл. 3.1). Умова міцності Губера-Мізеса (четверта енергетична теорія) виходить з припущення, що причиною досягнення межі текучості є накопичення питомої потенціальної енергії формозміни. Застосування цих підходів доцільне для моделювання таких матеріалів, як сталь і бетон, де умова переходу у пластичну стадію визначається межею текучості матеріалу.

Таблиця 3.1

Рівняння текучості (граничного напруженого стану) пружно-жорстко-пластичних тіл (середовищ) [65]

Умова текучості	Напружений стан	Параметри міцності	Вигляд рівнянь	Графічне зображення
	Плоский НС $\sigma_1 \neq 0$, $\sigma_2 \neq 0$, $\sigma_3 = 0$	σ_y межа текучості	$\sqrt{I_2} = \frac{\sigma_y}{\sqrt{3}}$ чи $\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1\sigma_2 + \sigma_2^2} = \sigma_y$	
Треска-Сен-Венана	Просторовий НС $\sigma_1 \neq 0$, $\sigma_2 \neq 0$, $\sigma_3 \neq 0$	σ_y межа текучості	$\sigma_1 - \sigma_3 = \pm \sigma_y$, $\sigma_2 - \sigma_3 = \pm \sigma_y$, $\sigma_1 - \sigma_2 = \pm \sigma_y$	
	Плоский НС $\sigma_1 \neq 0$, $\sigma_2 \neq 0$, $\sigma_3 = 0$	σ_y межа текучості	$\sigma_1 = \pm \sigma_y$, $\sigma_2 = \pm \sigma_y$, $\sigma_1 - \sigma_2 = \pm \sigma_y$	
Мікса-Шлейхера-Боткіна	Просторовий НС $\sigma_1 \neq 0$, $\sigma_2 \neq 0$, $\sigma_3 \neq 0$	φ – кут внутрішнього тертя, c – питоме зчеплення;	$\sqrt{I_2} + \alpha I_1 - k = 0$	
Мора-Кулона	Плоский НС $\sigma_1 \neq 0$, $\sigma_2 \neq 0$, $\sigma_3 = 0$	$\alpha = \frac{\sin \varphi}{3}$, $k = c \cdot \cos \varphi$	$\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} + \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \cdot \sin \varphi =$ $-c \cos \varphi = 0$	

* $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ – осьові напруження; $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – головні напруження;* перший інваріант тензора напружень: $I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$;

* другий інваріант девіатора напружень:

$$I_2 = \frac{1}{6} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2] =$$

$$= \frac{1}{6} [(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)] =$$

$$= \frac{1}{3} [\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - (\sigma_1\sigma_2 + \sigma_2\sigma_3 + \sigma_1\sigma_3)].$$

Для моделювання системи «ЛЧМТ – ґрунтова основа» доцільно мати моделі, якими можна описати властивості основи, зокрема умови міцності Мора-Кулона та Мізеса-Шлейхера-Боткіна, яка є розвитком двох попередніх умов текучості для матеріалів, головним чином дисперсних ґрунтів, у яких стиск впливає на міцність. Рівняння, наведені в *табл. 3.1*, мають загальну теоретичну основу та можуть трансформуватися одне в інше. Так наприклад, умова Кулона-Мора переходить в умову Треска-Сен-Венана, якщо прийняти, $\varphi = 0$, $c = \sigma_y / 2$, а умова Мізеса-Шлейхера-Боткіна – в умову Губера-Мізеса при $\alpha = 0$, $k = \sigma_y / \sqrt{3}$ [65].

Звичайно, для моделювання просадочних явищ найбільш коректно використовувати мультилінійні залежності між тиском та відносними просіданнями. Такі моделі (так звані «Hardening models») у сучасних програмних комплексах реалізовані, але вони містять у собі критерії міцності (*табл. 3.1*) та залежності від головних напружень.

Повертаючись до діаграми «тиск p – відносна просадочність ε_{sd} » на *рис. 3.8, б*, можна відмітити очевидний нелінійний характер деформації ґрунту залежно від тиску. Але у даному випадку маються на увазі вертикальні напруження, на відміну від головних, які є критерієм переходу до пластичної роботи матеріалу. Тому використання відповідного класу моделей, на жаль, неможливе.

3.2.3. Обґрунтування чисельної моделі ґрунтової основи [46]. Для оцінювання просадок ґрунту можна користуватися різними розрахунковими методами: методом скінченних елементів (МСЕ), методом кінцевих різниць (МКР) [37], методом граничних елементів (МГЕ) тощо, але наведені методи, окрім першого, не набули широкого практичного використання для розв’язання геотехнічних задач.

Таблиця 3.2

Моделі ґрунтової основи, використані у програмних комплексах

<i>Типи моделей</i>	<i>ABAQUS</i>	<i>ANSYS</i>	<i>LS-DYNA</i>	<i>CRISP</i>	<i>Z-SOIL</i>
<i>Деформційні</i>	<i>Лінійна (Закон Гука)</i>	<i>Лінійна (Закон Гука)</i>	<i>Лінійна (Закон Гука)</i>	<i>Лінійна (Закон Гука)</i>	<i>Лінійна (Закон Гука)</i>
	<i>Нелінійно-пружна (Мізеса)</i>	<i>Нелінійно-пружна (Мізеса, Друкера-Прагера)</i>	<i>Нелінійно-пружна (Krieg)</i>	<i>Дункана-Ченга</i>	<i>Модиф. Дункана-Ченга</i>
<i>Пружно-пластичні</i>	<i>Модиф. Друкера-Прагера</i>	<i>Пружна-ідеально пластична</i>	<i>Друкера-Прагера</i>	<i>Пружна-ідеально пластична (Мізеса, Греска, Мора-Кулона, Друкера-Прагера)</i>	<i>Мора-Кулона із зміцненням</i>
	<i>Модиф. Мора-Кулона</i>	<i>Друкера-Прагера</i>	<i>Пружна-ідеально пластична</i>		<i>Мора-Кулона</i>
	<i>Друкера-Прагера</i>		<i>Друкера-Прагера</i>	<i>Cam-Clay</i>	<i>Soft soil (Мора-Кулона)</i>
	<i>Модиф. Cam-Clay</i>			<i>Трьох-поверхнева із кінематичним зміцненням</i>	

На даний момент МСЕ зайняв лідируюче положення завдяки своїй універсальності. МСЕ має ряд переваг для розв'язання задач моделювання середовищ з неоднорідністю характеристик міцності та деформативності, зокрема, він більш гнучкий для опису граничних умов і геометрії, фізично наочний, дозволяє суттєво автоматизувати процес розрахунку.

На сьогодні існує значна кількість різноманітних розрахункових комплексів, які дають можливість аналізувати спільну роботу споруди з ґрунтовим масивом шляхом чисельного моделювання. При цьому взаємодія конструкції з основою може

розглядатися як із використанням коефіцієнтів жорсткості основи, так і шляхом моделювання ґрунтового масиву об'ємними скінченними елементами. На ринку представлені як універсальні програмні комплекси (Ansys, ABAQUS, NASTRAN, ROBOT, LIRA, SCAD, PLAXIS), так і спеціалізовані геотехнічні процесори (FEM Models, Midas, CRISP, Z-SOIL), які дозволяють визначити НДС ґрунту. Кожний з комплексів має певний набір математичних моделей які, в тій чи іншій мірі, відображають особливості деформування ґрунтів основи (*табл. 3.2*).

Якщо комплексно розглянути проблему деформацій трубопроводу у просадочному ґрунті, то можна виділити наступні етапи розв'язку задачі та відповідно обрати найбільш релевантні інструменти:

- обрати коректну модель деформації просадочної товщі у природному та водонасиченому стані від дії власної ваги ґрунту та отримати коректні значення осідань та просідань; дану задачу можливо розв'язати у більшості наведених програмних комплексів;
- змоделювати характер взаємодії трубопроводу з оточуючим ґрунтом з використанням найбільш релевантного типу контакту між трубою та ґрунтом; зокрема, в Ansys реалізовані наступні типи контактів: Bonded (згин), Frictional (тертя), Contact is absent (контакт відсутній) [66];
- оцінити правильність отриманих величин поздовжніх, кільцевих та еквівалентних (за Мізесом) напружень у стінках трубопроводу, врахувати пружно-пластичну роботу сталі трубопроводу; для розв'язання поставленої задачі найбільш придатними є універсальні програми (Ansys, NASTRAN, ABAQUS);
- оцінити рівень надійності ЛЧМТ за параметрами міцності, для чого необхідно врахувати стохастичну

природу зовнішніх навантажень та впливів, характеристик міцності сталі та характеристик деформативності ґрунту.

3.2.4. Порівняння лінійної моделі та моделі з критерієм міцності Мора-Кулона. Використання програмного комплексу Ansys для розв'язання даної задачі доцільно, зважаючи на наведені міркування та існуючий досвід моделювання геотехнічних проблем у імовірнісній постановці [12, 61, 80],

В якості тестової розглядається задача з наступними умовами (рис. 3.9): однорідний масив ґрунту з розмірами 10x10x10 м, зверху прикладений жорсткий штамп 1x1x1 м, навантаження прикладається ступенями: на першому кроці діє лише сила тяжіння на масив ґрунту, на другому додається вага штампа 50 кН, на наступних кроках навантаження прикладається з кроком 50 кПа. Характеристики масиву аналогічні ПЕ-2 у природному та водонасиченому стані. Результати порівняльного розрахунку наведені на рис. 3.10.

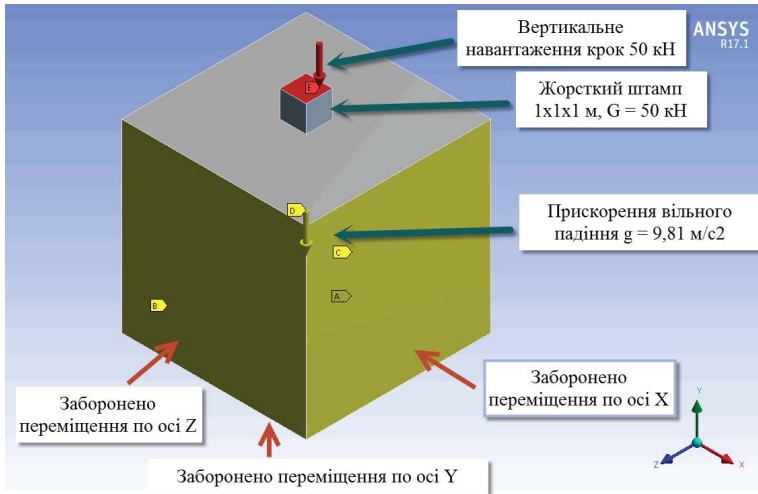


Рис. 3.9. Масив однорідного ґрунту з граничними умовами закріплення, штамп та прикладені навантаження

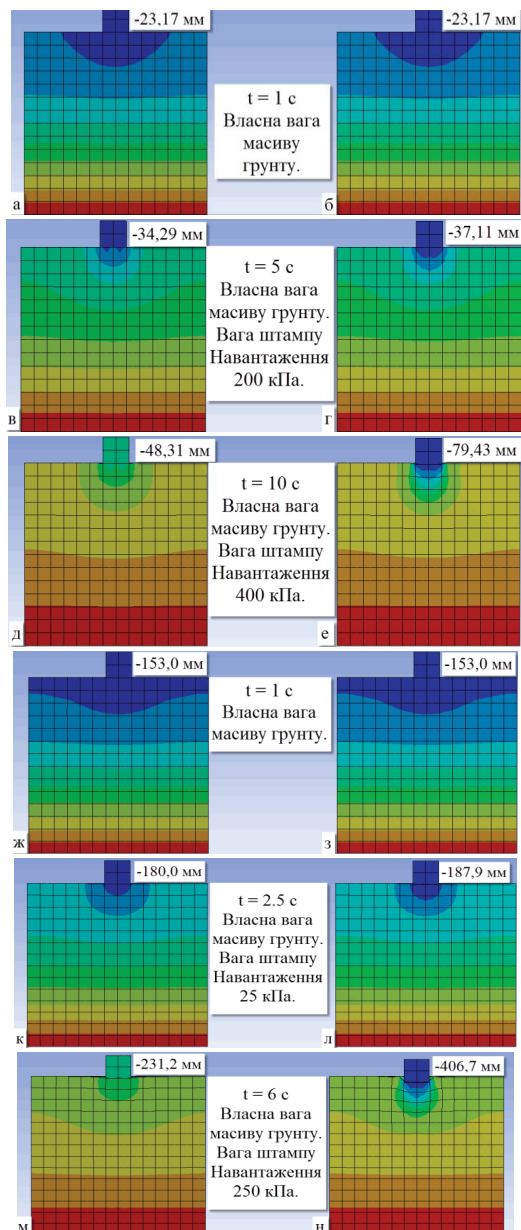


Рис. 3.10. Порівняння вертикальних деформацій масиву ґрунту від навантаження - результати для ґрунту за лінійною та моделлю Мора-Кулона: а – е – природний стан; ж – н – водонасичений ґрунт

Нелінійні моделі з критеріями міцності створені для моделювання осідання основ внаслідок дії зовнішнього навантаження, яке перевищує значення напружень від власної ваги ґрунту, але з огляду на задачу оцінки міцності та надійності трубопроводу у лесових ґрунтах, визначальною властивістю є величина просідання. Отже, для лесових ґрунтів показники міцності та стисливості мають менше значення. При розрахунку за деформаціями норми передбачають послідовне осідання природної лесової основи, а потім додаткове визначення просідання. При цьому розрахунок величини просідання є основним.

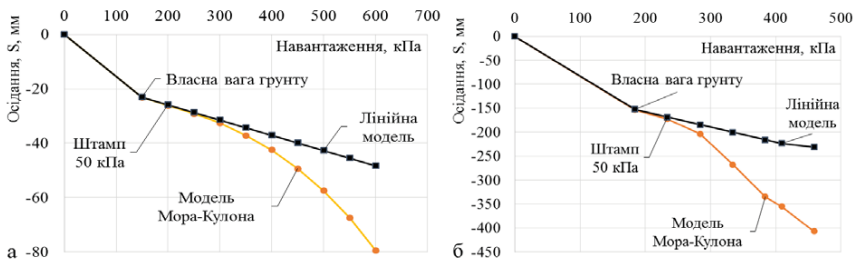


Рис. 3.11. Графік осідання – навантаження для масиву ґрунту:
а – у природному стані; б – у водонасиченому стані

Для поставленої задачі осідання у ґрунті природної вологості фактично не відбувається, тому визначення розрахункового тиску на основу природної вологості практично не потрібне. Це означає, що необхідність випробування зразків лесового ґрунту на зсування значно зменшується. І хоча характеристики міцності (кут внутрішнього тертя і питоме зчеплення), як правило, визначають, їх використання на практиці суттєво обмежене.

Підтвердженням теоретичних припущень є аналіз результатів моделювання, який доводить, що для навантаження лише від власної ваги ґрунту для обох моделей ґрунту,

незважаючи на стан ґрунту – природний чи водонасичений, – осідання виявилися однаковими 23,17 мм та 153,00 мм відповідно (рис. 3.10, а, б, ж, з). До певного рівня додаткового навантаження, яке визначається фізико-механічними властивостями ґрунту основи, для природного та водонасиченого стану 200 кПа та 75 кПа відповідно, осідання відбуваються лінійно, і лише з певного кроку спостерігається нелінійна поведінка масиву (рис. 3.11, а, б).

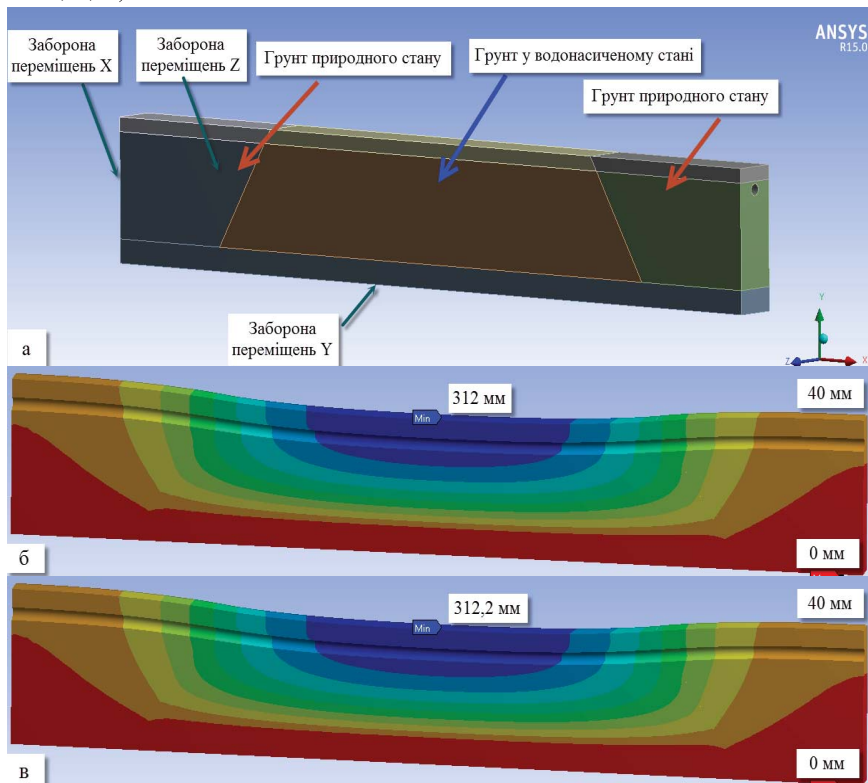


Рис. 3.12. Порівняння просадочних деформацій при використанні лінійної моделі та моделлю Мора-Кулона:
а – розрахункова схема; б, в – величини нерівномірних деформацій за обома моделями

З отриманих результатів можна зробити висновок, що використання простої лінійної моделі дозволяє з достатньою точністю моделювати осідання ґрунту у межах навантажень від власної ваги ґрунту. Це дозволяє суттєво зменшити обсяг розрахунку, уникаючи перевірок на пластичність.

Розглянемо трубопровід у масиві ґрунту (рис. 3.7), розрахункова схема якого складена з виконанням вимог п. 3.3. Ширина зони замочування вибрана з метою отримати горизонтальну ділянку деформації у середині масиву (рис. 3.12).

Величини просідання для розглядуваних інженерно-геологічних умов за обома моделями склали $\Delta S = 312 - 40 = 272$ мм. Величина просідання, яка визначена за інженерною методикою, дорівнює $S_{slg} = 262$ мм. Таким чином, порівняння результатів моделювання та інженерного розрахунку показало, що різниця складала близько 3 % у більшу сторону, що йде у запас розрахунку. Це доводить коректність використання лінійної моделі деформації лесового ґрунту у моделюванні просадочних явищ від власної ваги ґрунту.

3.3. ОЦІНКА ЖОРСТКОСТІ ТРУБОПРОВОДУ ПРИ СУМІСНОМУ РОЗРАХУНКУ З ОСНОВОЮ

3.3.1. Загальні міркування. При розгляді ґрунтового середовища задача оцінювання просідання є достатньо простою, але при цьому необхідно отримати коректні напруження у стінках трубопроводу, які виникають внаслідок деформацій основи від її нерівномірного замочування. Навіть зараз, за наявності сучасної обчислювальної техніки, повністю автоматизувати процес розрахунку переміщення поверхні основи при просіданні не представляється можливим. Проблема зумовлена різноманіттям видів просідаючих ґрунтів, типів замочування, форм та розмірів джерел замочування, моменту виникнення розрахункової ситуації.

Тому процедура вибору граничних умов, дискретизації ґрунту, корегування процесу замочування й аналізу отриманої інформації виконується інженером. Крім того, для визначення НДС у масиві виділяється область, яка обмежена деякою відстанню від джерела замочування, де значеннями переміщень масиву можливо знехтувати.

З урахуванням викладеного, моделювання проводиться у два етапи:

- ґрунт розглядається у природному стані на всіх ділянках за трасою трубопроводу – виникають рівномірні осідання;
- у середині розглядуваного масиву, залежно від джерела замочування розглядається ділянка ґрунту у водонасиченому стані – виникають нерівномірні осідання.

У даному контексті найважливішою є оцінка взаємодії трубопроводу з ґрунтом, тобто вирішення питання: чи вистачає власної жорсткості трубопроводу для збереження його положення та утворення пустот під трубою, чи гіпотеза про еквівалентність деформацій трубопроводу до осідань ґрунту [340, 50, 58] є справедливою. Слід зазначити, що у попередніх дослідженнях дана гіпотеза достатньо часто застосовувалася, оскільки аналітичний розв’язок рівняння балки на пружній основі фактично неможливий без даного припущення.

Остання схема взаємодії широко застосовується до визначення напружень трубопроводу при його деформаціях у різних ґрунтах. Проблема визначення напружень у трубопроводі саме від просадочних деформацій є фактично недослідженою, хоча певну увагу приділено проблемам трубопроводу над карстовими провалами та у вічномерзлих ґрунтах [34].

Так, наприклад, аналіз крайової задачі «трубопровід у зоні карстового провалля» показав, що фактори, які найбільше впливають – це довжина воронки та жорсткість оточуючого ґрунту [50]. В якості прикладу розглядається трубопровід

1420 x 16,5 мм, сталь трубопроводу має наступні характеристики: межа текучості та міцності $R_y = 470$ МПа, $R_u = 600$ МПа відповідно. Зміна погонного навантаження викликана водонасиченням ґрунту. Результати аналітичного розв'язку задачі [50] наведені в *табл. 3.3*. Недоліком цього підходу є складність аналітичних рівнянь, якими важко користуватися звичайному інженеру.

Довжина розглядуваної ділянки: $L := 110$ м	Модуль деформації ґрунту на ділянках 1 та 3: $Es1 := 12000 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$
Зовнішній діаметр трубопроводу: $D := 1.42$ м	Модуль деформації ґрунту на ділянці 2: $Es2 := 2000 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$
Товщина стінки трубопроводу: $t := 0.0165$ м	Конфіцієнт нормального опору ґрунту на ділянках 1 та 3:
Геометричні характеристики труби	$ci1 := \frac{0.12 \cdot Es1}{\sqrt{1D(1 - 0.33 \cdot 0.33)}} = 1356.101 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$
Момент інерції: $J_{xx} := \frac{\pi[D^4 - (D - 2t)^4]}{64} = 0.018 \text{ м}^4$	Конфіцієнт нормального опору ґрунту на ділянці 2:
Момент опору: $W_{spr} := \frac{\pi[D^3 - (D - 2t)^3]}{32} = 0.019 \text{ м}^3$	$ci2 := \frac{0.12 \cdot Es2}{\sqrt{1D(1 - 0.33 \cdot 0.33)}} = 226.01 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$
Модуль деформації сталі труби: $E := 2.02 \cdot 10^8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$	Погонне навантаження на трубопроводі: $qq := -25.7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$
Границі ділянок зміни ґрунтових умов: $L_r := \begin{pmatrix} 0 \\ 34 \\ 66 \\ 110 \end{pmatrix}$	Границі ділянок зміни навантажень: $L_F := \begin{pmatrix} 0 \\ 34 \\ 66 \\ 110 \end{pmatrix}$
Зміна жорсткості основи відповідно до вказаної довжини ділянок:	Зміна погонного навантаження відповідно до вказаної довжини ділянок:
$k(x) := \begin{cases} ci1 & \text{if } L_{r1} \leq x \leq L_{r2} \\ ci1 & \text{if } L_{r3} \leq x \leq L_{r4} \\ ci2 & \text{otherwise} \end{cases}$	$q(x) := \begin{cases} qq1 & \text{if } L_{F1} \leq x \leq L_{F2} \\ qq2 & \text{if } L_{F3} \leq x < L_{F4} \\ qq3 & \text{otherwise} \end{cases}$
Диф. рівняння трубопроводу на пружній неоднорідній основі: $Given \quad u''''(x) + \frac{k(x) \cdot D}{E \cdot J} \cdot u(x) = \frac{q(x)}{E \cdot J}$	
Граничні умови на початку $x=0$ та кінці ділянки $x=110$: $u''(0) = 0 \quad u'''(0) = 0 \quad u''(100) = 0 \quad u'''(100) = 0$	
Чисельний розв'язок диф. рівняння: $u := \text{Odesolve}(x, 110, 10000)$	Силкові фактори у стінках трубопроводу
Крок ітерації: $x := 0, 0.2 \dots L$	Момент: $M(x) := E \cdot J \cdot \frac{d^2}{dx^2} u(x)$
	Поперечна сила: $Q(x) := E \cdot J \cdot \frac{d^3}{dx^3} u(x)$

Рис. 3.13. Вихідні дані алгоритму Рунге-Кутта на базі Mathcad

3.3.2. Обґрунтування методики визначення напружень у трубопроводі від просадочних деформацій [45, 78]. В якості іншого варіанту рішення задачі розроблено чисельний розв'язок рівняння балки на пружній основі у зоні карстового провалля, виконаний на базі алгоритму Рунге-Кутта і реалізований на базі програмного комплексу Mathcad функцією Odesolve [36]. В якості вхідних параметрів виступають (рис. 3.13): характеристики жорсткості труби, довжина ділянки, властивості основи на кожній з ділянок, вертикальне навантаження, диференційне рівняння четвертого порядку та граничні умови, які для вибраного прикладу є наступними: $\varphi(0)=0$, $\varphi(110)=0$, $M(0)=0$, $M(110)=0$. Довжина інтервалу інтегрування 110 м, число кроків інтегрування 1000000.

На рис. 3.14 наведені результати інтегрування для суглинку з $E_s = 20$ МПа. Неточності 1* та 2* пояснюються крайовими ефектами інтегрування, через надто велику довжину ділянки інтегрування.

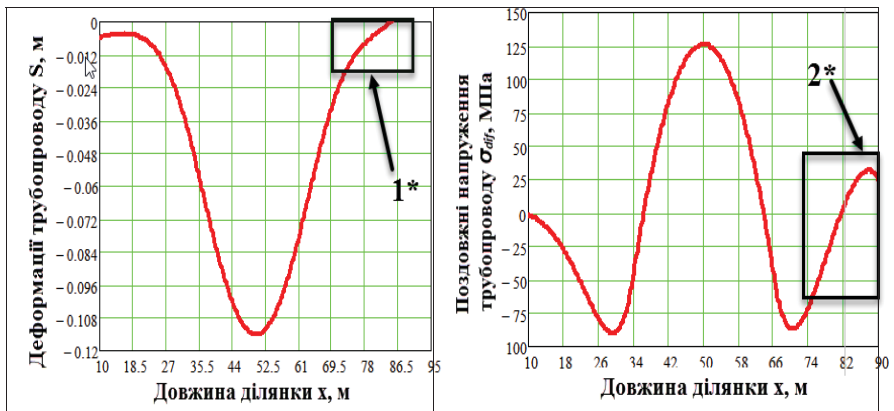


Рис. 3.14. Деформації та поздовжні напруження трубопроводу у зоні карстового провалля

Таблиця 3.3

Порівняння результатів аналітичного розрахунку та чисельного моделювання напружень та осідань трубопроводу

<i>Результати / Ґрунт</i>		<i>Пісок</i>	<i>Суглинок</i>	<i>Суглинок водонасичений</i>
<i>Модуль деформації оточуючого ґрунту, E_s, МПа</i>		48	20	2
<i>Погонне навантаження на трубопровід</i>	<i>Аналітика, q, кН/м</i>	25,7	25,7	35,5
	<i>Моделювання, p, кН/м²</i>	8,18	8,18	11,3
<i>Карстова воронка $l = 32$ м</i>				
<i>Деформація у середині прольоту, S, м</i>	<i>Аналітика</i>	-0,084	-0,116	-0,512
	<i>Рунге-Кутта</i>	-0,082	-0,114	-0,494
	<i>Моделювання</i>	-0,073	-0,108	-0,522
<i>Напруження у середині прольоту, $\sigma_{диф}$, МПа</i>	<i>Аналітика</i>	107,6	121,8	250,4
	<i>Рунге-Кутта</i>	112,4	126,8	264,4
	<i>Моделювання</i>	83,1	96,2	206,0
<i>Деформація на гран. карстової воронки S, м</i>	<i>Аналітика</i>	+0,028	+0,003	-0,361
	<i>Рунге-Кутта</i>	+0,005	+0,006	-0,312
	<i>Моделювання</i>	-0,02	-0,05	-0,368
<i>Максимальні напруження на границі ґрунту і воронки, $\sigma_{диф}$, МПа</i>	<i>Аналітика</i>	-84,5	-85,6	-121,7
	<i>Рунге-Кутта</i>	-90,5	-89,5	-109,0
	<i>Моделювання</i>	-101,8	-86,3	-130,7
<i>Карстова воронка $l = 64$ м</i>				
<i>Погонне навантаження на трубопровід</i>	<i>Аналітика, q, кН/м</i>	10	10	-
	<i>Моделювання, p, кН/м²</i>	3,18	3,18	-
<i>Деформація у середині прольоту, S, м</i>	<i>Аналітика</i>	-0,232	-0,278	-
	<i>Рунге-Кутта</i>	-0,210	-0,240	-
	<i>Моделювання</i>	-0,186	-0,258	-
<i>Напруження у середині прольоту, $\sigma_{диф}$, МПа</i>	<i>Аналітика</i>	143,8	132,5	-
	<i>Рунге-Кутта</i>	108,9	112,8	-
	<i>Моделювання</i>	89,1	101,5	-
<i>Деформація на гран. карстової воронки S, м</i>	<i>Аналітика</i>	-0,032	-0,006	-
	<i>Рунге-Кутта</i>	+0,004	+0,004	-
	<i>Моделювання</i>	-0,02	-0,06	-
<i>Макс. напруження на гран. ґрунту і воронки, $\sigma_{диф}$, МПа</i>	<i>Аналітика</i>	-140,7	-129,6	-
	<i>Рунге-Кутта</i>	-123,5	-117,5	-
	<i>Моделювання</i>	-111,8	-116,3	-

Моделювання трубопроводу у зоні карстової воронки, описаної у [50], виконане також з використанням МСЕ у програмному комплексі Ansys. Висота масиву ґрунту – 10 м, довжина ділянки з ґрунтом – 34 м, довжина вільного провисання трубопроводу – 32 м. Розглядається однорідний масив ґрунту, який задається лінійною моделлю. Усі геометричні дані, фізико-механічні властивості матеріалів та величини навантажень відповідають умовам задачі про трубопровід у зоні карстової воронки. Особливості розрахункової схеми наведені на *рис. 3.15, а*. На *рис. 3.15, b, c* наведені результати моделювання для варіанту найслабшого ґрунту ($E_s = 2$ МПа).

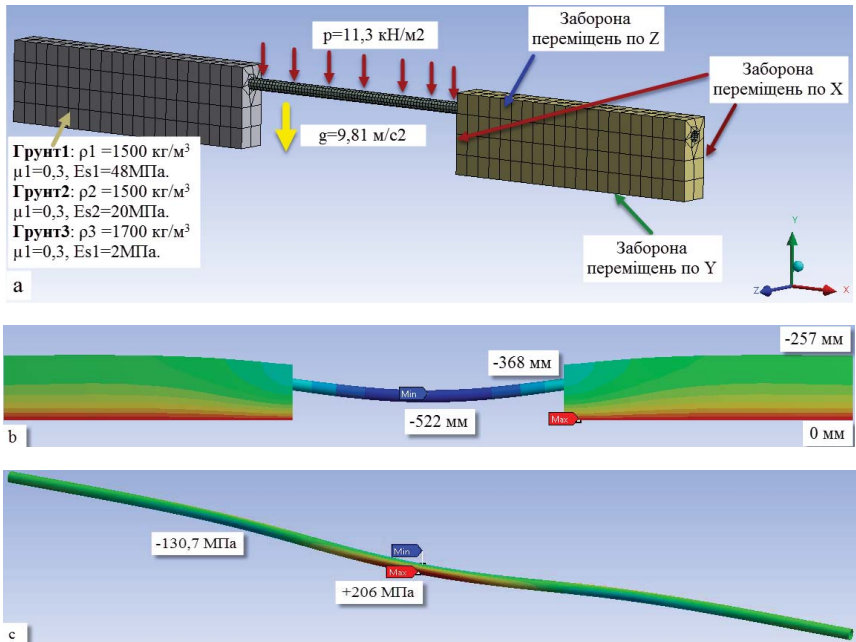


Рис. 3.15. Визначення напружень та осідань трубопроводу над карстовою воронкою довжиною $l = 32$ м:

а – розрахункова схема; б – осідання; с – поздовжні напруження

Судячи з результатів *табл. 3.3*, напруження від деформацій трубопроводу у ґрунтах з особливими властивостями можна порівняти з кільцевими напруженнями від робочого тиску, тобто вони суттєво впливають на міцність ЛЧМТ. Отримані напруження та деформації можна розглядати як певний орієнтир та граничний випадок задачі про нерівномірні осідання основи трубопроводу.

Аналіз отриманих результатів (*табл. 3.3*) показує, що за екстремумами та характером розподілу напружень усі три методи якісно збігаються. Стосовно кількісного аналізу, результати аналітичного розрахунку можна прийняти за еталонні, оскільки виведені у роботі [50] аналітичні залежності найточніше описують поведінку трубопроводу завдяки «склеюванню» диференційних рівнянь на ділянках з різними ґрунтовими умовами. Чисельний розв'язок за методом Рунге-Кутта дає відносну похибку, що не перевищує 10 % для максимальних величин напружень та деформацій (*рис. 3.16*), крім того, похибка у більшу сторону забезпечує запас міцності трубопроводу.

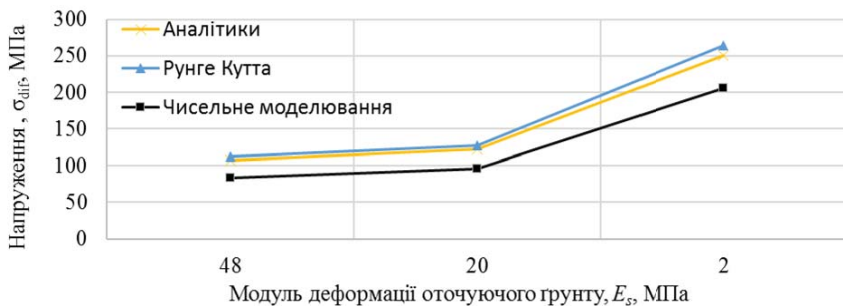


Рис. 3.16. Порівняння результатів моделювання НДС ЛЧМТ

(зона карстової воронки довжиною 32 м, напруження у середині прольоту)

Слід зазначити, що на відміну від аналітичного розв'язку, метод Рунге-Кутта, з урахуванням наявності сучасної обчислювальної техніки, реалізується значно простіше, тому переваги його використання очевидні. Основна область

використання даного методу у розробленій постановці – це оцінка деформації та напружень трубопроводу під дією зовнішніх навантажень. Ділянки на межі ґрунту та карстової воронки (напруження та деформації наведені у *табл. 3.3*) є максимально показовими, порівняно з результатами, отриманими чисельним моделюванням. Даний метод необхідний для подальшої верифікації моделювання, хоча він має певні недоліки.

Помітна різниця у результатах, отриманих при моделюванні та аналітичним методом, особливо у приграничних ділянках, є наслідком відмінностей розрахункових моделей. В аналітичному розв'язку ґрунт у першу чергу створює реакцію від тиску труби, а при моделюванні (у результаті дії сили тяжіння) ґрунт частково деформується від власної ваги, але при цьому також створює реакцію тиску трубопроводу. Таким чином, кожний метод має область доцільного використання, обумовлену характером деформацій просідання. Зокрема, де деформації ґрунту викликають деформації труби, моделювання виявляється більш коректним.

3.3.3. Особливості створення розрахункових моделей згідно МСЕ та методу Рунге-Кутта. Оскільки під час просідання ґрунт зменшується в об'ємі під власною вагою без додаткових навантажень, він не може створювати адекватного опору деформаціям труби, яка додатково завантажена ґрунтом засипки. Отже, при чисельному розв'язку диференційного рівняння зігнутої осі трубопроводу доцільно задавати коефіцієнт пружної реакції основи під трубою рівним нулю. Це зауваження перш за все відноситься до випадків, коли просадочні деформації перевищують деформації труби під навантаженням, визначені за диференційним рівнянням. Такі ситуації характерні для точкових джерел замочування з ділянкою замокання ґрунту близько десяти діаметрів трубопроводу, де власна жорсткість труби має значний вплив на її деформації.

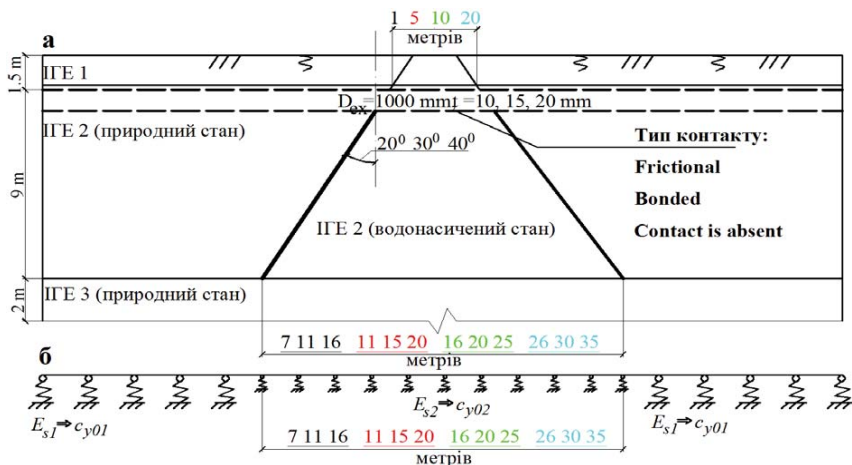


Рис. 3.17. Розрахункові схеми для моделювання трубопроводу на ділянці локального замочування просадочного ґрунту:
а – моделювання МСЕ, б – чисельне інтегрування методом Рунге-Кутта

Просадочні явища повністю проявляються, коли розміри замоченої зони у плані наближаються до величини просадочної товщі H_{st} . Тому розглянемо випадок з характерними розмірами ділянками замочування (рис. 3.17, а). При створенні моделі для МСЕ прийняті наступні передумови: фізико-механічні властивості ґрунтів згідно табл. 3.1, масив знаходиться під дією сили тяжіння, тобто деформації відбуваються лише під дією власної ваги елементів (рис. 3.18). Ґрунт моделюється лінійними моделями з використанням модулів деформації у природному та водонасиченому станах. Моделювання проводиться у два етапи. На першому етапі всі характеристики задаються в природному стані та розглядаються рівномірні осідання (моделювання процесів самоущільнення ґрунту, які відбувалися у процесі формування осадочних порід, рис. 3.18, б). На другому етапі, за допомогою стороннього ітератора ділянка ІГЕ-2 у середині масиву переводиться у водонасичений стан – просадочні явища, нерівномірні деформації трубопроводу (рис. 3.18, в). Результати моделювання зведені до табл. 3.4.

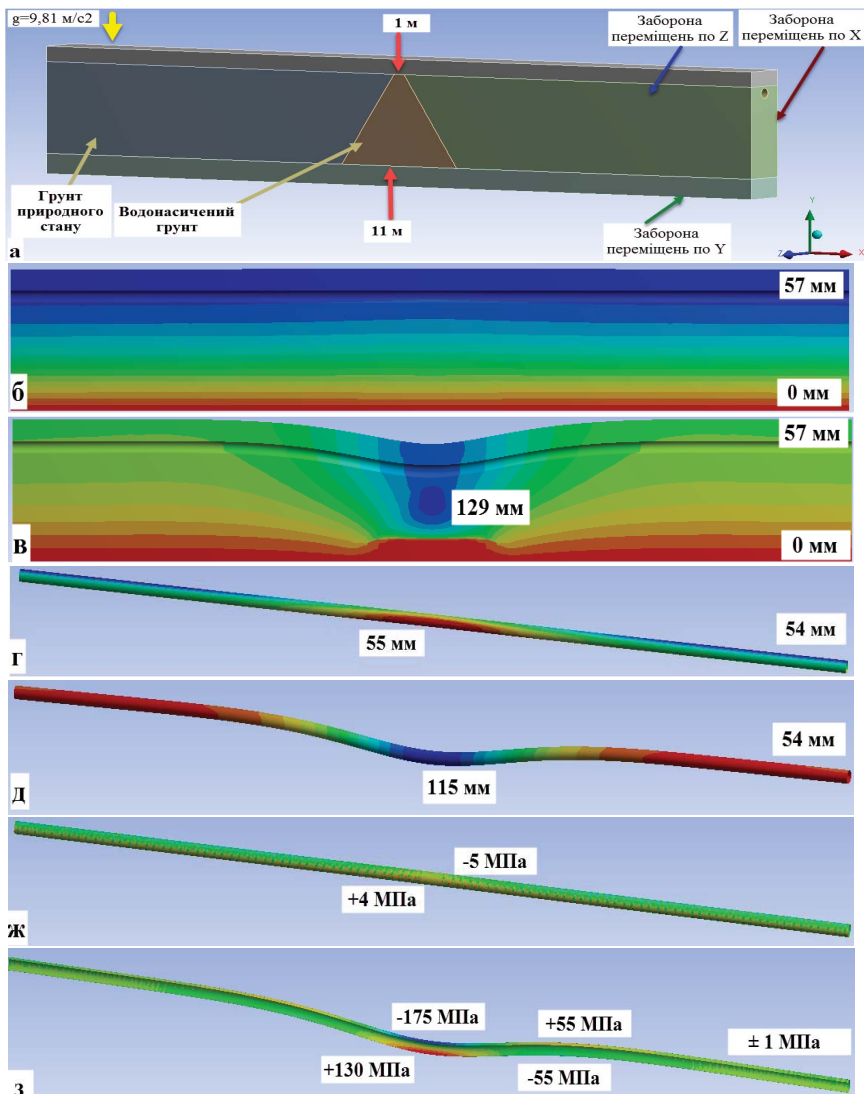


Рис. 3.18. Моделювання системи «ЛЧМТ – ґрунтова основа» методом МСЕ у програмному комплексі Ansys (контакт Bonded)
 а – розрахункова схема; б – рівномірні осідання на першому кроці розрахунку; в – нерівномірні просідання на другому кроці розрахунку;
 г, д – деформації трубопроводу на першому та другому кроці;
 ж, з – відповідні поздовжні напруження у трубопроводі

Відображення просадочних явищ системи «ЛЧМТ – просадочна основа» моделлю балки на пружній основі має певні особливості. По-перше, ґрунт деформується під власною вагою, отже на коротких ділянках, де деформації труби з ґрунтом засипки не перевищують величину просідання, він не створює опору деформації, тому в розрахунках коефіцієнт відпору пружної основи $c_{y02} = 0$. Для довгих ділянок, більше десяти діаметрів трубопроводу, виконується порівняння, коли коефіцієнт пружної основи є функцією модуля деформації ґрунту у водонасиченому стані $c_{y02} = f(E_s^{sat})$.

По-перше, довжина ділянки ґрунту у водонасиченому стані, де ґрунт не створює відпору, задається відповідно до ширини ділянки замочування по низу, згідно моделювання МСЕ, тобто для нашого випадку – 11 м (рис. 3.18, а). По-друге, важливе зауваження зроблено в експериментальній роботі [58]: оскільки ґрунт деформується, а жорстка труба перешкоджає даним переміщенням, на трубу починає діяти частина ґрунту поза межами її діаметру. Граничне значення вертикального навантаження на трубопровід від дії засипки, крім діаметра трубопроводу, визначається розмірами траншеї та фізико-механічними характеристиками ґрунту. Описана залежність чітко виражена у глинистих ґрунтах.

Залежність погонного навантаження від ваги засипки q_s на трубопровід була отримана при дослідженні аналогічної задачі «трубопровід у зоні шахтних виробок» [57]:

$$q_s = \gamma \cdot H \cdot \frac{B + D_{ex}}{2}, \quad (3.4)$$

де γ – питома вага ґрунту у природному ПГЕ-1; H – висота зворотної засипки над трубою; B – ширина траншеї, яка має становити $1,5 \cdot D_{ex}$.

Розглядається ділянка на границі утворення мульди осідання, у зоні так званого уступу, де під трубою утворюється порожнина, а зверху на неї діє ґрунт засипки, у результаті чого труба

поступово приймає геометрію уступу [57, 58]. У розрахунках використовується питома вага ґрунту у природному стані, оскільки при точковому замочуванні ґрунт над трубою у повній мірі не замокає. Для наведених вище вихідних даних маємо

$$q_s = 15 \cdot 1,7 \cdot \frac{1,00 \cdot 1,5 + 1,00}{2} = 31,1 \text{ кН / м.}$$

Для визначення загального навантаження q_{tot} слід додати власну вагу трубопроводу g_{pipe} та продукту g_{prod} , що транспортується (3.8). Для трубопроводу з товщиною стінки $t = 10$ мм діаметром $D_{ex} = 1000$ м одержуємо:

$$q_{tot} = q_s + g_{pipe} + g_{prod} = 31,1 + 2,5 + 0,4 = 33 \text{ кН / м.} \quad (3.5)$$

Деформації та напруження трубопроводу, отримані у результаті чисельного інтегрування методом Рунге-Кутта, наведено на *рис. 3.19*.

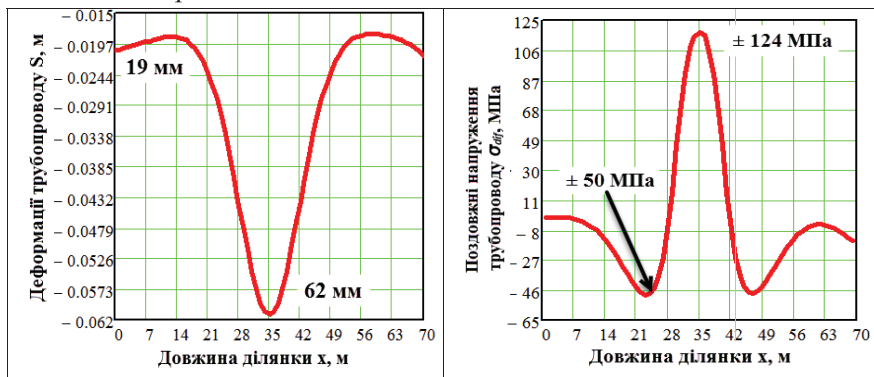


Рис. 3.19. Деформації та поздовжні напруження трубопроводу на ділянці локального замочування лесової основи ($D_{ex} = 1000$ мм, $t = 10$ мм, $B_w = 1 - 11$ м)

Крім того, необхідно враховувати характер замочування та при зміні точкового джерела на площадкове доцільно удосконалити розрахункові схеми МСЕ та чисельного інтегрування з метою урахування замокання ПГЕ-1 і відповідно – зміну його щільності: $\rho = 1500$ кг/м³, $\rho_{sat} = 1840$ кг/м³. Таким чином, розрахункова схема для МСЕ набуде вигляду *рис. 3.20, а*.

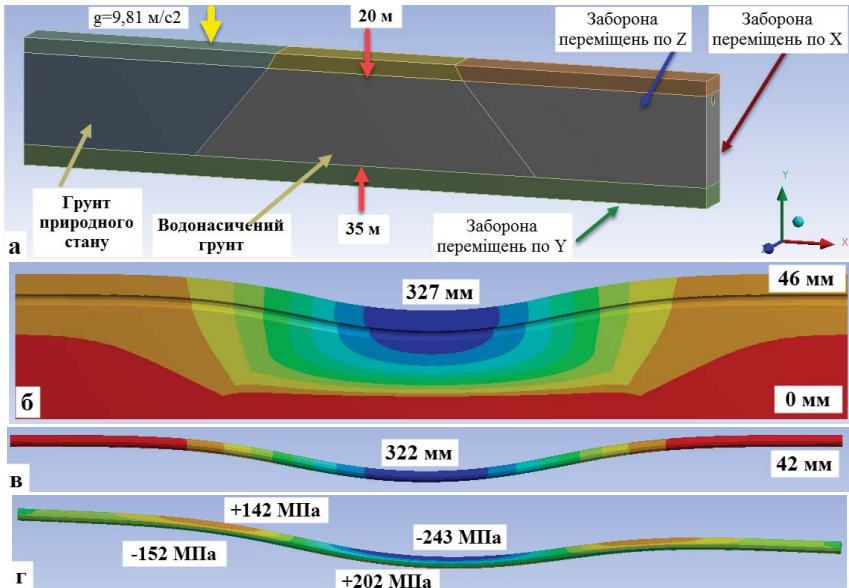


Рис. 3.20. Моделювання площадкового замочування:

а – розрахункова схема; б – просідання ґрунту; в – нерівномірні деформації трубопроводу; г – поздовжні напруження у трубопроводі

Остаточний вигляд вхідного рівняння з межами функції $c_{y0}(x)$ та $q_{tot}(x)$ для розрахункової схеми рис. 3.20, а ($D_{ex} = 1000$ мм, $t = 10$ мм, $B_w = 20 - 35$ м):

$$u^{IV}(x) + \frac{k(x) \cdot D_{ex}}{E_{pipe} I_{pipe}} \cdot u(x) = \frac{q_{tot}(x)}{E_{pipe} I_{pipe}}, \quad (3.6)$$

$$L_k = \begin{pmatrix} 0 - 17,5 \text{ м} - 1616 \text{ кН} / \text{м}^2 \\ 17,5 - 52,5 \text{ м} - 0 (270) \text{ кН} / \text{м}^2 \\ 52,5 - 70 \text{ м} - 1616 \text{ кН} / \text{м}^2 \end{pmatrix}, L_q = \begin{pmatrix} 0 - 25 \text{ м} - 33 \text{ кН} / \text{м} \\ 25 - 45 \text{ м} - 42 \text{ кН} / \text{м} \\ 45 - 70 \text{ м} - 33 \text{ кН} / \text{м} \end{pmatrix}$$

де L_k – ділянки зміни коефіцієнта пружної основи для схеми рис. 3.20, а; L_q – ділянки зміни погонного навантаження на трубопровід у результаті водонасичення ґрунту.

Для обґрунтування універсальної розрахункової схеми були розраховані 108 прикладів МСЕ в Ansys та 72 приклади за методом Рунге-Кутта. Результати розрахунків наведені у табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Деформації та поздовжні напруження трубопроводу при просіданні

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Розв'язок Рунге-Кутта	
			Bonded	Frictional	Contact is absent	$c_{y02} = 0$	$c_{y02} = f(E^s_s)$
Точкове джерело 1-7 м для МСЕ 7 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 33$ кН/м, $q_{tot} = 34$ кН/м $q_{tot} = 35$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	39	41	39	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	32	33	32	20	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+73 -105	+63 -97	+67 -104	± 73	-
	15	S_{slg} , мм	38	40	38	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	30	30	30	19	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+64 -86	+55 -78	+55 -85	± 45	-
	20	S_{slg} , мм	37	40	38	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	29	29	29	17	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+57 -74	+48 -67	+53 -73	± 57	-
Точкове джерело 1-11 м для МСЕ 11 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 33$ кН/м, $q_{tot} = 34$ кН/м $q_{tot} = 35$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	72	75	71	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	61	61	61	43	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+130 -175	+112 -160	+118 -182	± 124	-
	15	S_{slg} , мм	67	73	68	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	57	56	57	38	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+113 -142	+97 -131	+103 -147	± 90	-
	20	S_{slg} , мм	65	71	67	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	54	54	54	33	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+101 -123	+85 -113	+93 -126	± 80	-
Точкове джерело 1-16 м для МСЕ 16 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 33$ кН/м, $q_{tot} = 34$ кН/м $q_{tot} = 35$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	105	110	107	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	96	96	95	91	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+184 -240	+161 -225	+170 -237	± 190	-
	15	S_{slg} , мм	101	105	102	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	91	90	90	85	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+161 -199	+141 -184	+149 -196	± 140	-
	20	S_{slg} , мм	98	103	99	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	87	86	87	80	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+144 -174	+126 -160	+135 -170	± 115	-

Продовження таблиці 3.4

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Розв'язок Рунге-Кутта	
			Bonded	Fric tional	Contact is bsent	$c_{y02} = 0$	$c_{y02} = f(E^*, \nu)$
Площадкове джерело 5-11 м для МСЕ 11 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	96	113	129	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	79	75	66	50	32
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+195 -255	+143 - 204	+116 - 158	± 136	± 90
	15	S_{slg} , мм	92	109	127	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	72	67	62	43	31
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+162 -202	+124 - 162	+101 -130	± 102	± 75
	20	S_{slg} , мм	89	107	126	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	67	63	57	38	28
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+139 -171	+108 -136	+91 -114	± 83	± 60
Площадкове джерело 5-16 м для МСЕ 16 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	122	138	106	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	107	104	93	100	53
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+230 -297	+180 -279	+150 -200	± 210	± 110
	15	S_{slg} , мм	117	132	156	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	99	95	87	83	38
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+192 -239	+158 -224	+131 -167	± 155	± 87
	20	S_{slg} , мм	113	129	152	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	94	88	83	73	46
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+169 -204	+139 -185	+119 -147	± 128	± 76
Площадкове джерело 5-20 м для МСЕ 20 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	160	173	192	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	148	143	133	159	68
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+257 -331	+217 -305	+187 -246	± 276	± 115
	15	S_{slg} , мм	152	167	188	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	138	132	125	130	65
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+220 -272	+190 -241	+165 -208	± 205	± 95
	20	S_{slg} , мм	147	164	185	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	130	125	119	116	60
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+195 -236	+168 -206	+151 -183	± 169	± 82

Продовження таблиці 3.4

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Розв'язок Рунге-Кутта	
			Bonded	Frictional	Contact is absent	$c_{y02} = 0$	$c_{y02} = f(E^s_y)$
Площадкове джерело 10-16 м для МСЕ 16 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м, $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	155	176	232	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	143	130	88	106	59
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+307 -364	+254 -308	+106 -141	± 225	± 120
	15	S_{slg} , мм	153	167	230	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	131	115	82	88	52
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+253 -295	+207 -243	94 -117	± 167	± 98
	20	S_{slg} , мм	141	156	230	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	123	109	78	78	46
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+218 -252	+177 -266	+86 -103	± 140	± 82
Площадкове джерело 10-20 м для МСЕ 20 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м, $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	183	199	251	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	173	161	119	175	77
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+310 -371	+265 -329	+131 -174	± 295	± 130
	15	S_{slg} , мм	175	194	249	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	160	146	112	142	70
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+262 -306	+218 -260	+117 -146	± 217	± 105
	20	S_{slg} , мм	166	188	247	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	152	138	107	126	64
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+229 -265	+190 -222	+107 -130	± 180	± 90
Площадкове джерело 10-25 м для МСЕ 25 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м, $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	215	225	272	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	208	198	161	295	94
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+295 -356	+262 -328	+155 -207	± 380	± 120
	15	S_{slg} , мм	205	222	258	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	195	182	152	230	90
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+256 -301	+219 -263	+140 -176	± 293	± 107
	20	S_{slg} , мм	198	215	276	-	-
		S_{st}^{pipe} , мм	186	174	145	200	83
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+228 -265	+196 -228	+128 -156	± 234	± 93

Продовження таблиці 3.4

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Розв'язок Рунге-Кутта	
			Bonded	Frictional	Contact is absent	$C_{y02} = 0$	$C_{y02} = f(E^s_s)$
Площадкове джерело 20-26 м для МСЕ 26 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	254	257	306	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	242	239	122	359	110
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+283 -320	+270 -311	+106 -98	± 440	± 130
	15	S_{slg} , мм	246	249	296	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	240	223	117	292	114
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+256 -287	+236 -267	+89 -86	± 305	± 110
	20	S_{slg} , мм	238	243	296	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	230	215	109	242	95
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+233 -261	+213 -241	+77 -78	± 265	± 97
Площадкове джерело 20-30 м для МСЕ 30 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	267	271	301	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	267	243	160	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+248 -288	+238 -278	+122 -120	-	-
	15	S_{slg} , мм	260	264	300	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	245	240	151	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+230 -262	+212 -246	+103 -104	-	-
	20	S_{slg} , мм	254	260	300	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	238	232	149	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+213 -242	+193 -223	+90 -95	-	-
Площадкове джерело 20-35 м для МСЕ 35 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження) $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	281	286	304	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	281	271	208	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+202 -243	+191 -235	+131 -138	-	-
	15	S_{slg} , мм	277	280	306	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	279	261	199	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+192 -227	+180 -214	+114 -122	-	-
	20	S_{slg} , мм	280	278	306	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	268	255	191	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+182 -212	+180 -198	+102 -112	-	-

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Розв'язок Рунге-Кутта	
			Bonded	Frictional	Contact is absent	$c_{y02} = 0$	$c_{y02} = f(E_s)$
Площадкове джерело 50-65 м для МСЕ 65 м для Рунге-Кутта (погонне навантаження $q_{tot} = 42$ кН/м, $q_{tot} = 43$ кН/м, $q_{tot} = 44$ кН/м)	10	S_{slg} , мм	285	285	290	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	284	421	422	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+169 -195	+142 -147	+155 -143	-	-
	15	S_{slg} , мм	285	285	285	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	285	411	417	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+138 -166	+126 -133	+137 -135	-	-
	20	S_{slg} , мм	292	285	285	-	-
		S_{sl}^{pipe} , мм	288	296	411	-	-
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+129 -145	+121 -121	+128 -127	-	-

3.3.4. Аналіз результатів порівняльних розрахунків. При розгляді даних *табл. 3.4* можна зробити наступні висновки [47]. Комплекс Ansys достатньо коректно моделює частковий прояв просадочних явищ, коли ширина замочуваної зони менша її висоти. Величина S_{slg} поступово наближається до максимального значення $S_{slg} = 284$ мм, отриманого для джерела замочування шириною $B_w = 50 - 65$ м (*рис. 3.21*).

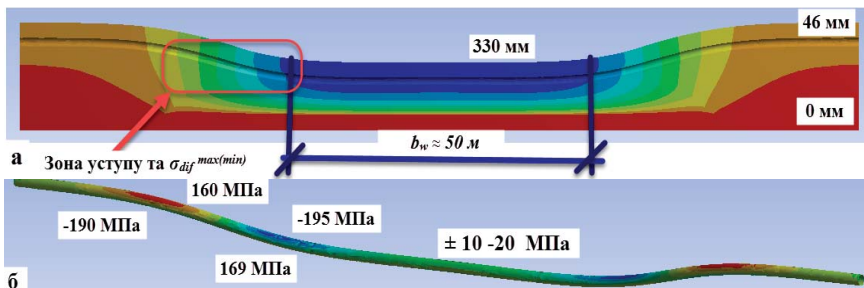


Рис. 3.21. Просідання у зоні замочування $B_w = 50 - 65$ м:
а – деформації основи; б – напруження у стінках трубопроводу

Відомо, що максимальні деформації починають проявлятися при досягненні шириною замоченої зони її висоти; для даної схеми це близько 10 м. Коли труба відсутня і розглядається лише масив ґрунту, при ширині зони замочування 10 м величина просідання досягає 267 мм, що складає 94 % від максимального. При наявності трубопроводу ($D_{ex} = 1000$ мм), величина просідання значно зменшується: так, для ширини ділянки замочування 10 м величина просідання складає 210 мм, або 74 % від максимального. Це свідчить про те, що жорсткість трубопроводу суттєво знижує величину просідання (рис. 3.22). Даний ефект характерний для точкових джерел замочування та площадкових малої ширини $B_w \leq (1...2) H_{sl}$ ($10 D_{ex}$), адже при зростанні $B_w > 2 H_{sl}$ ($20 D_{ex}$) ефект впливу трубопроводу зникає. Товщина стінки трубопроводу впливає на величину просідання у межах 1...2 %.

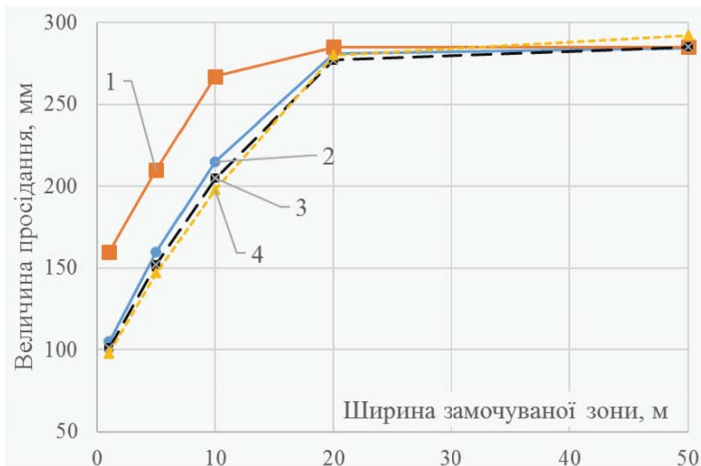


Рис. 3.22. Збільшення величини просідання при збільшенні зони замочування:

1 – масив ґрунту без трубопроводу; 2 – 4 – контакт ґрунту з трубопроводом (Bonded) для товщини стінок відповідно 10 мм, 15 мм та 20 мм

Оскільки при застосуванні типу контакту Bonded локально зменшуються величини просідання ґрунту, можна вважати, що при даному типі контакту коректно враховується жорсткість трубопроводу. Це підтверджує гіпотезу про еквівалентність між просіданнями ґрунту основи та деформаціями трубопроводу.

При точкових джерелах замочування величина нерівномірних деформацій трубопроводу коливається у межах $S_{st}^{pipe} = 1 \dots 2 \%$ для різних типів контакту, при цьому напруження у трубопроводі більш коректні для типу контакту Bonded. Значна різниця між значеннями $\sigma_{dif}^{\max(\min)}$ пояснюється більш точним визначенням геометрії труби, зони замочування та розповсюдження вологи з глибиною, при використанні МСЕ порівняно з балкою на пружній основі. Максимальні напруження у трубопроводі $\sigma_{dif}^{\max(\min)} = +194(-240)$ МПа при точковому замочуванні зафіксовано для максимальних значень кута розповсюдження води у сторони від замочуваної площі. Таким чином, у розрахунках слід використовувати граничні значення кутів $\beta = 40^\circ$ для супісків (лесів) та $\beta = 55^\circ$ для суглинків.

При точкових джерелах замочування ґрунт не створює опору деформаціям труби, завантаженої ґрунтом, отже у рівнянні зігнутої осі трубопроводу на пружній основі, на ділянці локального замочування коефіцієнт пружної основи слід задавати рівним нулю $c_{y02} = 0$ кНм. Дане припущення дає найбільшу збіжність результатів розрахунку за моделями МСЕ та чисельного інтегрування.

Збільшення товщини стінки трубопроводу майже не впливає на розрахунок величини просідання ґрунту S_{slg} , але суттєво впливає на величину нерівномірного осідання трубопроводу S_{st}^{pipe} та відповідних поздовжніх напружень $\sigma_{dif}^{\max(\min)}$.

При збільшенні ділянки замочування $B_w > (3 \dots 4) H_{sl}$ ($30 \dots 40 D_{ex}$), коли S_{slg} досягає максимальних деформацій і утворюється горизонтальна ділянка деформації b_w , відбувається

перерозподіл напружень. Максимальні значення напружень, характерні для зони «уступу» на межі між ділянками водонасиченого та ґрунту природного стану (рис. 3.21), дорівнюють $\sigma_{dif}^{\max(\min)} = +169(-195)$ МПа, у середині замоченого масиву напруження прямують до нуля. Подальші збільшення зони замочування не впливають на величини напружень у трубопроводі.

Для ділянок замочування довжиною $B_w > 20 \dots 26$ м застосування чисельного розв'язку методом Рунге-Кутта не дає задовільних результатів, оскільки використання у моделі коефіцієнта жорсткості основи $c_{y02} = 0$ кНм приводить до розрахункових величин деформацій труби 359 мм, хоча максимально можливі деформації ґрунту для даного ІГЕ розрізу дорівнюють $S_{slg} \approx 285$ мм. Використання $c_{y02} = f(E^{sat}_s)$, навпаки, значно зменшує розрахункові деформації та відповідні напруження у трубопроводі. Таким чином, при визначенні опору деформаціям трубопроводу слід враховувати лише певну частину модуля деформації ґрунту у водонасиченому стані E^{sat}_s . Але дана постановка задачі потребує суттєвого ускладнення алгоритму – застосування ітераційного підходу з визначенням коректного коефіцієнта жорсткості основи на кожному кроці ітерації – тому можна вважати її використання суттєво обмеженим зонами деформації $B_w \approx (10 \dots 15) D_{ex}$, на відміну від чисельного моделювання МСЕ.

Найбільші напруження у трубопроводі виникають, коли деформації просідання прямують до максимальних величин, а ділянка замочування знаходиться у межах $B_w \approx (5 \dots 15) D_{ex}$, оскільки виникає максимальна кривизна трубопроводу. Для розглянутої у моделюванні геометрії максимальні напруження виникли для випадку $B_w \approx 20 \dots 30$ м і становлять $\sigma_{dif}^{\max(\min)} = +310 (-371)$ МПа.

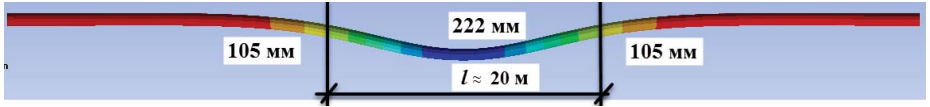


Рис. 3.23. Схема для визначення напружень від нерівномірних деформацій осі трубопроводу

Можна достатньо просто провести експрес-оцінку величин напружень у трубопроводі (рис. 3.23). Кривизна трубопроводу від деформацій основи трубопроводу:

$$k = \frac{8 \cdot H}{L^2 + 4 \cdot H^2} = \frac{8 \cdot (0,222 - 0,105)}{24^2 + 4 \cdot (0,222 - 0,105)^2} = 2,34 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1},$$

де H – зміна позначки розташування трубопроводу (величина нерівномірних деформацій основи); L – довжина хвилі трубопроводу з однаковою кривизною.

Поздовжні напруження від нерівномірних деформацій трубопроводу

$$\sigma_{dif}^{\max(\min)} = \frac{k \cdot D_{ex} \cdot E_{pipe}}{2} = \frac{2,34 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 2,1 \cdot 10^5}{2} = 246 \text{ МПа},$$

де k – кривизна трубопроводу; D_{ex} – зовнішній діаметр трубопроводу; E_{pipe} – модуль пружності сталі.

Звичайно, що розрахунок в Ansys є значно точнішим, а перевірка кривизни може слугувати лише методом виявлення грубих помилок розрахунку.

3.4. РЕЗЮМЕ

1. На ділянках із особливими ґрунтовими умовами кількість дослідницьких гірничих виробок необхідно збільшувати, порівняно зі стандартними ІГЕ умовами. Зокрема, для ділянок лесових просадочних ґрунтів пропонується проводити відбір зразків через кожні 50 м, при цьому необхідно визначити висоту

просадочної товщі, фізико-механічні властивості усіх елементів, отримати величини відносної просадності у межах тиску власної ваги ґрунту, встановити потенціальні джерела замочування, розрахувати величину просідання ґрунту. Слід провести польові замочування ґрунту з площадкових джерел, для максимально точного визначення просадки від власної ваги ґрунту.

2. Аналіз результатів поетапного моделювання системи «основа – лінійна частина трубопроводу» у лесових просадочних ґрунтах доводить, що при навантаженні лише від власної ваги ґрунту лінійна модель ґрунту та модель з параметром міцності Мора-Кулона дають однакові осідання, незважаючи на природний чи водонасичений стан і характеристики ґрунту. Крім того, до певної величини додаткового навантаження, залежного від фізико-механічних властивостей ґрунту основи, осідання в природному та водонасиченому стані відбуваються лінійно, і лише з певного кроку навантаження спостерігається нелінійна поведінка масиву.

3. Величини просідання для інженерно-геологічних умов, які розглядалися, за обома моделями склали $\Delta S = 284$ мм. Величина просідання, визначене за інженерною методикою $S_{slg} = 266$ мм, згідно порівняння результатів моделювання та інженерного розрахунку, навіть для просадочної товщі у 10 м з достатньо слабким ґрунтом, відносна різниця склала усього 4,8 % у більшу сторону, що йде в запас розрахунку. Це доводить коректність результатів моделювання з використанням лінійної моделі деформації лесового ґрунту, по відношенню до моделювання просадочних явищ від власної ваги ґрунту.

4. Чисельний розв'язок аналітичного рівняння балки на пружній основі методом Рунге-Кутта має специфічну область використання. Його застосування для описання трубопроводу у зоні карстового провалля дає відносну похибку до 10 % в запас

міцності порівняно з даними [9944] для максимальних величин напружень та деформацій. Але при моделюванні просадочних явищ цей метод дає значні коливання результатів. Отже, виявлена головна відмінність: при просадочних процесах зменшення об'єму ґрунту внаслідок замокання призводить до деформації труби, і навпаки, у карстових зонах вага труби та ґрунту засипки призводить до осідання ґрунту.

5. Запропонований підхід моделювання МСЕ якісно відображає причинно-наслідковий зв'язок деформації ґрунту і, відповідно, напруження у трубопроводі. Розрахункова схема дозволяє коректно врахувати частковий прояв просадочних явищ, коли ширина замочуваної зони менша за її висоту. На відносно коротких ділянках замочування $B_w < (1 \dots 1,5) H_{sl}$ ($10 D_{ex}$) жорсткість трубопроводу суттєво впливає на величину просадки ґрунту; за відсутності труби для ділянки замочування 10 м – величина просідання досягає 267 мм, тобто 94% від максимального. При наявності трубопроводу ($D_{ex} = 1000$ мм), величина просідання становить 210 мм, тобто 74 % від максимального. Це свідчить про те, що жорсткість трубопроводу суттєво знижує величини просідання. Даний ефект характерний для точкових джерел замочування та площадкових малої ширини.

6. Тип контакту Bonded пропонується для наступних досліджень, оскільки при його використанні локально зменшуються величини просідання ґрунту, отже при даному типі контакту коректно враховується жорсткість трубопроводу. Це підтверджує гіпотезу про еквівалентність між просіданнями ґрунту основи та деформаціями трубопроводу.

7. Максимальні напруження у трубопроводі виникають, коли деформації просідання прямують до максимальних величин, а ділянка замочування незначно перевищує висоту просадочної товщі $B_w \approx (1,5 \dots 2) H_{sl}$ ($15 \dots 20 D_{ex}$), оскільки при цьому виникає максимальна кривизна трубопроводу. Для розглянутої у

моделюванні геометрії максимальні напруження виникли для випадку довжини замоченої зони по верху та по низу відповідно $B_w \approx 20 - 30$ м і становлять $\sigma_{dif}^{max(min)} = +310(-371)$ МПа.

Література до 1 частини

1. Алферов, В. Н. Структурное состояние труб и металлоконструкций объектов нефтегазовой промышленности / В. Н. Алферов, Б. К. Будузуляк, А. Н. Казаченко // Газовая промышленность. – 2001. – №7.
2. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева // Науч. Журнал Безопасность Труда в Промышленности. 2010. – №7. – М.: ЗАО НТЦ ПБ. – С. 16 – 22.
3. Анучкин М. П. Трубы для магистральных трубопроводов. / М. П. Анучкин, В. Н. Горицкий, Б. И. Мирошниченко. – М: Недра, 1988.
4. Арабей А. Б. Трубы для газовой промышленности / А. Б. Арабей // Нефтегазовая вертикаль. – 2001. – №17.
5. Бабин, Л. А. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. / Л. А. Бабин, Л. И. Быков, В. Я. Волохов. – М.: Недра, 1979. – 176 с.
6. Баженов В.А. Будівельна механіка. Комп'ютерні технології / В.А. Баженов, А.В. Перельмутер, О.В. Шишов: Підручник – К.: Каравелла, 2009. – 696 с.
7. Большая энциклопедия нефти и газа. – <http://www.ngpedia.ru>
8. Бородавкин, П. П. Прочность магистральных трубопроводов / П. П. Бородавкин, А. М. Синюков. – М.: Недра, 1984. – 245 с.
9. Бородавкин П. П. Трубопроводы в сложных условиях / П. П. Бородавкин, В. Я. Таран. – СПб.: Недра, 1986. – 346 с.
10. ВБН. В.2.3-00013741-09:2009. Магістральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Очищення порожнини та випробування. – К., 2009.
11. Винников П.Ю. Надійність лінійної частини підземного магістрального трубопроводу на випадково-неоднорідній основі: автореф. ех.. На здобуття ступеня ех. . ех.. Наук: 05.23.01 // П.Ю. Винников – Полтава: ПолНТУ, 2017. – 24 с.
12. Винников Ю.Л. Дослідження механічних характеристик ущільнених матеріалів ґрунтових подушок як випадкових величин / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко // Вісник Дніпропетровського

- національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна. – Вип. 32. – Д.: Вид-во Дніпропетр. Нац. Ун-ту залізн. Трансп. Ім. акад. В. Лазаряна, 2010. – С. 26 – 30.
13. Владимиров, В. И. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов / В. И. Владимиров, В. Я. Каршенбаум. – М.: Нац. Институт нефти и газа, 2009. – 696 с.
 14. ВСН 007-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. – М.: Миннефтегазстрой, 1989. – 27 с.
 15. Гольдштейн М.Н. Механические свойства грунтов / М.Н. Гольдштейн. – М.: Стройиздат. – Т.І. – 1971. – 368 с.; Т.ІІ. – 1973. – 375 с.; Т.ІІІ. – 1979. – 304 с.
 16. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів, В.Б. Михалків, О.С. Тараєвський, Д.Ф. Тимків. – Івано-Франківськ, 2012. – 512 с.
 17. Грудз Я. В. Енергоефективність газотранспортних систем / Я. В. Грудз. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 208 с.
 18. ДБН В.1.2-2:2006. Навантаження і впливи / Мінбуд України. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2006. – 75 с.
 19. ДБН А.2.-1-2008. Інженерні вишукування для будівництва. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2008. – 74 с.
 20. ДБН В.2.1-10-2009. Основи та фундаменти будівель і споруд. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 107 с.
 21. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа / С.В. Дейнеко. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.
 22. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник / Я.В. Дорошенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 563 с.
 23. Жук В.В. Взаємодія елементів системи «будівля – фундамент – ґрунтова основа» в умовах нерівномірних деформацій ґрунтів / В.В. Жук, М.В. Корнієнко // Основи і фундаменти: Міжвідомчий науково-технічний збірник. – К.: КНУБА. – 2011. – Вип. 32 – С. 36 – 45.
 24. Зима О.С. Надійність сталевих конструкцій магістрального трубопроводу: автореф. дис. на здобуття ступеня канд. тех. наук: 05.23.01 // О.С. Зима – Полтава: ПолтНТУ, 2014. – 22 с.
 25. Иванцов, О. М. Трубы для магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов. – К.: КНИЦ «Нефтегазстройинфо», 1991.
 26. Иванцов О. М. Трубы нового поколения / О. М. Иванцов, Н. А. Богатов // Газовая промышленность. – 2002. – №1. – С. 15 – 20.

27. Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / О.М. Иванцов, И.И. Мазур. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
28. Інженерна геологія. Механіка ґрунтів, основи та фундаменти: Підручник / М.Л. Зоценко, В.І. Коваленко, А.В. Яковлев, О.О. Петраков, В.Б. Швець, О.В. Школа, С.В. Біда, Ю.Л. Винников. – Полтава: ПНТУ, 2004. – 568 с.
29. Использование категоризации напряжений и деформационных критериев при оценке прочности магистральных трубопроводов / И. В. Орыняк, А. В. Богдан, М. В. Бородий, В. В. Розгонюк, С. Ф. Билык // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2007. – №4. – С. 12 – 23.
30. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, А. Г. Зубаиров, М. Г. Векштейн, Р. С. Гумеров, Х. А. Азметов – М.: 000 «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 525 с.
31. Клепиков С.Н. Расчет зданий и сооружений на просадочных грунтах / С.Н. Клепиков, А.С. Трегуб, И.В. Матвеев. – К.: Будівельник, 1987.– 200 с.
32. Корнієнко М.В. Особливості проектування будівель каркасного типу на плитних фундаментах на ділянках щільної міської забудову в умовах підтоплення / М.В. Корнієнко, В.В. Жук, І.С. Чегодаєв // Збірник наукових праць. Серія галузеве машинобудування, будівництво, ПолтНТУ ім. Юрія Кондратюка. – Полтава: ПолтНТУ, 2012. – Вип. 34. С. 123 – 130.
33. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2001. – 544 с.
34. Котляревский В.А. Расчет деформаций трубопроводов в ореолах оттаивания адаптацией нормативных требований / В. А. Котляревский // Элект. науч. журнал «Нефтегазовое дело», 2013.– № 3. – С. 206–216.
URL: http://ogbus.ru/authors/KotlyarevskyVA/KotlyarevskyVA_1.pdf
35. Крутов В.И. Проектирование и устройство оснований и фундаментов на просадочных грунтах / В.И. Крутов, А.С.Ковалев, В.А. Ковалев. – М.: Издательство АСВ, 2013. – 544 с.
36. Макаров Е.Г. Соппротивление материалов с решением задач в Mathcad: В 2-х кн. Кн. 1. Основной курс: Учеб. пособие для вузов / Г.Е. Макаров. – М.: Высш. шк., 2009.– 408 с.
37. Орыняк И.В. Проблема больших перемещений подземных трубопроводов. Сообщение 1. Разработка численной процедуры / И.В. Орыняк, А.В. Богдан // Зб. наук. пр. Інститут проблем прочності ім.

- Г.С. Писаренко НАН України: Проблеми прочності. – №3. – 2007. С. 51 – 74.
38. Ориняк І. В. Питання напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів / І. В. Ориняк, А. В. Богдан, С. Ф. Пічугін, О. Є. Зима // Збірник наукових праць за матеріалами Всеукраїнської науково-практичної конференції «Проблеми та перспективи розвитку академічної та університетської науки», 8–9 грудня 2011 р. – Полтава: ПолтНТУ, 2011. – С. 210 – 212.
 39. Ориняк І. В. Аналіз факторів, що впливають на напружено-деформований стан підземних трубопроводів / І. В. Ориняк, С. Ф. Пічугін, А. В. Богдан, О. Є. Зима // Науковий журнал (Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа). – Вип. 1 (1). – Полтава: ПолтНТУ, 2012. – С.127 – 135.
 40. Парамонов В.Н. Метод конечных элементов при решении нелинейных задач геотехники / В.Н. Парамонов. – СПб.: «Геореконструкция», 2012. – 264 с.
 41. Перельмутер А.В. Расчетные модели сооружений и возможность их анализа / А.В. Перельмутер, В.И. Сливкер. – М.: СКАД СОФТ, 2011. – 736 с.
 42. Пічугін С. Ф. Особливості капітального ремонту магістральних трубопроводів із заміною труб / С. Ф. Пічугін, О. В. Семко, О. Є. Зима, Ж. Ю. Бескровна // Збірник наукових праць (галузеве машинобудування, будівництво). – Вип. 29. – Полтава: ПолтНТУ, 2011. – С. 116 – 120.
 43. Пічугін С. Ф. Напружено-деформований стан магістрального трубопроводу при капітальному ремонті / С. Ф. Пічугін, О. Є. Зима // Ресурсоекономні матеріали, конструкції, будівлі та споруди: зб. наук. пр. Вип. 21. – Рівне: НУВГП, 2011. – С. 501 – 507.
 44. Пічугін С. Ф. Допуски при будівництві та надійність лінійної частини конструкції магістрального трубопроводу / С. Ф. Пічугін, О. Є. Зима // Ресурсоекономні матеріали, конструкції, будівлі та споруди: зб. наук. пр. Вип. 22. – Рівне: НУВГП, 2011. – С. 709 – 715.
 45. Пічугін С.Ф. Верифікація імовірнісної моделі деформації трубопроводу в особливих ґрунтових умовах / С.Ф. Пічугін, П.Ю. Винников // "Будівельні конструкції": – К.: НДІБК, 2016. – Вип. 83. – кн. 2. – С. 252 – 260.
 46. Пічугін С.Ф. Особливості моделювання нерівномірних осідань трубопроводу у просадочних ґрунтах. / С.Ф. Пічугін, П.Ю. Винников

- // Вісник Одеської державної академії будівництва та архітектури Вип. № 61. – Одеса, ОАО «Зовнішнірекламсервіс», 2016. – С. 323 – 330.
47. Пичугин С.Ф. Влияние просадочных деформаций основания на прочность и надежность линейной части трубопровода / Пичугин С.Ф., Винников Ф.Ю. // Журнал «Механика и технологии»: №3,2016. – Таразский государственный университет им. М.Х. Дулати. – Тараз 2016.– С.107 – 114.
 48. Про трубопровідний транспорт. – Закон України від 13.05.1996 №192/96 ВР.
 49. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния устойчивости трубопроводов. / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов и др. – М.: Интер, 2005. – 706 с.: 191 ISBN 5-98761-006-0
 50. Расчет магистральных газоопроводов в карстовых зонах / А.М. Шаммазов, В.А. Чичелов, Р.М. Зарипов, Г.Е. Коробков – Уфа: Гилем, 1990. – 213 с.
 51. РД 51-4.2-003-97 Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 90с.
 52. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
 53. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 15 с.
 54. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1997. – 74 с.
 55. СП 42-102-2004 Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. – М.: ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ», 2004. – 199 с.
 56. Строительство трубопроводов в заболоченных районах Западной Сибири в летний период / Н. П. Васильев, В. В. Постников, А. Д. Решетников, Л. Д. Шор. – Москва, 1977. – 54 с.
 57. Трегуб А.С. Исследование напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов, подрабатываемых крутопадающими пластами в Донбассе: автореф. дис... канд. техн. наук: 05.480 // А.С. Трегуб – К.: НИИСК, – 1970. – 19 с.
 58. Трегуб А.С. Экспериментальные исследования подземных трубопроводов на подрабатываемых территориях / А.С. Трегуб // Світ Геотехніки – 2004 р. – № 2. – С. 15 – 20.

59. Хазин С.В. Свайные анкеры для закрепления нефтегазовых трубопроводов: монография / С.В. Хазин, В.И. Хазин, Ю.Л. Винников. – Полтава: ПолтНТУ, 2005. – 252 с.
60. Хариновский В. В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В. В. Хариновский. – М.: Издательство «Недра», 2000. – 467 с. – ISBN 5-247-03863-0
61. Харченко М.О. Дослідження властивостей ущільнених ґрунтів штучних основ та імовірнісний аналіз цих даних / М.О. Харченко. – Світ геотехніки. – №2(34). – 2012. С.13 – 20.
62. Хохлов Г. П. Исследование точности и методики геодезических работ при изысканиях трубопроводов в сельскохозяйственных районах: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. тех. наук: спец. 05.24.01 / Г. П. Хохлов. – К. : КИСИ, 1977. – 15 с.
63. Царинник О. Ю. Металеві конструкції. Спецкурс: навч. посібник / О. Ю. Царинник. – Львів: Вид-во «Бескид Біт», 2004. – 304 с.
64. Шацький І.П. Деформування підземного трубопроводу в місцях локального руйнування основи / І.П. Шацький, А.Б. Струк // Доповіді Національної академії наук України. – №12. – 2009. – С. 69 – 74.
65. Шапиро Д.М. Теория и расчётные модели оснований и объектов геотехники: монография / Д.М. Шапиро. – Воронеж: ИПЦ «Научная книга», 2012. – 164 с.
66. ANSYS Mechanical User's Guide. Release 15.0. – USA. Canonsburg, PA, 2013. – 1832 p.
67. ASME B31.3. Process Piping. American Society of Mechanical Engineers. New York, 1999. – 113 p.
68. ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. American Society of Mechanical Engineers. – New York, 2002. – 126 p.
69. ASME B31.8-1992 EDITION. Gas transmission and distribution piping systems. – 1992.
70. British Standard Instruction, 2004. Code of Practice for Pipelines – Part 1: Steel Pipelines on Land. PD 8010. – 142 p.
71. DIN 2413:2011-06. Seamless steel tubes for oil- and water-hydraulic systems – Calculation rules for pipes and elbows for dynamic loads / Deutsches Institut Fur Normung E.V. (German National Standart), 2011. – 37 p.
72. Ellenberger J.P. Piping and Pipeline Calculations Manual. Construction, Design Fabrication and Examination / J. Philipp Ellenberger. – USA, Oxford: Elsevier, 2014. – 398 p.

73. EN 1993-4-3 (2007) (English): Eurocode 3: Design of steel structures - Part 4-3: Pipelines [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC]. – 44 p.
74. EN 14161:2011. Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems. British Standard Instruction. – 94 p.
75. Gresnigt A.M. / Plastic Design of Buried Pipelines / A.M. Gresnigt. – HERON, Vol. 31, no.4. – 1986. – 113 p.
76. ISO 13623:2009(en) Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems. Technical Committee ISO/TC 67, 2009. – 173 p.
77. Phoon K. Reliability-based design in geotechnical engineering. Computations and applications / K. Phoon. – New York: Taylor & Francis, 2008. – 530 p.
78. Pichugin S. Verification of the pipeline deformational model in non-standard soil conditions / S.Pichugin, V. Rozhko, P. Vynnykov // 36. наук. праць (галузеve машинобуд., буд-во)/ Полт. нац. техн. ун-т ім. Юрія Кондратюка. Вип. 1 (46). – Полтава: ПНТУ, 2016. – С. 153 – 163.
79. Yakovleva Ye.S. Application of the crack compliance method to long axial cracks in pipes with allowance for geometrical nonlinearity and shape imperfections (dents) / Ye.S. Yakovleva, I.V. Orynyak // Engng. Fract. Mech., 2008, Vol.75, No14. Pp.4052-4065.
80. Zotsenko M. Evaluation of Failure Probability of Soil Cushions / M. Zotsenko, Y. Vynnykov, M. Kharchenko // Geotechnical Safety and Risk: Proc. of the 3rd International Symposium on Geotechnical Safety and Risk (ISGSR 2011). – Germany: Munich. – 2011. – P. 249 – 257.

Частина 2

**ПРОЕКТНА НАДІЙНІСТЬ
МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВODІВ**

Розділ 4

ІМОВІРНІСНИЙ ОПИС ВХІДНИХ ПАРАМЕТРІВ НАДІЙНОСТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ТРУБОПРОВОДУ

Доволі серйозною процедурою є ідеалізація навантажень, що діють на конструкцію в різних режимах роботи. Взагалі, навантаження є одним з найменш вивчених компонентів системи, вони мають велику мінливість в часі і просторі, і ті розрахункові моделі, якими оперує проектна практика, досить умовні.

**А.В. Перельмутер, доктор технічних наук
"Бесіди про будівельну механіку", 2016 р.**

4.1. НАВАНТАЖЕННЯ І ВПЛИВИ, ЩО ДІЮТЬ НА МАГІСТРАЛЬНІ ТРУБОПРОВОДИ

З точки зору походження навантаження і впливи на ЛЧМТ можливо розділити на функціональні, природно-кліматичні, техногенні. До функціональних належать внутрішній тиск, додаткові вагові навантаження, температурні впливи, статичні та динамічні навантаження, які викликані роботою технологічного обладнання. Природно-кліматичні навантаження зумовлені взаємодією трубопроводу з оточуючим середовищем. Техногенні навантаження необхідно додатково враховувати, розглядаючи неумисні або ж навпаки зловмисні впливи на трубопровід третіх осіб (наїзди, удари екскаваторами, диверсії, падіння важких вантажів та ін.). Згідно норм СНиП [52, 53, 54] усі навантаження і впливи об'єднані у чотири групи залежно від терміну дії: постійні, тимчасові довготривалі та короткочасні (рис. 4.1). В четверту групу включені так звані «особливі» навантаження та впливи.

Інша класифікація навантажень і впливів наводиться у нормах ДБН [17].

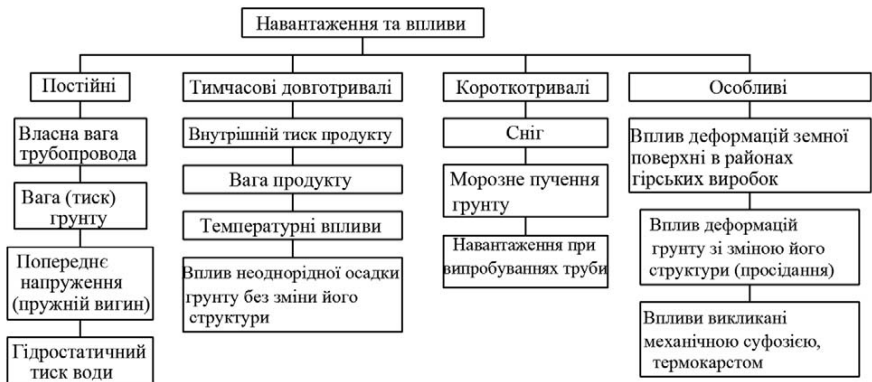


Рис. 4.1. Навантаження та впливи на лінійну частину підземного магістрального трубопроводу згідно СНиП 2.05.06-85

Об'єднуючи навантаження за ознакою однорідності механізмів накопичення пошкоджень та деградаційних властивостей конструкційних матеріалів, тобто використання однакових розрахункових моделей при аналізі НДС трубопроводу, навантаження та впливи можна розділити на наступні групи: 1) постійні; 2) змінні та циклічні; 3) динамічні (ударні); 4) корозійно-механічні [24].

4.1.1. Постійні навантаження та впливи. Ці навантаження діють протягом усього часу будівництва та експлуатації трубопроводу.

Зокрема, власна вага трубопроводу, враховується у розрахунках як вага одиниці довжини трубопроводу:

$$q_{mp} = n \cdot \pi D_m \cdot t \cdot \gamma_{ст}, \quad (4.1)$$

де n – коефіцієнт надійності за навантаженням ($n = 1,1$); D_m – середній діаметр труби; t – товщина стінки трубопроводу; $\gamma_{ст}$ – питома вага сталі.

Вага ізоляції трубопроводу та різноманітних приладів складає приблизно 10% від ваги трубопроводу. Точніше ця вага визначається за формулою:

$$q_{із} = n \cdot \frac{\pi}{4} (D_{із}^2 - D_{зовн}^2) \cdot \gamma_{із}, \quad (4.2)$$

де n – коефіцієнт надійності за навантаженням ($n = 1,1$); $D_{із}$ та $D_{зовн}$ – діаметр ізолюваного трубопроводу та його зовнішній діаметр; $\gamma_{із}$ – питома вага ізоляції.

Вагові характеристики масових магістральних трубопроводів наведені в *табл. 4.1*.

Таблиця 4.1
Вагові характеристики сталевих трубопроводів [48]

№ з.п.	Показник одиниць виміру	Діаметр і товщина стінки труби, мм									
		1420		1220		1020		820		630	
1	Вага труби, кН/м	10	3,47	8	2,39	8	1,25	5	1,00	5	0,77
		20	6,90	20	5,91	20	4,93	20	3,94	20	3,00
2	Момент інерції перерізу труби, м ⁴	10	111,3	8	56,49	8	20,68	5	10,73	5	4,85
		20	28,11	20	139,1	20	80,92	20	41,74	20	18,7 2
3	Вага газу в трубі, кН/м	0,012		0,009		0,006		0,004		0,002	
4	Вага ізоляції, кН/м	0,168		0,144		0,121		0,097		0,074	
* Вага і момент інерції наведені для найменших і найбільших товщин стінки трубопроводу, проміжні значення можна визначити інтерполяцією.											
** Вага газу обчислена за густиною $\rho_2 = 0.781 \text{ кг/м}^3$, а зміни тиску в трубі слід враховувати введенням коригуючих коефіцієнтів.											
*** Вага ізоляції наведена для ізоляції труб екструдованим поліетиленом з густиною $\rho = 965 \text{ кг/м}^3$.											

Навантаження від власної ваги трубопроводу та його ізоляції характеризується незначною варіацією значень, оскільки допуск на товщину стінки труби знаходиться у межах 0,1 мм [24, 25]. Значно більша варіація значень характерна для навантаження від вище розташованих шарів ґрунту, оскільки суттєво

варіюється глибина залягання трубопроводу та щільність ґрунту зворотної засипки:

$$q_{zp} = n \cdot h_{cp} \cdot D_{iz} \cdot \gamma_{zp}. \quad (4.3)$$

де n – коефіцієнт надійності за навантаженням ($n = 1,2$); h_{cp} – середня глибина залягання осі трубопроводу; D_{iz} – діаметр ізолюваного трубопроводу; γ_{zp} – середня питома вага ґрунту зворотної засипки.

З використанням \bar{h}_{cp} та $\bar{\gamma}_{zp}$ за формулою (4.3) отримується математичне очікування навантаження від вище розташованих шарів ґрунту \bar{q}_{zp} .

Рівняння (4.3) характерне для трубопроводу, прокладеного у ґрунтах без особливих властивостей. Однак, наприклад, для ґрунту у зоні уступу в місцях шахтних виробок, значення q_{zp} значно збільшується [57].

Навантаження, пов'язані з гідростатичним тиском води на підводні трубопроводи, а також виштовхуюча дія води у даній роботі не розглядаються.

Вплив попереднього напруження виникає внаслідок пружного згину при поворотах осі трубопроводу у вертикальній та горизонтальній площинах (формула (2.6)). Нормативно допустимі значення пружного згину регламентовано технологічними нормами на зведення трубопроводів [53]. До речі, у закордонних нормах використання пружного згину заборонено, а повороти здійснюються лише за допомогою спеціальних секцій холодного гнуття, які виготовляються у заводських умовах.

Певний вплив на напружений стан трубопроводу виявляють неточності укладання трубопроводу, які детально розглянуті вище у п. 1.3.

4.1.2. Тимчасові довготривалі навантаження.

1. *Внутрішній робочий тиск* встановлюється за проектом, виходячи з річних та добових об'ємів продукту, який необхідно транспортувати [16, 24]. Слід відмітити, що центральним моментом існуючих вітчизняних і закордонних норм є врахування цього тиску, який викликає у стінках трубопроводу об'ємний напружений стан, тобто появу кільцевих, радіальних і меридіональних (в напрямку осі труби) напружень.

2. *Вага продукту, який транспортується*, на одиницю довжини трубопроводу дорівнює

$$q_{\text{прод}} = n \cdot 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{прод}} \cdot \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (4.4)$$

де n – коефіцієнт надійності за навантаженням ($n = 1$); $\gamma_{\text{прод}}$ – питома вага продукту, що транспортується; $D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр трубопроводу.

3. *Температурні впливи*, які при неможливості поздовжніх деформацій викликають у стінках трубопроводу поздовжні напруження. Ці напруження можуть бути як розтягуючими «+», так і стискаючими «-». Температура, при якій фіксується система трубопроводу, суттєво змінюється як протягом року, так і протягом доби. Температура трубопроводу під час експлуатації залежить від багатьох чинників, які враховують фізико-хімічні характеристики продукту та добовий об'єм транзиту, але фактично вона в основному залежить від двох факторів: температури газу на виході з газоперекачувального агрегату і температури оточуючого ґрунту.

Таким чином, можна виділити дві найбільш небезпечних розрахункових ситуації для температури та тиску:

- трубопровід, укладений у період з максимальною температурою експлуатується взимку; при цьому виникають сумарні поздовжні розтягуючі зусилля від внутрішнього тиску та температурного впливу;

- трубопровід, укладений у період з мінімальною температурою, влітку не експлуатується; тоді діють максимальні стискуючі напруження.

Протилежні до описаних вище ситуації менш небезпечні з точки зору сумарних поздовжніх напружень, оскільки у цих випадках стискуючі та розтягуючі напруження взаємно компенсуються.

4. Вплив оточуючого ґрунту. Для довготривалих навантажень характерні деформації ґрунту, які не пов'язані зі зміною його структури. Моделі опору ґрунту залежать від відповідних переміщень трубопроводу: вертикальних (вгору та вниз), горизонтальних, поздовжніх. Найбільший інтерес представляють напруження, які викликані нерівномірним осіданням основи трубопроводу – згинальні напруження (поздовжні фіброві). Причому найважливішим є опір ґрунту вертикальним переміщенням вниз. Експериментальні дослідження [1, 9], проведені на моделях трубопроводів, підтвердили, що у ґрунтах без особливих властивостей можна прийняти лінійну залежність між опором ґрунту та вертикальними переміщеннями труби вниз. Ця залежність справедлива до того моменту, доки опір ґрунту менший від його несучої здатності. Далі можна вважати, що опір ґрунту залишається постійним і не залежить від переміщень.

4.1.3. Тимчасові короткотривалі навантаження і впливи.

До них віднесені сезонні природно-кліматичні навантаження; навантаження при випробуваннях, використанні очисного обладнання та інших операцій, незначних за терміном дії порівняно з терміном експлуатації трубопроводу. У цю ж групу віднесені впливи від селевих потоків та зсувів.

Окремого розгляду заслуговує група *«особливих»* навантажень, до яких віднесені навантаження, зумовлені

суттєвою зміною зовнішніх ґрунтово-геологічних та гідро-геологічних умов за довжиною траси трубопроводу.

4.2. ІМОВІРНІСНІ МОДЕЛІ У РОЗРАХУНКУ НАДІЙНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Представлення випадкових навантажень та впливів на трубопровід може бути повним лише у рамках імовірнісного підходу, розглянутого в даному підрозділі.

4.2.1. Імовірнісний опис випадкових величин.
Випадковою величиною (ВВ) називається змінна величина, що у результаті випробування може прийняти те чи інше значення, причому невідомо наперед, яке саме.

Приклади випадкових величин:

- геометричні розміри елементів конструкцій;
- фактичні значення міцності матеріалу конструкцій;
- міцнісні та деформативні характеристики ґрунтів;
- навантаження на конструкції.

Позначення: \tilde{x} – випадкова величина; x – її можливе значення.

Імовірністю події A або значення $ВВ$ називається чисельна міра ступеня об'єктивної можливості цієї події або певного значення ВВ, позначення $P(A)$, $P(x)$.

Поняття ймовірності тісно пов'язане з поняттям *частоти*. Якщо у серії з n випробувань подія A трапляється в m випадках, частота визначається як

$$P^*(A) = \frac{m}{n}. \quad (4.5)$$

Якщо кількість випробувань необмежено росте, частота асимптотично прямує до ймовірності, згідно з теоремою Бернуллі

$$P^*(A) \rightarrow P(A), \quad n \rightarrow \infty. \quad (4.6)$$

Наприклад: кидання монети, коли $P(A) = P(B) = 0,5$, якщо $n \rightarrow \infty$, де A – випадіння «орла», B – випадіння «решки».

Закони розподілу ВВ. Для характеристики ймовірності ВВ вводиться функція

$$F(x) = P(\tilde{x} < x). \quad (4.7)$$

Ця функція дорівнює ймовірності того, що випадкова величина \tilde{x} виявиться меншою від деякого її значення x ; ця функція називається інтегральною функцією розподілу випадкової величини, або просто **функцією розподілу**. У випадку додатної безперервної ВВ функція розподілу має характер, що ілюструється *рис. 4.2*.

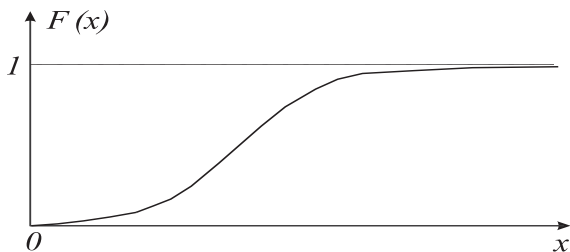


Рис. 4.2. Функція розподілу випадкової величини

Похідна функції $F(x)$

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} \quad (4.8)$$

називається диференційною функцією розподілу або **густиною (щільністю) розподілу** випадкової величини \tilde{x} . Графік функції $f(x)$ називається **кривою розподілу** \tilde{x} (*рис. 4.3*).

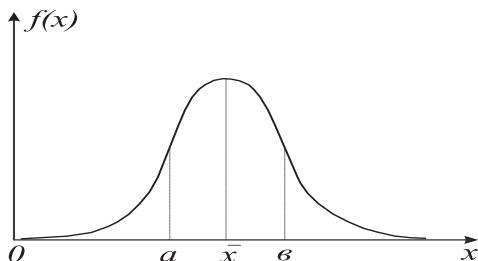


Рис. 4.3. Крива розподілу випадкової величини

Важливими є наступні співвідношення на основі закону розподілу ВВ.

1. Перехід від диференційної функції $f(x)$ до інтегральної функції розподілу ВВ $F(x)$:

$$F(x = a) = F(\tilde{x} < [x = a]) = \int_{-\infty}^a f(x) dx. \quad (4.9)$$

2. Визначення ймовірності попадання ВВ в інтервал

$$F(a < \tilde{x} < b) = \int_a^b f(x) dx. \quad (4.10)$$

3. Умова нормування, згідно з якою площа під кривою розподілу дорівнює одиниці

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1.$$

Числові характеристики розподілів випадкових величин.

Математичне сподівання (очікування):

$$\bar{x} = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x) dx. \quad (4.11)$$

Математичне сподівання визначає положення розподілу на осі абсцис; геометрично воно інтерпретується як центр ваги площі, обмеженої кривою розподілу і віссю абсцис (рис. 4.4).

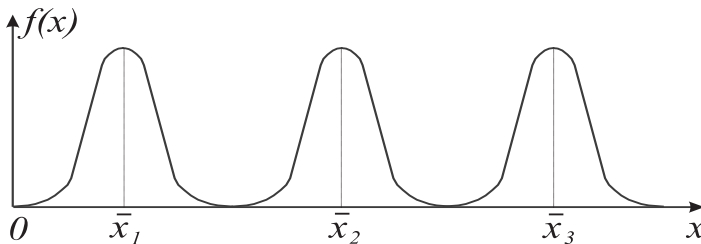


Рис. 4.4. Криві розподілу з різним математичним сподіванням:

$$(\bar{x}_3 > \bar{x}_2 > \bar{x}_1)$$

Дисперсія – це математичне сподівання квадрата відхилення ВВ \tilde{x} від її центра \bar{x} :

$$\hat{x} = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \bar{x})^2 f(x) dx. \quad (4.12)$$

Геометрично дисперсія може розглядатися як центральний момент інерції площі, обмеженої кривою розподілу.

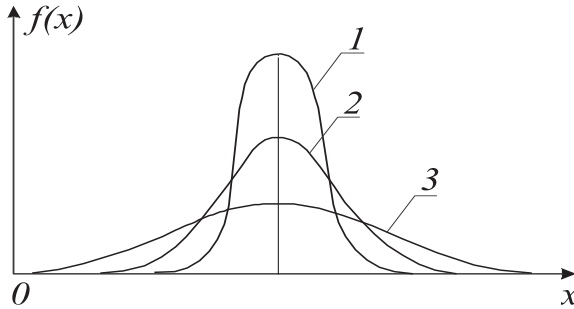


Рис. 4.5. Криві розподілу з різним стандартом ($\hat{x}_1 < \hat{x}_2 < \hat{x}_3$).

Середнє квадратичне відхилення (стандарт) \hat{x} і коефіцієнт варіації (V або \tilde{x}) характеризують розкид значень випадкової величини (рис. 4.5)

$$\hat{x} = \sqrt{\tilde{x}}; \quad V = \frac{\hat{x}}{\bar{x}}. \quad (4.13)$$

Коефіцієнт асиметрії A_x визначає скошеність розподілу випадкової величини (рис. 4.6, а)

$$A_x = \frac{\mu_3}{\hat{x}^3}, \quad (4.14)$$

де μ_3 – центральний момент третього порядку, він дорівнює

$$\mu_3(x) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \bar{x})^3 f(x) dx.$$

Ексцес E_x оцінює гостровершинність (приплюснутість) розподілу випадкової величини (рис. 4.6, б):

$$E_x = \frac{\mu_4}{\hat{x}^4} - 3. \quad (4.15)$$

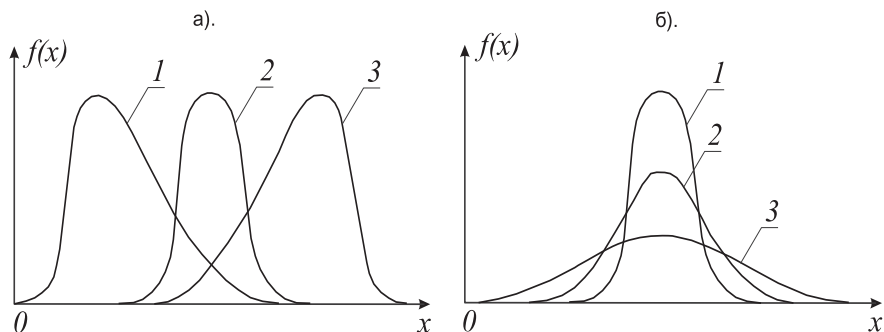


Рис. 4.6. Варіанти кривих розподілу:

а) з різною асиметрією: $A_1 > 0$, $A_2 \approx 0$, $A_3 < 0$;

б) з різним ексцесом: $E_1 > 0$, $E_2 \approx 0$, $E_3 < 0$.

4.2.2. Закони розподілу випадкових величин. Важливим аспектом імовірнісних методів розрахунку трубопроводів є обґрунтований вибір законів розподілу випадкових величин і ординат випадкових процесів. Коротко зупинимося на тих із них, які будуть використані в подальшому викладенні.

1. Нормальний розподіл. Цей симетричний розподіл з безкінечними межами, який називається також законом Гаусса (рис. 4.7), є найбільш поширеним в теорії і практиці імовірнісних розрахунків [10, 51]. Він має густину розподілу

$$f(x) = \frac{1}{\hat{X}\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(X - \bar{X})^2}{2\hat{X}^2}\right]. \quad (4.16)$$

Тут: X – випадковий аргумент; \bar{X} і \hat{X} – відповідно математичне очікування і стандарт (середньоквадратичне відхилення) аргументу X .

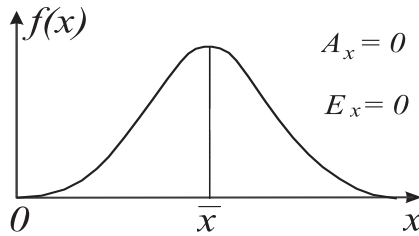


Рис. 4.7. Нормальний розподіл випадкової величини

Якщо замість аргументу X враховується нормоване відхилення від центру $\gamma = (X - \bar{X}) / \hat{X}$, то визначається нормована щільність нормального закону наступного вигляду:

$$f(\gamma) = (\sqrt{2\pi})^{-1} \exp(-0.5\gamma^2). \quad (4.17)$$

З урахуванням цього інтегральна функція нормального розподілу дорівнює

$$F(X) = (\sqrt{2\pi})^{-1} \int_{-\infty}^X \exp(-0.5\gamma^2) d\gamma = \Phi(\gamma), \quad (4.18)$$

де $\Phi(\gamma)$ – функція Лапласа, табульована разом з (4.16) в численних статистичних таблицях [8, 33].

Поширеність нормального закону в задачах надійності пов'язана з його відносною аналітичною простотою, оскільки він залежить від двох параметрів, наявністю готових таблиць, близькою відповідністю розподілам міцності матеріалів і деяких навантажень, а також асимптотичним наближенням до нормального розподілу суми декількох випадкових величин з різними законами розподілу.

2. Логарифмічно нормальний (логнормальний) розподіл (рис. 4.31 – 4.34), див. також п. 7.3:

$$p(x) = \frac{1}{\hat{z}\sqrt{2\pi}} \frac{1}{z} \exp\left(-\frac{(\ln x - \bar{z})^2}{2\hat{z}^2}\right). \quad (4.19)$$

Параметри логнормального закону розподілу можна отримати двома шляхами. По-перше, можна знайти математичне

очікування та стандарт для логарифмованої вибірки випадкової величини, тобто

$$\bar{z} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x); \hat{z} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n [\ln(x) - \ln(\bar{x})]^2}.$$

По-друге, можна перетворити аргументи нормального закону розподілу в аргументи логнормального, для цього необхідно скористатися виразами

$$\bar{z} = \ln(\bar{x}) - \frac{1}{2} \ln\left(1 + \left(\frac{\hat{x}}{\bar{x}}\right)^2\right); \hat{z} = \left[\ln\left(1 + \left(\frac{\hat{x}}{\bar{x}}\right)^2\right)\right]^{1/2}.$$

3. Експоненційний розподіл (рис. 4.31 – 4.34). Цей розподіл широко розповсюджений у практичних розрахунках надійності у техніці, зокрема будівельних об'єктів і конструкцій. Експоненційний розподіл є природним з фізичної точки зору, він простий і зручний у користуванні, має всього один параметр λ –інтенсивність відмов конструкції. Його застосування суттєво спрощує формули теорії надійності конструкцій.

Згідно з цим законом, імовірність безвідмовної роботи конструкції визначається як

$$P(t) = e^{-\lambda t}. \quad (4.20)$$

Інтегральна функція експоненційного закону

$$F(t) = 1 - P(t) = 1 - e^{-\lambda t}.$$

Диференційна функція експоненційного закону

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}.$$

Числові характеристики експоненційного закону – математичне сподівання і стандарт – дорівнюють одне одному:

$$\bar{t} = \hat{t} = \frac{1}{\lambda}.$$

Коефіцієнт варіації при цьому $V_t = 1$.

4. Гамма-розподіл. Щільність цього розподілу

$$f(x) = \frac{\lambda \cdot (\lambda x)^{c-1}}{\Gamma(c)} e^{-\lambda x}, \quad (4.21)$$

де $\Gamma(c) = \int_0^{\infty} e^{-U} \cdot U^{c-1} dU$.

Нормуючі та центруючі константи a_n та b_n дорівнюють:

$$a_n = \frac{1}{\lambda} [\ln n + (c-1) \ln \ln n], \quad b_n = \frac{1}{\lambda}.$$

4.2.3. Випадкові функції. Подальшим розвитком імовірнісного опису стохастичних явищ є перехід від випадкової величини \tilde{x} до **випадкової функції** $\tilde{x}(l)$, яка в результаті досліду може прийняти вигляд тієї чи іншої *реалізації*, невідомо наперед, якої саме [10]. Кожна реалізація являє собою звичайну не випадкову функцію $x_i(l)$. Група дослідів утворює сімейство або *ансамбль* реалізацій (рис. 4.8).

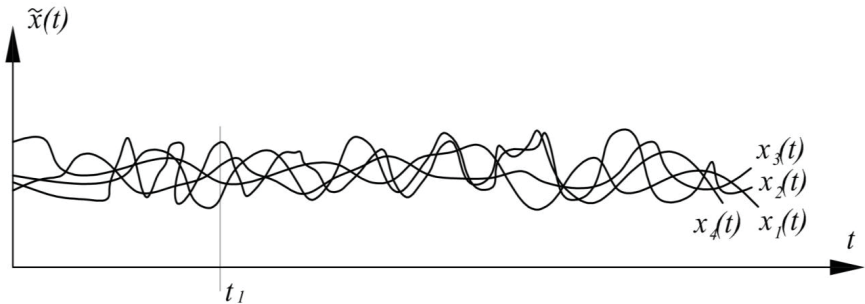


Рис. 4.8. Ансамбль реалізацій випадкової функції

При фіксованому значенні аргументу $l = l_1$ випадкова функція перетворюється у випадкову величину $\tilde{x}(l)$. Таким чином, випадкова функція поєднує в собі ознаки функції і випадкової величини.

Якщо аргументом випадкової функції є час t , вона називається **випадковим процесом**. Найчастіше його визначають як випадкову величину, розподіл якої залежить не тільки від

аргументу $t = t_1$, але й від того, які часткові значення приймає ця величина при інших значеннях аргументу $t = t_2$. Прикладами випадкових процесів є кліматичні (снігові, вітрові) навантаження на будівлі, а також міцність матеріалів, що змінюється в часі.

На відміну від випадкових величин, які мають числові характеристики, випадкові процеси мають аналогічні характеристики у вигляді функцій.

Математичне сподівання (очікування). Розглянемо переріз випадкової функції $\tilde{x}(t)$ при фіксованому значенні аргументу $t = t_1$. Він представляє випадкову величину з математичним сподіванням $\bar{x}(t_1)$, яке в загальному випадку залежить від аргументу t , тобто змінюється вдовж осі абсцис (рис. 4.9). Отже, математичним сподіванням випадкового процесу $\tilde{x}(t)$ називається не випадкова функція $\bar{x}(t)$, котра при кожному значенні аргументу t дорівнює математичному сподіванню відповідного перерізу випадкового процесу. За змістом математичне сподівання випадкового процесу є деякою середньою функцією, довкола якої випадковим чином варіюються конкретні реалізації випадкового процесу.

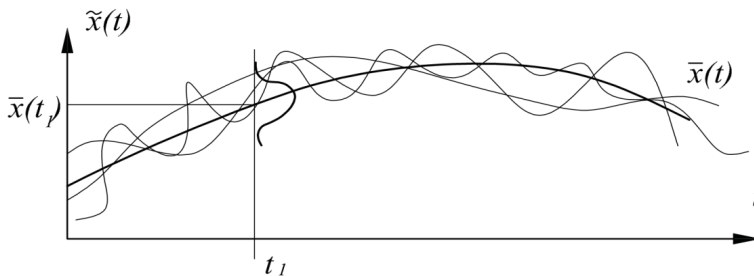


Рис. 4.9. Математичне сподівання випадкового процесу

Дисперсія та стандарт. Дисперсією випадкового процесу $\tilde{x}(t)$ називається не випадкова функція $\bar{x}(t)$, значення якої для кожного t_1 дорівнює дисперсії відповідного перерізу випадкового процесу $\hat{x}(t_1)$. Аналогічно визначається середньоквадратичне відхилення (стандарт) випадкового процесу $\tilde{x}(t)$

$$\hat{x}(t) = \sqrt{\bar{x}(t)}.$$

Наведені характеристики є дуже важливими, вони оцінюють розкид значень процесу, однак їх недостатньо для його повного опису. Це положення ілюструється *рис. 4.10*, на якому наведені процеси з приблизно однаковими математичними сподіваннями і дисперсіями. Однак швидкості зміни цих процесів суттєво відрізняється, що не враховується вказаними характеристиками $\bar{x}(t)$ і $\hat{x}(t)$.

Кореляційна функція. Внутрішня частотна структура випадкових процесів враховується *кореляційною функцією* – не випадковою функцією двох аргументів t_1 і t_2 , яка при кожній парі значень t_1 і t_2 дорівнює кореляційному моменту відповідних перерізів випадкового процесу

$$K_x(t_1, t_2) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} [x(t_1) - \bar{x}(t_1)][x(t_2) - \bar{x}(t_2)] p[x(t_1), x(t_2)] dx(t_1) dx(t_2) \quad (4.22)$$

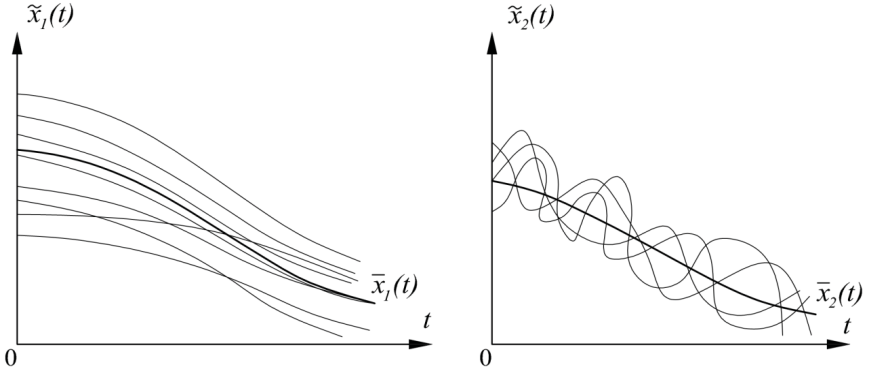


Рис. 4.10. Випадкові процеси різної частотної структури

Для прикладу (*рис. 4.10*), кореляційна функція процесу $\tilde{x}_1(t)$ зменшується повільніше, ніж кореляційна функція процесу $\tilde{x}_2(t)$.

При рівності аргументів $t_2 = t_1$ кореляційна функція перетворюється в дисперсію.

Досить часто використовується *нормована кореляційна функція*, аналогічна коефіцієнту кореляції системи випадкових величин:

$$\rho(t_1, t_2) = \frac{K_x(t_1, t_2)}{\hat{x}(t_1)\hat{x}(t_2)}. \quad (4.23)$$

При рівності аргументів $t_2 = t_1$ нормована кореляційна функція дорівнює одиниці.

Стаціонарні випадкові процеси. Такі процеси найчастіше зустрічаються в задачах надійності конструкцій.

Випадковий процес називається *стаціонарним*, якщо його імовірнісні характеристики не залежать від часу t , тобто не змінюються при переносі початку відліку координати t (рис. 4.11, а). Прикладами таких процесів є кранові навантаження та вітрові впливи (на окремих відрізках часу). *Нестаціонарним* називається випадковий процес, який має тенденцію до зміни або розвитку у часі (рис. 4.11, б). Прикладами таких процесів є снігове навантаження чи зростання в часі міцності бетону.

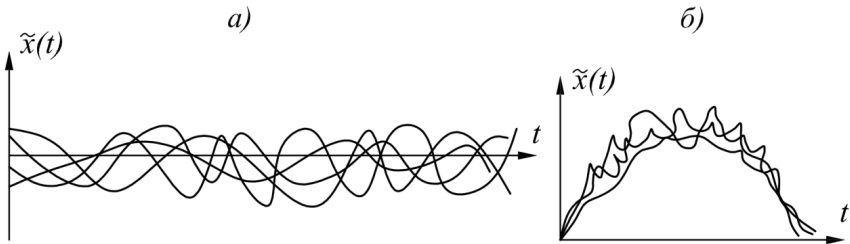


Рис. 4.11. Реалізації випадкових процесів:

а – стаціонарний процес; б – нестаціонарний процес

Стаціонарні випадкові процеси мають наступні особливості.

- Математичне сподівання є постійним

$$\bar{x}(t) = \bar{x} = const.$$

- Кореляційна функція залежить тільки від різниці $\tau = t_1 - t_2$, тобто є функцією лише одного аргументу τ (рис. 4.12), що суттєво спрощує імовірнісні розрахунки

$$K_x(t_1, t_2) = K_x(t_1 - t_2) = K_x(\tau). \quad (4.24)$$

- При $\tau = 0$ кореляційна функція перетворюється у дисперсію, яка не залежить від часу

$$K_x(\tau = 0) = K_x(0) = \hat{x}. \quad (4.25)$$

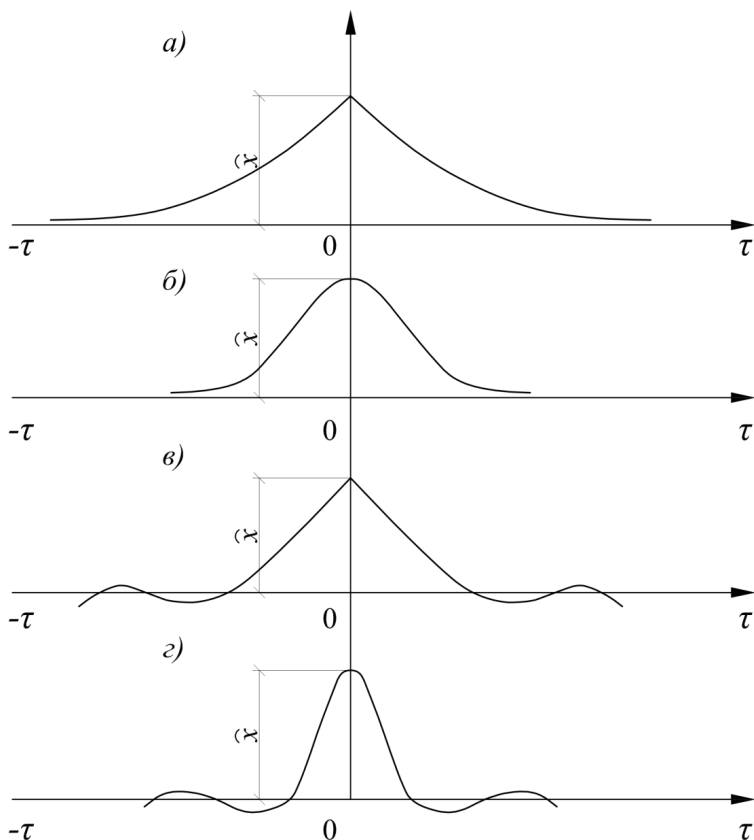


Рис. 4.12. Приклади кореляційних функцій стаціонарних випадкових процесів: а – недиференційована при $\tau = 0$; б – диференційована при $\tau = 0$; в – недиференційована при $\tau = 0$ з періодичністю; г – диференційована при $\tau = 0$ з періодичністю

Якщо кореляційна функція прямує до нуля (рис. 4.12), тобто

$$\lim_{\tau \rightarrow \infty} \hat{x}(\tau) = 0,$$

це свідчить про *ергодичність* випадкового процесу і можливість отримання його характеристик не за ансамблем реалізацій, а за однією достатньо довгою реалізацією (рис. 4.13, б). Це полегшує збирання вихідної інформації про процеси, що досліджуються.

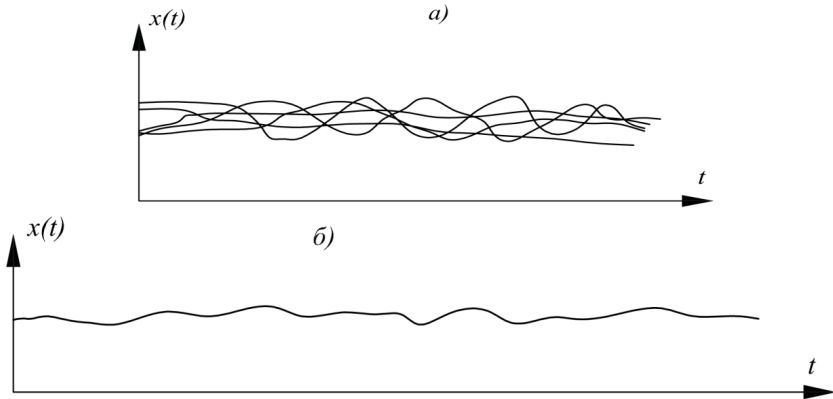


Рис. 4.13. Ергодичний випадковий процес:
а – ансамбль реалізацій; в – одна довга реалізація

Спектральна щільність стаціонарного випадкового процесу. Існує зв'язок між характером кореляційної функції і внутрішньою структурою відповідного випадкового процесу: в залежності від того, які частоти переважають у випадковому процесі, його кореляційна функція змінює свій вигляд. Тому можна застосовувати спектральне представлення випадкового процесу.

Спектр стаціонарного випадкового процесу описує розподіл дисперсій по різних частотах. *Спектральна щільність* такого процесу – це щільність розподілу його дисперсії по частотах (рис. 4.14).

$$\hat{x} = \int_0^{\infty} S_x(\omega) d\omega. \quad (4.26)$$

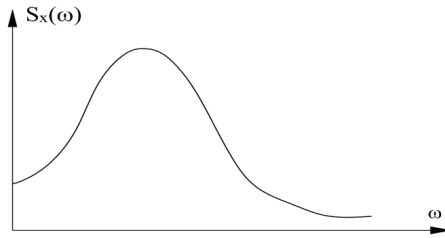


Рис. 4.14. Спектральна щільність випадкового процесу

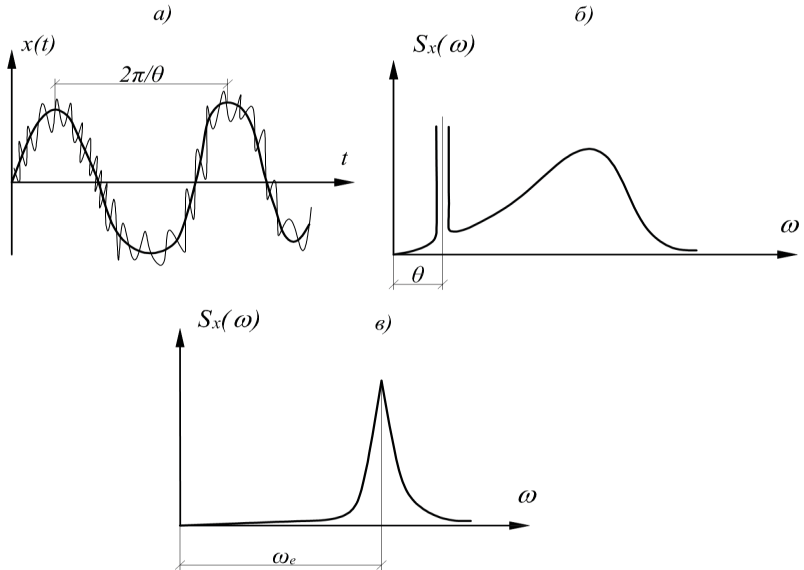


Рис. 4.15. Варіанти спектральної щільності випадкового процесу:
а, б – двохчастотний випадковий процес і його спектральна щільність;
в – спектральна щільність вузькосмугового процесу

Площа, що обмежується кривою $S_x(\omega)$, дорівнює дисперсії стаціонарного випадкового процесу \hat{x} .

Розподіли спектральної щільності можуть мати різний характер і одну, дві (рис. 4.15, а, б) і більше вершин.

Процеси, потужність дисперсії яких концентрується біля однієї частоти, називаються *вузькополосними* (*вузькосмуговими*)

процесами, а їхня частота називається *ефективною частотою* ω_e (рис. 4.15, в).

Спектральна щільність зв'язана з кореляційною функцією перетворенням Фур'є наступного вигляду:

$$S_x(\omega) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \hat{x}(\tau) \cos \omega \tau d\tau; \quad \hat{x}(\tau) = \int_0^{\infty} S_x(\omega) \cos \omega \tau d\omega. \quad (4.27)$$

Отже, по виразу кореляційної функції можна визначити характер і вираз спектральної функції. На рис. 4.16 ілюструється перехід від найпростішої кореляційної функції до відповідної спектральної щільності.

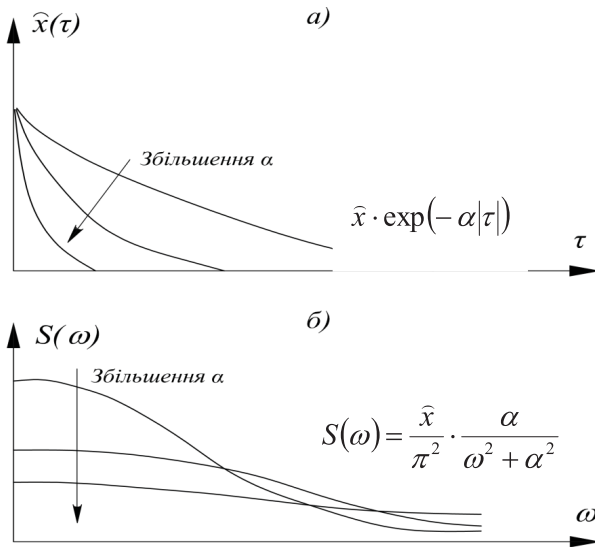


Рис. 4.16. Взаємозв'язок кореляційної функції (а) зі спектральною щільністю (б)

На рис. 4.16 видно, що зі збільшенням параметру α кореляційна функція прямує до δ -функції, а спектральна щільність – до деякого постійного значення.

Випадковий процес з постійною спектральною щільністю називається «білим шумом». Подібні процеси досить часто виникають у випадкових явищах, наприклад, у броунівському

русі. Походження терміну пов'язано з тим, що означення «білий» асоціюється із білим світлом, спектральний склад якого приблизно однорідний, а слово «шум» вперше виник як відображення перешкод у радіотехніці. Абсолютно білий шум у природі не існує, однак наближено цю модель можна застосувати в імовірнісних розрахунках, наприклад, випадкових навантажень.

Викиди випадкових процесів. Основна мета застосування моделі випадкових процесів у задачах оцінки надійності та опису навантажень – це визначення ймовірності перевищення певних значень, тобто викидів за певні рівні. При цьому широко застосовується формула викидів процесів за постійний рівень:

$$v_+(X) = Wf(X) = f_X(X) \int_0^{\infty} f_V(V) V dV, \quad (4.28)$$

де X – ордината випадкового процесу; V – швидкість зміни ординати (перша похідна випадкового процесу); $f_X(X)$, $f_V(V)$ – щільності розподілу відповідно ординати й швидкості; W – половина першого абсолютного моменту розподілу похідної, або математичне очікування позитивної похідної процесу.

При нормальному розподілі ординати з формули (4.28) одержується відома формула Райса:

$$v_+(X) = \frac{\omega}{2\pi} \exp\left[-\frac{(X - \bar{X})^2}{2\hat{X}^2}\right], \quad (4.29)$$

де \bar{X} й \hat{X} – математичне очікування й середньоквадратичне відхилення (стандарт) ординати процесу; $\omega = \hat{V}/\hat{X}$ – ефективна частота, що характеризує частотно-часову структуру випадкового процесу; зокрема, для вузькополосного процесу, як вказано вище, ефективна частота збігається з несучою частотою.

В окремому випадку, коли при нормальному розподілі швидкості V розподіл ординати стаціонарного випадкового процесу відрізняється від нормального, з (4.28) виведена наступна формула частоти викидів процесу:

$$v_+(X) = \frac{\omega \hat{X}}{\sqrt{2\pi}} f(X). \quad (4.30)$$

При переході до нормованого рівня $\gamma = (X - \bar{X}) / \hat{X}$ дана формула набуває наступного вигляду:

$$v_+(\gamma) = \omega f(\gamma) / \sqrt{2\pi}, \quad (4.31)$$

де $f(\lambda) = f(X) / \hat{X}$ – нормована щільність розподілу навантаження.

Абсолютні максимуми (АМ) випадкових функцій. Дана модель, вперше була запропонована В.В. Болотіним [6]. Вона дозволяє замість всієї випадкової функції $\tilde{y}(x)$ розглядати лише її максимуми, приймаючи їх за випадкові величини (рис. 4.17). Частотна структура та довжина реалізації випадкової функції враховується величиною нормованого характеристичного максимуму γ_0 . Умова для визначення γ_0 записується у наступному вигляді:

$$N_+(\gamma_0 | 0 \leq x \leq X) = 1, \quad (4.32)$$

де x – не випадковий аргумент випадкової функції $\tilde{y}(x)$; $N_+(\bullet)$ – кількість викидів випадкової функції за рівень характеристичного максимуму при довжині реалізації X .

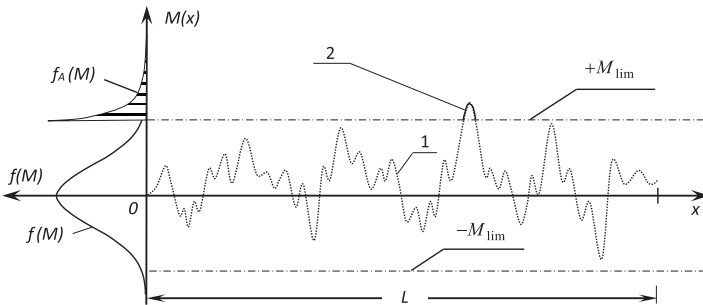


Рис. 4.17. Реалізація ВФ моменту у трубопроводі

Для стаціонарної випадкової функції з нормальним розподілом похідної характеристичний максимум знаходиться як корінь рівняння:

$$f(\gamma_0) = \sqrt{2\pi} / (\omega_e X), \quad (4.33)$$

де $f(\bullet)$ та ω_e – відповідно нормована щільність розподілу та ефективна частота випадкової функції $\tilde{y}(x)$.

Імовірність перевищення $Q(\gamma | X)$ рівня нормованого рівня γ при довжині реалізації X визначається за формулою [38]:

$$Q(\gamma | X) = \frac{f(\gamma)}{f(\gamma_0)}. \quad (4.34)$$

4.3. ІМОВІРНІСНА МОДЕЛЬ ВНУТРІШНЬОГО ТИСКУ В ТРУБОПРОВОДІ

При дослідженні статистичних параметрів, які були зібрані за тривалий проміжок експлуатації діючого магістрального трубопроводу, було встановлено, що значення величини тиску p_1, p_2, \dots, p_n мають тенденцію до зміни у часі τ . У практичних розрахунках магістральних трубопроводів зміна робочого тиску враховується, виходячи з норм та правил, коефіцієнтом n перевантаження робочого тиску в трубопроводі, котрий подається в залежності від способу прокладання конструкції трубопроводу. Цей коефіцієнт регламентується в нормах, змінюючись в широких межах, а саме $n = 0,8 \dots 1,2$. Внутрішній тиск і коефіцієнт перевантаження робочого тиску входять до основної формули (2.1) для визначення напружень у трубі та товщини стінки труби і відіграють важливу роль у інженерних розрахунках магістральних трубопроводів.

У зв'язку з цим необхідно значну увагу приділяти більш ретельному оцінюванню робочого тиску в трубопроводі та уточненню коефіцієнта перевантаження для кожних конкретних умов режиму експлуатації магістрального трубопроводу. Для цього слід розробити імовірнісну модель тиску та визначити закони його розподілу.

4.3.1. Вихідні статистичні дані. Нижче проведено аналіз експериментальних даних, отриманих за результатами спостережень за тиском на ділянці магістрального трубопроводу «Лисичанськ-Кременчук» протягом 3 місяців. Найважливіша вибірка складається з 3436 значень тиску.

Загальний характер коливання тиску за весь період спостереження залежав, в основному, від зміни навантаженості трубопроводу та регулювання потужності системи. Графік зміни тиску за 3 місяці зображено на *рис. 4.18*.

При цьому навіть при стаціонарному режимі роботи трубопроводу спостерігалися істотні коливання тиску як у сторону збільшення, так і в сторону зменшення номінального значення. Такі коливання помітні на графіках більш детального часового масштабу, наприклад, одноденних, які наведені на *рис. 4.19 – 4.22*.

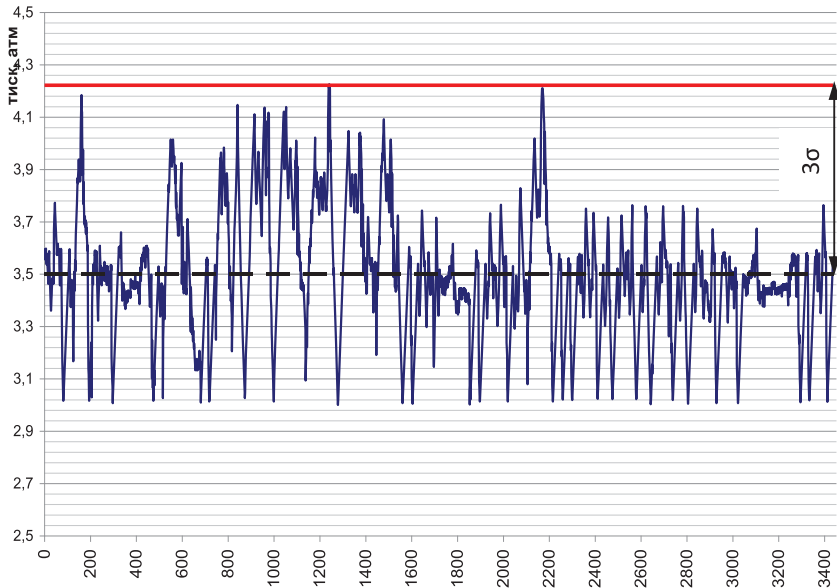


Рис. 4.18. Зміна тиску в магістральному трубопроводі за 3 місяці

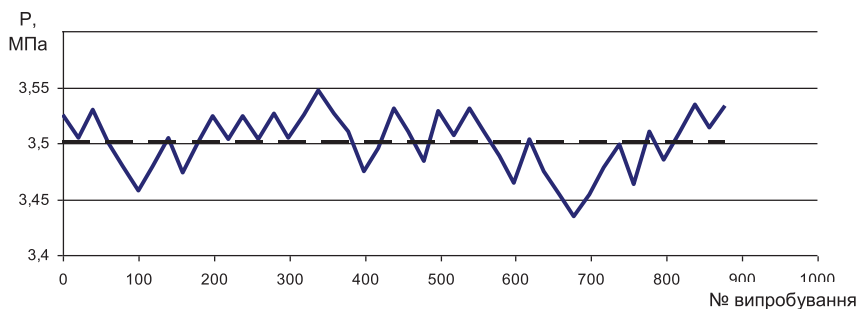


Рис. 4.19. Зміна тиску в магістральному трубопроводі за 14,6 годин роботи в стаціонарному режимі (з 05.07.2012 12:13 по 06.07.2012 2:55)

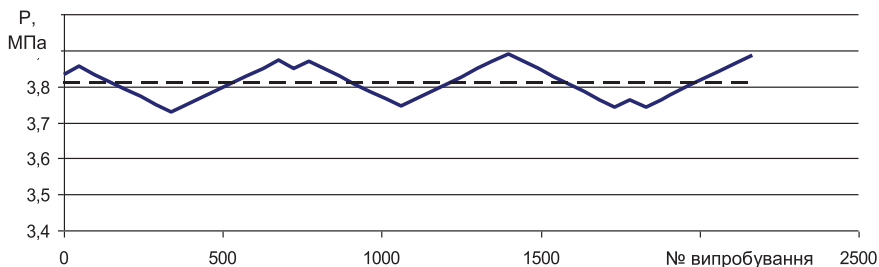


Рис. 4.20. Зміна тиску в магістральному трубопроводі за 36,1 годин роботи в стаціонарному режимі (з 28.07.2012 11:47 по 29.07.2012 23:54)

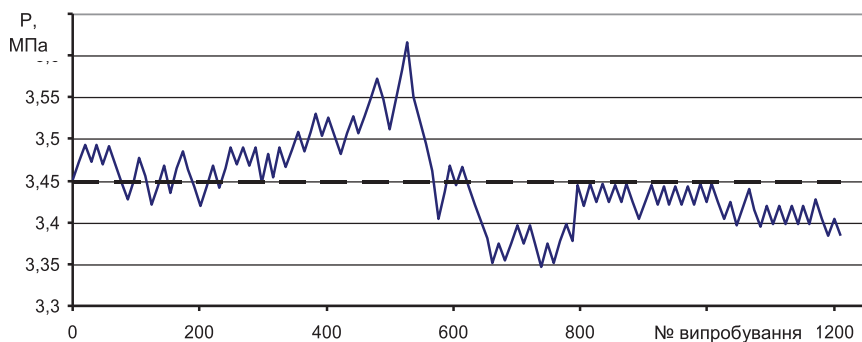


Рис. 4.21. Зміна тиску в магістральному трубопроводі за 20,2 годин роботи в стаціонарному режимі (з 14.08.2012 18:01 по 15.08.2012 14:11)

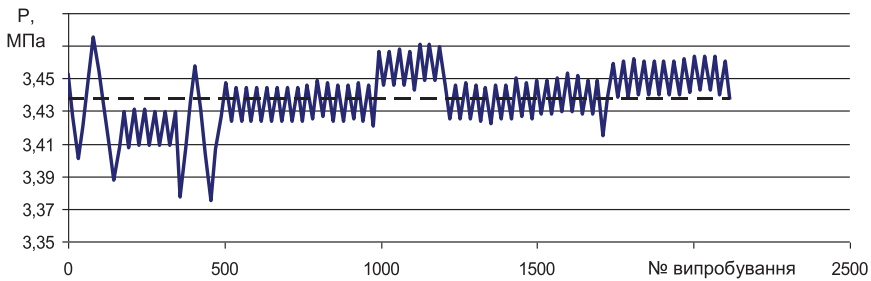


Рис. 4.22. Зміна тиску в магістральному трубопроводі за 35,3 годин роботи в стаціонарному режимі (з 15.09.2012 13:57 по 17.09.2012 1:15)

Рисунки 4.19 – 4.22 відображають значення тиску, виміряного на протязі однакових проміжків часу, при стаціонарному режимі роботи магістрального трубопроводу, при якому передбачалося утримання тиску в системі постійним.

Коливання значень тиску при такому режимі роботи трубопроводу викликані, очевидно, технологічними факторами, пов'язаними із особливостями роботи компресорного обладнання та гідравлічними особливостями самої системи. Подібні фактори мають випадкову природу і є причинами випадкових перевантажень конструкції трубопроводу, що необхідно враховувати при розрахунках надійності і конструюванні магістральних трубопроводів.

4.3.2. Підбір закону розподілу внутрішнього тиску.

Величини p_1, p_2, \dots, p_n – значення тиску при стаціонарному режимі роботи – в якості попередньої гіпотези вважалися незалежними та однаково розподіленими випадковими величинами з законом розподілу $F(p)$.

Була виконана обробка статистичних даних, які було зібрано за достатньо тривалий термін експлуатації трубопроводу $T = 3$ місяці. У роботі трубопроводу протягом вказаного періоду було виокремлено 11 проміжків зі стаціонарним режимом його роботи. При цьому, з метою підвищення надійності отримуваних

результатів, до одного проміжку мало потрапляти не менше 20 вимірів тиску, а тривалість періоду мала становити не менше 12 годин.

Вважалося, що розподіл значень внутрішнього тиску при може описуватися одним із законів, розглянути вище у п. 4.2. Було проведено оцінювання ймовірності того, що отримана вибірка не суперечить припущенню про вказані види законів розподілу випадкової величини. За основу був взятий критерій Пірсона – величина χ_q^2 , котру можна визначити зі співвідношення:

$$\chi_q^2 = \sum_{i=1}^l \frac{(m_i - np)^2}{np_i}, \quad (4.35)$$

де l – кількість розрядів, на котрі розбито дослідні значення величини; n – обсяг вибірки; m_i – чисельність i -го розряду; p_i – імовірність попадання випадкової величини в інтервал i -го розряду, що визначена за теоретичним законом розподілу.

Таблиця 4.2

Вибір закону розподілу зміни тиску у трубопроводі

<i>№ з/п</i>	<i>Тривалість періоду, год</i>	<i>Кількість вимірів за період</i>	<i>Середнє значення, МПа</i>	<i>Стандарт, МПа</i>	<i>Узгоджений розподіл</i>
1	17,5	35	3,410	0,0271	Нормальний
2	14,6	22	3,500	0,0259	Нормальний
3	23,0	46	3,827	0,0421	Нормальний
4	36,1	23	3,810	0,0448	Гамма-розподіл
5	26,8	30	3,779	0,0360	Нормальний
6	20,2	71	3,447	0,0295	Нормальний
7	35,3	127	3,437	0,0220	Гамма-розподіл
8	28,9	99	3,337	0,019	Нормальний
9	15,8	55	3,439	0,0274	Нормальний
10	14,8	46	3,397	0,0239	Нормальний
11	19,0	57	3,504	0,0322	Нормальний

За допомогою цього критерію були послідовно перевірені гіпотези про можливість застосування різних законів розподілу. Результати проведеного аналізу наведені в *табл. 4.2*. На підставі цих результатів у подальшому для опису розкиду значень тиску при стаціонарному режимі роботи магістральних трубопроводів буде застосовуватися **нормальний закон** розподілу як найбільш характерний за даними розглянутих вибірок.

Аналіз даних *табл. 4.2* дозволив виявити залежність між середнім значенням випадкової величини внутрішнього тиску та його стандартним відхиленням. Проведені розрахунки показали, що коефіцієнт кореляції цих параметрів складає 0,931. Це свідчить про практично лінійний характер залежності між цими параметрами, тобто про постійне значення коефіцієнту варіації значень тиску трубопроводу.

Середнє значення коефіцієнту варіації 6,9 % приймається в якості розрахункового для подальших досліджень.

4.4. ІМОВІРНІСНА МОДЕЛЬ ПЕРЕПАДУ ТЕМПЕРАТУРИ

Іншим важливим чинником, який впливає на напружено-деформований стан трубопроводу, а отже і на його надійність, є сезонна зміна температури $t_1, t_2, t_3...$ трубопроводу, пов'язана із впливами зовнішнього середовища. У процесі експлуатації магістральних трубопроводів величина цієї зміни не є постійною, вона має річну і міжрічну мінливість. У розрахункових формулах враховується значення перепаду температури Δt між температурою експлуатації трубопроводу та температурою, за якої його було споруджено. Визначення закону, який описує можливу варіацію перепаду температури, є необхідним для оцінки надійності магістрального трубопроводу.

Експериментальні дослідження трубопроводів показали, що зміна перепаду температури відбувається циклічно протягом

року. При цьому найбільші перепади температури характерні для літнього періоду і є короткими відносно загального періоду експлуатації. Тому понижено ймовірність виникнення розрахункового значення перепаду температури необхідно враховувати при проектуванні магістральних трубопроводів.

У даній роботі вибір закону розподілу випадкової величини проводиться за даними експериментальних спостережень за температурою в магістральному трубопроводі «Келіф-Шабарган» на ділянці довжиною 100 км. Генеральна вибірка становить 366 щоденних значень температури за рік.

Загальний характер коливання зміни температури за увесь період зображено на *рис. 4.23*.

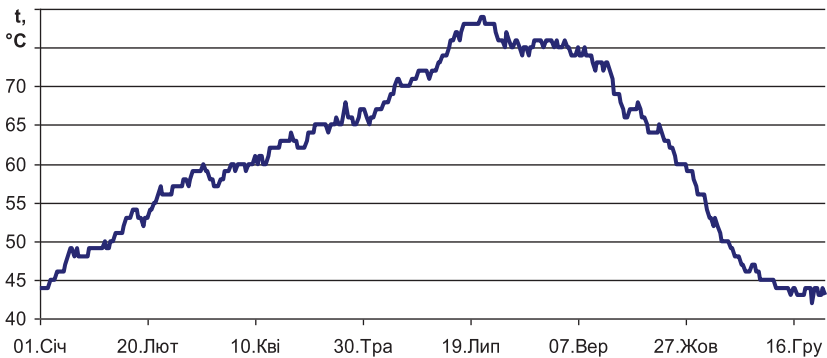


Рис. 4.23. Графік зміни температури t на поверхні магістрального трубопроводу за рік

Характер зміни температури, приведений на *рис. 4.23*, є типовим для магістральних трубопроводів, що підтверджується даними спостережень за 10 років даного трубопроводу та даними з інших трубопроводів [30]. Тому такий розподіл температури був прийнятий в якості розрахункового для визначення надійності трубопроводу.

Припускалося, що величини перепаду температури Δt_1 , Δt_2 , Δt_3 , ... Δt_n , на поверхні магістрального трубопроводу є

незалежними, і була перевірена вихідна гіпотеза про те, що їх розподіл відповідає нормальному. Для цього, як і у п. 4.3, був застосований критерій Пірсона. Розрахунок проведений у табличній формі для десяти інтервалів (табл. 4.3). При цьому приймався рівень значимості 5 %.

Таблиця 4.3

Перевірка гіпотези про нормальність розподілу температури

№ з/п	Межі інтервалів $\Delta t, ^\circ\text{C}$		Кількість спосте- режень в інтервалі	Значення функції Лапласа на границях інтервалу		Імовір- ність потрап- ляння в інтервал	$\frac{(m_i - np_i)^2}{np_i}$
1	8	12	9	0,0000	0,0446	0,0446	2,277
2	12	16	27	0,0446	0,0968	0,0522	2,250
3	16	20	39	0,0968	0,1841	0,0873	1,562
4	20	24	38	0,1841	0,3085	0,1245	1,254
5	24	28	56	0,3085	0,4602	0,1516	0,005
6	28	32	53	0,4602	0,6179	0,1577	0,388
7	32	36	48	0,6179	0,7580	0,1401	0,211
8	36	40	39	0,7580	0,8643	0,1063	0,000
9	40	44	38	0,8643	0,9332	0,0689	4,499
10	44	48	10	0,9332	1,0000	0,0668	1,215
$\chi_q^2 =$							12,661

Граничне значення критерію при заданому рівні значимості та виділеній кількості інтервалів рівне $\chi_{0,05}^2 = 14,1$. Таким чином, оскільки $\chi_q^2 < \chi_{0,05}^2$, вихідна гіпотеза підтвердилася, і розподіл випадкової величини перепаду температури не суперечить

нормальному закону. Графік порівняння цих розподілів наведений на *рис. 4.24*.

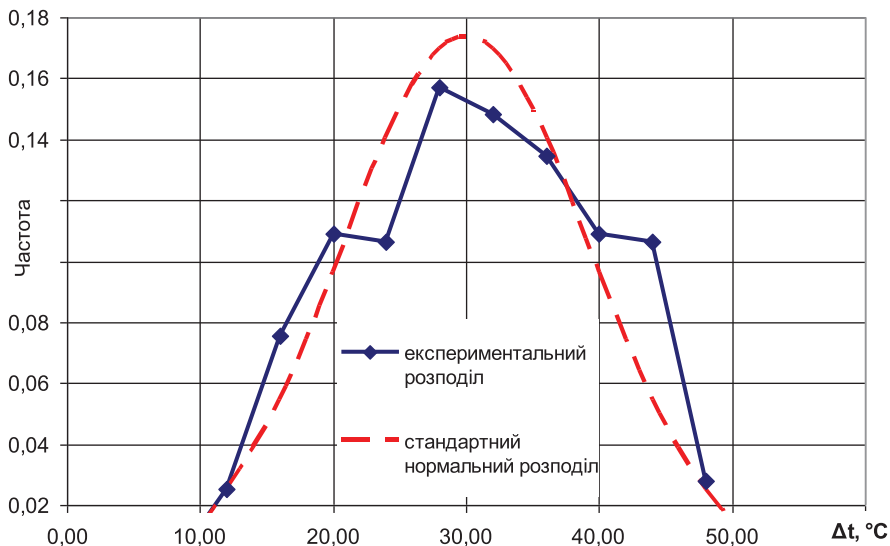


Рис. 4.24. Порівняння експериментального розподілу зміни температури Δt зі стандартним нормальним розподілом

Математичне очікування значення перепаду температури за вибіркою становить $\bar{\Delta t} = 30,6^\circ C$, середньоквадратичне відхилення дорівнює $\hat{\Delta t} = 10,2^\circ C$.

4.5. СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ФІЗИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛЕСОВИХ ПРОСАДОЧНИХ ГРУНТІВ

Із вхідних параметрів, що впливають на надійність підземних трубопроводів, найменш дослідженим є вплив нерівномірних деформацій основи. Для його коректної оцінки необхідно визначити статистики (математичне очікування, стандарт, коефіцієнти варіації, асиметрії та ексцесу тощо) та закони розподілу основних фізико-механічних властивостей

лесової просадочної основи у природному та водонасиченому станах: питому вагу, вологість, коефіцієнт пористості, модуль деформації.

4.5.1. Інженерно-геологічні умови дослідних об'єктів. В якості статистичного матеріалу для дослідження фізико-механічних властивостей лесових просадочних основ використані дані інженерно-геологічних вишукувань, проведених на території м. Херсон – дослідний об'єкт № 1 [12] (дод. А – В); на трасі магістрального трубопроводу на території Козельщанського району Полтавської області – дослідний об'єкт № 2 (рис. 4.25, 4.26) [12] (дод. Г).

Статистичний матеріал об'єкту № 1 відібраний з 10 шурфів, глибиною 13 м [61], дослідні моноліти ґрунту відбиралися через кожний метр за глибиною з подальшим відбором кілець для компресійних випробувань у приладі одноосьового стиску.

Під час дослідження виокремлено чотири інженерно-геологічних елементи: ІГЕ-1 – ґрунтово-рослинний шар (чорнозем суглинистий, пухкий, твердий); ІГЕ-2 – суглинок лесовий, бурувато-жовтий, карбонатний, легкий пілуватий, твердий, у замклому стані текучий, макропористий, просадочний; ІГЕ-3 – супісок лесовий, пальово-жовтий, карбонатний, пілуватий, твердий, у замклому стані текучий, макропористий, просадочний; ІГЕ-4 – суглинок лесовий, жовто-коричневий, коричнево-бурий, карбонатний, важкий пілуватий, твердий, у замклому стані текучий, просадочний. На час проведення ІГ вишукувань ґрунтових вод не знайдено.

Роботу з відбору проб ілюструють рис. 4.25 і рис. 4.26, а проведення випробувань зображене на рис. 4.27.



Рис. 4.25. Заміна ізоляції трубопроводу, прокладеного в лесових ґрунтах Полтавської області



Рис. 4.26. Відбір зразків лесового ґрунту з масиву на трасі трубопроводу

Загальна вибірка статистичних даних фізико-механічних властивостей ґрунту склала 128 значень, з них ІГЕ-2 – 52, ІГЕ-3 – 48, ІГЕ-4 – 28. Слід зазначити, що поділ на шари, а також встановлення їх потужності відбувається згідно класифікаційних характеристик ґрунту, таких як число пластичності та показник текучості, тому визначення їх статистик є важливою задачею у контексті даного дослідження. У подальших розрахунках призначені наступні потужності шарів: ІГЕ-1 – 0,6 м, ІГЕ-2 – 4,6 м, ІГЕ-3 – 4,9 м, ІГЕ-4 – 2,9 м, загалом 13 м.



Рис. 4.27. Випробування ґрунту в приладі одноосьового стиску

Статистичний матеріал об'єкту № 2 відібраний з шурфу глибиною 2,3 м, у безпосередній близькості від траси трубопроводу, який винесений вбік від траси для відбору ґрунту непорушеної структури. Під час дослідження виокремлено три інженерно-геологічних елементи: ІГЕ-1 – суглинок гумусований, темно брунатний; ІГЕ-2 – супісок лесований, світло коричневий, світло сірий, світло-жовтий, пилюватий, твердий, у замкломому стані текучий, макропористий, просадочний; ІГЕ-3 – суглинок сірий, важкий, пилюватий, твердий. На час проведення ІГ-вишукувань ґрунтових вод не знайдено.

Загальна вибірка статистичних даних фізико-механічних властивостей ґрунту склала 24 значення, з них ІГЕ-2 – 24. У подальших розрахунках призначені наступні потужності шарів: ІГЕ-1 – 1,1 м, ІГЕ-2 – 6,2 м, ІГЕ-3 – 2,0 м, загалом 9,3 м.

4.5.2. Результати статистичного аналізу фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів. Для всіх дослідних об'єктів виконувався статистичний аналіз фізичних властивостей лесових просадочних ґрунтів, зокрема, вологості, питомої ваги природного та водонасиченого ґрунту, коефіцієнту пористості. При наявності достатньої кількості однотипних даних визначалися також вологість на межі текучості та розкочування, число пластичності та показник текучості у природному та водонасиченому станах.

Слід зазначити, що дослідження розподілів фізичних характеристик ґрунту є не менш важливим, ніж дослідження його механічних властивостей. Показники вологості, число пластичності та показники текучості дають інформацію про стан ґрунту, в якому він перебуває – природний чи вже водонасичений, а також дають можливість встановити, чи відбулися просадочні явища до початку вишукувань, чи їх прояв імовірний у процесі будівництва та експлуатації. Неоднорідність значень питомої ваги ґрунту у природному та водонасиченому станах можна безпосередньо враховувати при моделюванні в сучасних програмних комплексах, зокрема, у комплексі Ansys. Останнє дозволяє більш точно врахувати значення напружень від власної ваги ґрунту, що є досить вагомим при оцінці відповідних просідань.

У результаті статистичного аналізу були визначені статистики, отримані закони розподілу та побудовані відповідні експериментальні розподіли. Типові експериментальні частотні (диференціальні) гістограми, графіки експериментальних інтегральних функцій та графіки аналітичних розподілів представлені на *рис. 4.28 – 4.30*.

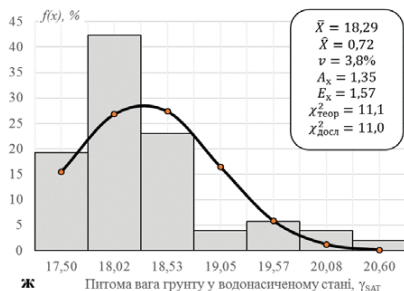
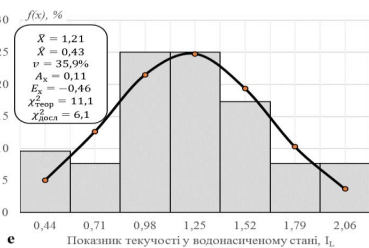
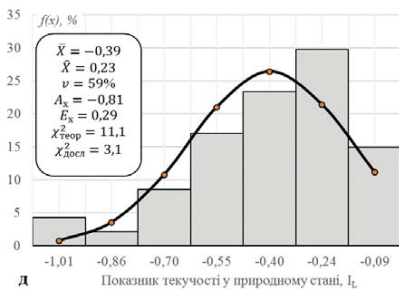
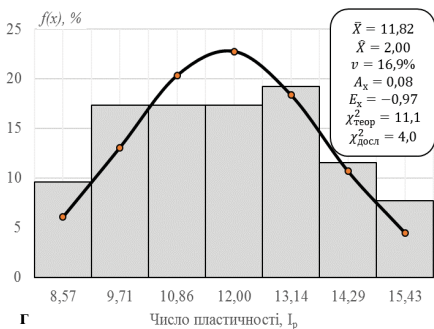
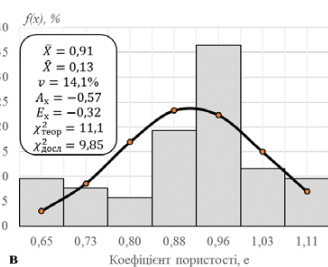
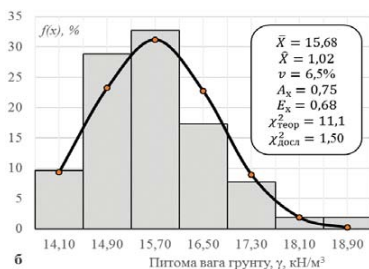
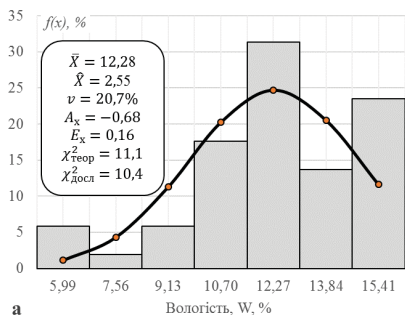


Рис. 4.28. Статистичні характеристики та закони розподілу основних випадкових фізичних характеристик ІГЕ-2 дослідного об'єкту №1:

- а – вологість ґрунту;
- б – питома вага в природному стані;
- в – коефіцієнт пористості;
- г – число пластичності;
- д, е – показник текучості у природному та водонасиченому стані;
- ж – питома вага водонасиченого ґрунту

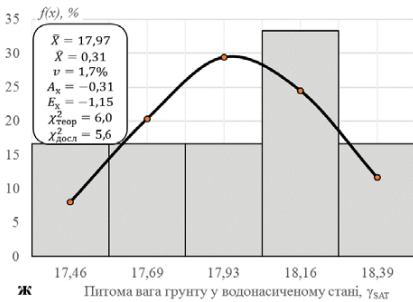
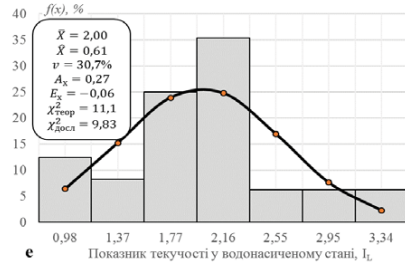
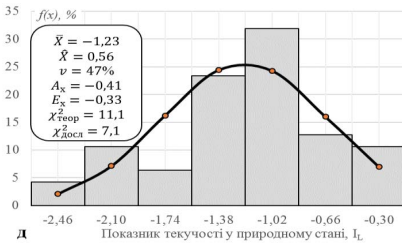
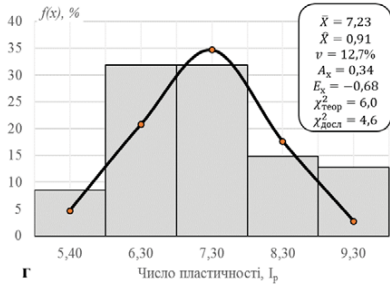
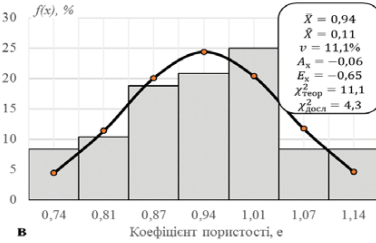
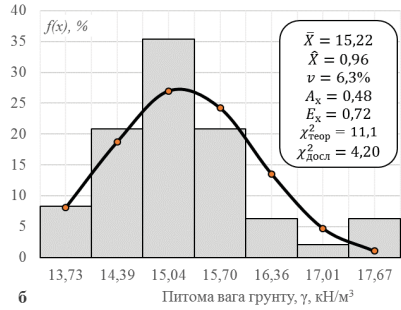
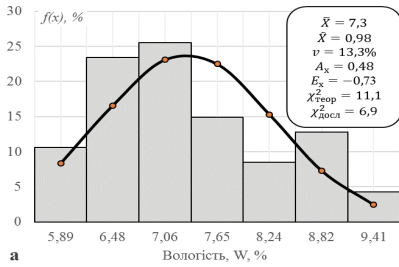


Рис. 4.29. Статистичні характеристики та закони розподілу ВВ основних фізичних характеристик ІГЕ-3 дослідного об'єкту №1:

- а – вологість ґрунту;
- б – питома вага в природному стані;
- в – коефіцієнт пористості; г – число пластичності;
- д, е – показник текучості у природному та водонасиченому стані;
- ж - питома вага водонасиченого ґрунту

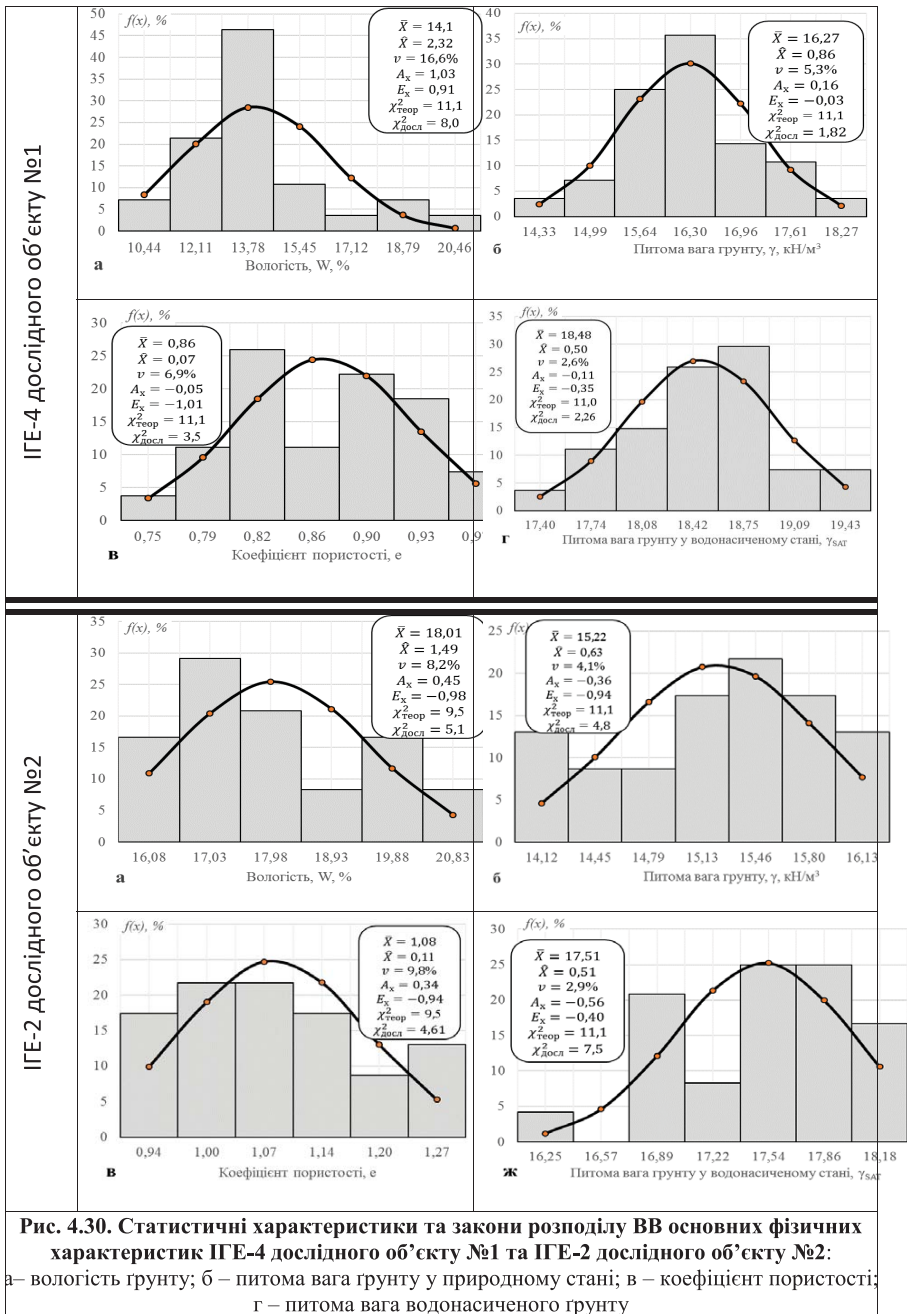


Рис. 4.30. Статистичні характеристики та закони розподілу ВВ основних фізичних характеристик ІГЕ-4 дослідного об'єкту №1 та ІГЕ-2 дослідного об'єкту №2:

а – вологість ґрунту; б – питома вага ґрунту у природному стані; в – коefіцієнт пористості; г – питома вага водонасиченого ґрунту

Таблиця 4.4

Статистичні параметри експериментальних розподілів ВВ фізичних характеристик
 лесового просадочного ґрунту

Статистичні параметри	M1	M2	M3	M4	\bar{X}	\hat{X}	μ_4	μ_3	\hat{X}	V, %	A_x	E_x	Закон розподілу	Критерій Пірсона $\chi^2_{\text{обсл. та}} (\chi^2_{\text{табл.}})$
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Об'єкт №1 (ПГЕ-2 – суглинок лесовий, бурувато-жовтий, карбонатний, легкий піщуватий, твердий, у замоклому стані текучий, макропористий, просадочний)														
Вологість ґрунту W, %	0,02	2,61	-2,92	21,67	12,30	6,44	-11,93	133,55	2,54	20,6	0,48	-0,73	Норм.	10,4 (11,1)
Питома вага ґрунту γ_s , кН/м ³	-0,02	1,63	1,48	9,71	15,69	1,05	0,81	4,02	1,02	6,5	0,75	0,68	Норм.	1,5 (11,1)
Коефіцієнт пористості, e	-0,61	3,15	-8,0	33,60	0,91	0,02	-0,0012	0,0007	0,13	14,1	-0,57	-0,31	Норм.	9,9 (11,1)
Число пластичності, I_p	-1,15	4,38	-11,6	42,90	11,82	3,99	0,67	32,14	2,00	16,9	0,08	-0,97	Норм.	4,0 (11,1)
Показник текучості у природному стані, I_L	-0,98	3,23	-10,4	42,00	-0,39	0,05	-0,01	0,01	0,23	59,0	-0,81	0,29	Норм.	3,1 (11,1)
Показник текучості у водонасиченому стані, $I_{L^{\text{sat}}}$	-0,13	2,60	-0,60	16,90	1,21	0,19	0,008	0,09	0,43	35,9	0,10	-0,43	Норм.	6,1 (11,1)
Питома вага водонасиченого ґрунту γ_{sat} , кН/м ³	0,53	2,19	6,79	27,57	18,29	0,51	0,49	1,19	0,71	3,8	1,34	1,57	Норм.	11,0 (11,1)

Продовження таблиці 4.4

Об'єкт №1 (ПЕ-3 – суфісок лесовий, пильово-явсовий, карбонатний, пилуватий, твердий, у замкненому стані текучий, макророристий, проросадоочий)														
<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вологість ґрунту <i>W</i> , %	0,43	2,98	5,91	24,7	7,3	0,96	0,46	2,09	0,98	13,3	0,48	-0,73	Норм.	6,9 (11,1)
Питома вага ґрунту γ , кН/м ³	0,27	2,18	4,40	20,4	15,22	0,91	0,76	3,1	0,96	6,3	0,87	0,72	Норм.	4,2 (11,1)
Коефіцієнт пористості, <i>e</i>	-0,98	3,64	-9,1	34,4	0,94	0,01	0	0	0,11	11,1	-0,06	-0,65	Норм.	4,3 (11,1)
Число пластичності, <i>I_p</i>	-0,09	1,31	0,17	3,87	7,23	0,83	0,25	1,63	0,91	12,7	0,34	-0,68	Норм.	4,6 (6,0)
Показник текучості у природному стані, <i>I_L</i>	-0,51	2,68	-5,36	26,0	-1,2	0,31	-0,07	0,26	0,56	47	-0,4	-0,33	Норм.	7,1 (11,1)
Показник текучості у водонасиченому стані, <i>I_{sat}</i>	-0,41	2,58	-2,04	17,8	2,00	0,37	0,063	0,41	0,61	30,3	0,28	-0,06	Норм.	9,8 (11,1)
Питома вага водонасиченого ґрунту γ_{sat} , кН/м ³	-0,83	2,5	-5,83	16,5	17,97	0,1	-0,009	0,018	0,31	1,7	-0,3	-1,15	Норм.	5,6 (6,0)

Примітка: M1 – M4 – моменти 1-4 порядків; \bar{X} – математичне очікування; \hat{X} – дисперсія; μ_3 – центральний момент третього порядку; μ_4 – центральний момент четвертого порядку; \hat{X} – середнє квадратичне відхилення (стандарт); ν – коефіцієнт варіації; *A* – коефіцієнт асиметрії; *E* – ексцес

Продовження таблиці 4.4

Об'єкт №1 (ПЕ-4 – суцільнок лесовий, ясово-коричневий, коричнево-бурий, карбонатний, важкий пилуватий, твердий, у замкненому стані текучий, просадочний)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вологість ґрунту W, %	0,18	1,96	3,82	17,0	14,1	5,39	12,98	114	2,32	16,5	1,03	0,91	Норм.	8,0 (11,1)
Питома вага ґрунту γ, кН/м ³	-0,04	1,75	0,18	9,04	16,27	0,75	0,1	1,69	0,86	5,3	0,16	-0,03	Норм.	1,8 (11,1)
Коефіцієнт пористості, e	1,22	4,11	11,2	38,3	0,86	0,003	0	0	0,07	6,9	-0,05	-1,01	Норм.	3,5 (11,1)
Питома вага водонасиченого ґрунту γ _{sat} , кН/м ³	-0,51	2,68	-5,36	22,6	-1,23	0,31	-0,07	0,26	0,56	47	-0,4	-0,33	Норм.	7,1 (11,1)
Об'єкт №2 (ПЕ-2 – суцільнок лесований, світло коричневий, світло сірий, світло-жовтий, пилуватий, твердий)														
Вологість ґрунту W, %	1,04	3,54	10,5	36,5	18,01	2,17	1,49	9,89	1,49	8,2	0,45	-0,98	Норм.	5,1 (9,5)
Питома вага ґрунту γ, кН/м ³	-0,69	4,09	-10,3	44,2	15,22	0,41	-0,09	0,34	0,63	4,1	-0,36	-0,94	Норм.	4,8 (11,1)
Коефіцієнт пористості, e	0,17	2,6	2,78	15,1	1,08	0,01	0	0	0,11	9,8	0,34	-0,94	Норм.	4,6 (9,5)
Питома вага водонасиченого ґрунту γ _{sat} , кН/м ³	-0,08	2,5	-2,8	17	17,51	0,26	-0,07	0,17	0,51	2,9	-0,56	0,4	Норм.	7,5 (11,1)

У табл. 4.4 систематизовано отримані на дослідних об'єктах статистичні параметри експериментальних законів розподілу випадкових величин фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів у природному та водонасиченому стані.

Виходячи з аналізу рис. 4.28 – 4.30 і дод. Б – Д [12] було доведено, що для апроксимації експериментальних гістограм розподілу випадкових величин фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів у природному та водонасиченому станах для більшості випадків найбільш коректним є нормальний закон розподілу Гауса. У тих випадках, коли критерій Пірсона перевищує табличне значення критичної точки розподілу χ^2 за рівнем значимості $\alpha = 0,05$ та кількістю ступенів свободи $k = i - 3 = 10 - 3 = 7$, де i – кількість інтервалів вибірки, гіпотеза про нормальний розподіл відхилялася.

Відсутність статистичного аналізу фізичних характеристик для числа пластичності та показників текучості у природному та водонасиченому станах для ІГЕ-4 (об'єкт № 1) пояснюється складним двомодальним розподілом вибірки. Оскільки наведені властивості важливі, але не вирішальні у контексті проведеного дослідження, було прийнято рішення додатково не аналізувати дані криві розподілу. Двомодальність розподілу пояснюється невеликим об'ємом вибірки та можливим знаходженням на глибинах 10...13 метрів різних суглинків. Для ІГЕ-2 (об'єкт № 2) були відсутні статистичні дані для наведених характеристик ґрунту.

За показниками вологості, питомої ваги та коефіцієнта пористості усі розглянуті ІГЕ слід вважати однорідними, оскільки коефіцієнт варіації не перевищує 20 %. Отже, ґрунтові умови для об'єктів № 1 та № 2 можна вважати досить однорідними. Зважаючи на величини природної вологості для

об'єкту № 1 7,3...14,1 % і для об'єкту № 2 – 18 % та значення показника текучості у природному стані у межах -0,39...-1,2, можна зробити висновок про малий ступінь водонасичення лесової товщі об'єктів № 1 та № 2, що свідчить про потенційний розвиток просадочних явищ внаслідок локального замочування.

Крім того, підтверджено гіпотезу про нормальний закон розподілу для фізичних характеристик ґрунту.

4.6. СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕФОРМАТИВНОСТІ ЛЕСОВОГО ПРОСАДОЧНОГО ГРУНТУ У ВОДОНАСИЧЕНОМУ СТАНІ

Для кожного ґрунту проводилися його випробування у компресійному приладі при різних інтервалах тиску для об'єкту №1 ($\sigma = 0,05...0,1; 0,1...0,2; 0,2...0,25$ МПа) та для об'єкту №2 ($\sigma = 0,05...0,1; 0,1...0,15; 0,15...0,2$ МПа). Це було необхідним, оскільки модуль деформації ґрунту - величина змінна для кожного інтервалу тиску [13, 26, 58], і для отримання коректних результатів під час чисельного моделювання необхідно вводити його значення з урахуванням реальних діапазонів тисків, в яких перебуває ґрунт.

Під час проведення статистичного аналізу вибірок модуля деформації ґрунту для кожного інтервалу тиску, враховувався досвід попередніх досліджень [58, 59], тому для апроксимації використані нормальний, логнормальний та експоненційний закони розподілу. Типові експериментальні гістограми та графіки аналітичного розподілу випадкового модуля деформації лесового просадочного ґрунту у водонасиченому стані E_{sat} , залежно від інтервалів тиску в компресійному приладі, наведені на *рис. 4.31 – 4.34*. У *табл. 4.5* систематизовано їх статистичні параметри.

В якості критерію перевірки можливості імплементації відповідного закону розподілу використовувався критерій Пірсона χ^2 . У результаті аналізу статистичних даних *табл. 4.5* встановлено, що логарифмічно нормальний закон розподілу за критерієм Пірсона підійшов для апроксимації усіх експериментальних гістограм, на відміну від нормального та експоненційного, коректне використання яких можливе лише у поодиноких вибірках. Крім того, у випадках, коли можливо використовувати декілька законів, логнормальний розподіл давав суттєво менші значення статистики критерію Пірсона χ^2 (*табл. 4.5*).

Отримані результати підтверджують попередні припущення про логнормальний характер розподілу модулю деформації ґрунту, проведених для однорідних піщаних подушок [58, 59], але водночас є принципово новими, оскільки імовірнісна техніка для оцінки просадочних явищ раніше не застосовувалася.

Узагальнюючи наведені статистичні дані, можна зробити висновок, що при використанні нормального закону математичне очікування величин модулю деформації у водонасиченому стані для реальних діапазонів тиску коливається в межах 2,78...5,91 МПа та усього в діапазоні 0,89...1,55 МПа для логнормального закону, що свідчить про суттєве зниження характеристик деформативності ґрунту порівняно з модулем деформації у природному стані, рівним 12...14 МПа. При цьому коефіцієнт варіації для водонасиченого стану коливається у межах 53...89 %, що свідчить про суттєву неоднорідність характеристик деформативності водонасиченого ґрунту.

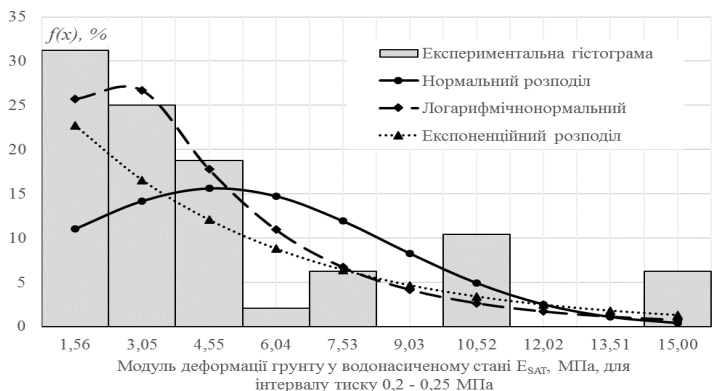
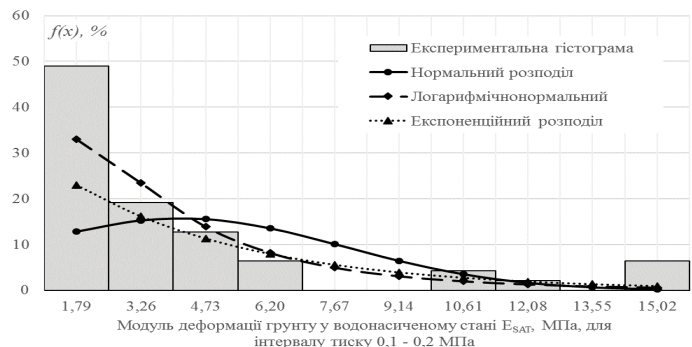
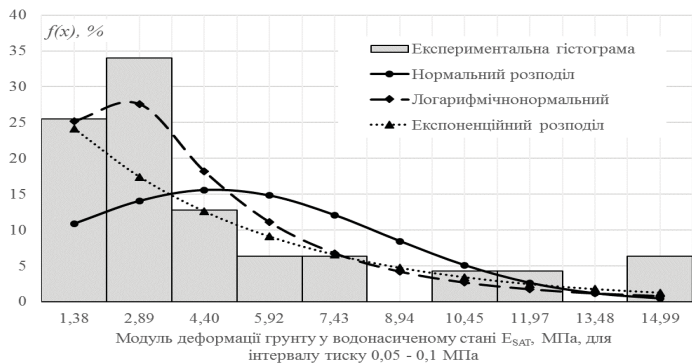


Рис. 4.31. Експериментальні гістограми і розподіли випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ІГЕ-2 (об'єкт №1):
інтервали тиску: а – $\sigma = 0,05-0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1-0,2$ МПа;
в – $\sigma = 0,2-0,25$ МПа

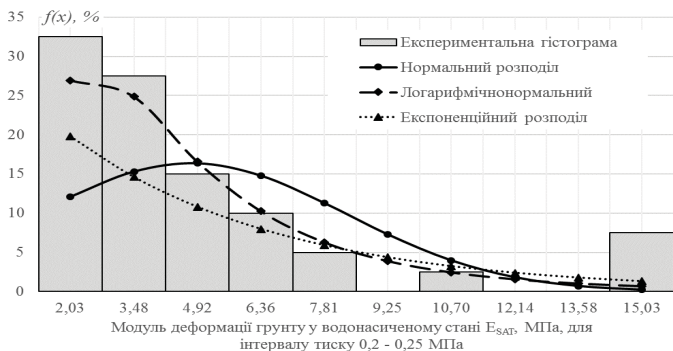
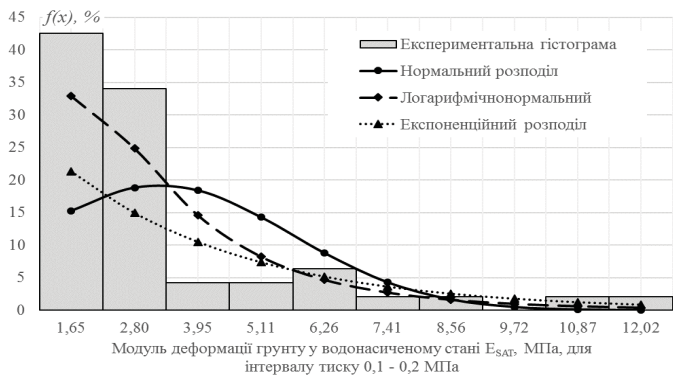
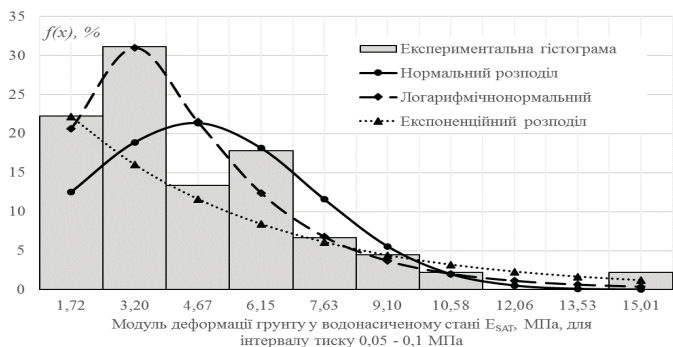


Рис. 4.32. Експериментальні гістограми і графіки розподілу величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ПГЕ – 3 (об’єкт №1):
інтервали тиску а – $\sigma = 0,05-0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1-0,2$ МПа;
в – $\sigma = 0,2-0,25$ МПа

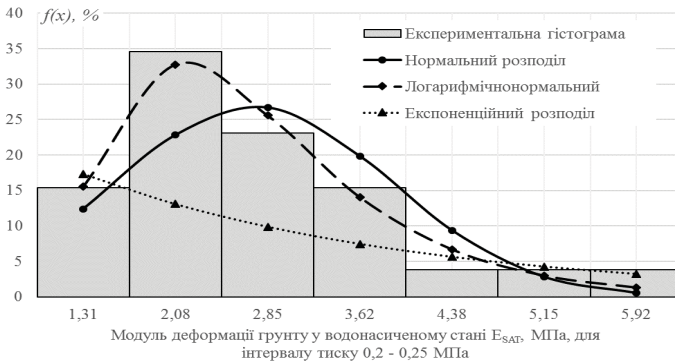
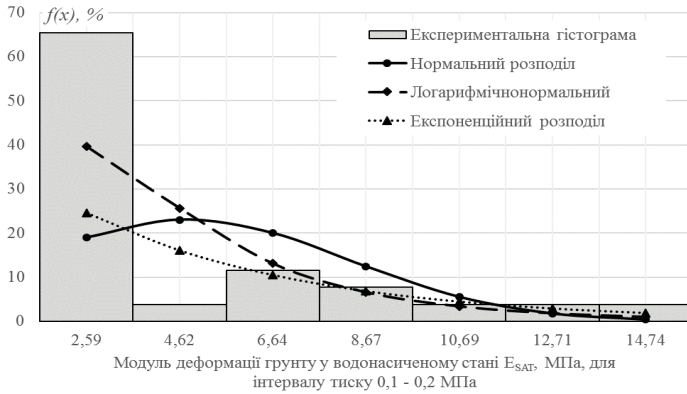
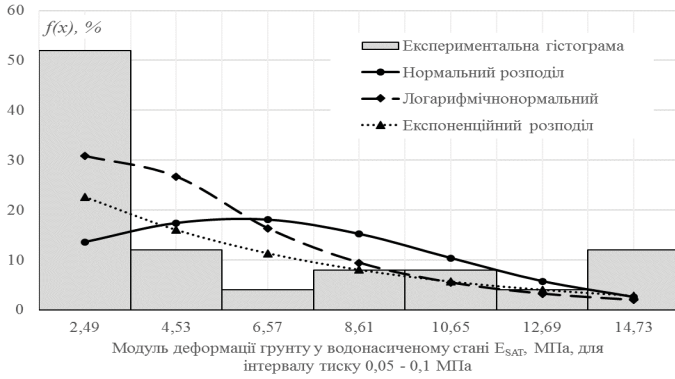


Рис. 4.33. Експериментальні гістограми і графіки розподіл величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ІГЕ – 4 (об’єкт №1):
інтервали тиску а – $\sigma = 0,05-0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1-0,2$ МПа;
в – $\sigma = 0,2-0,25$ МПа

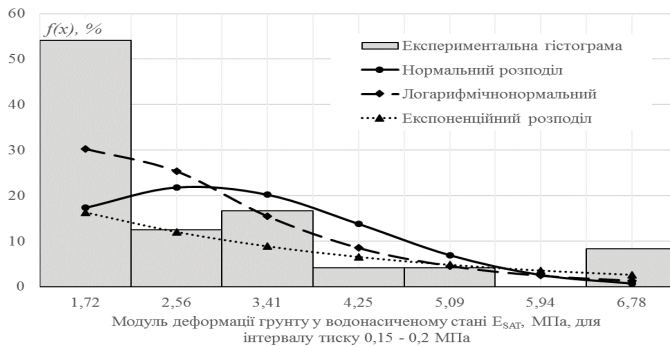
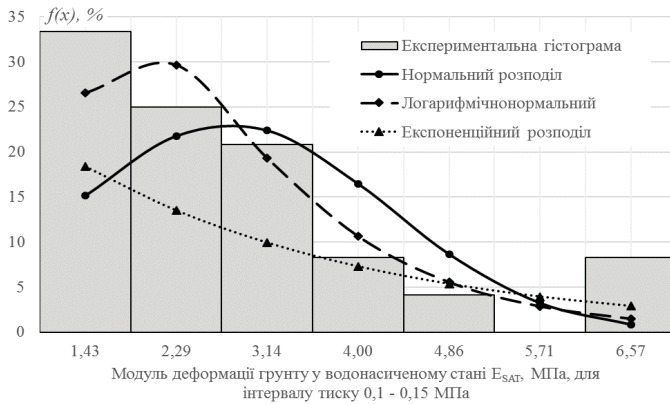
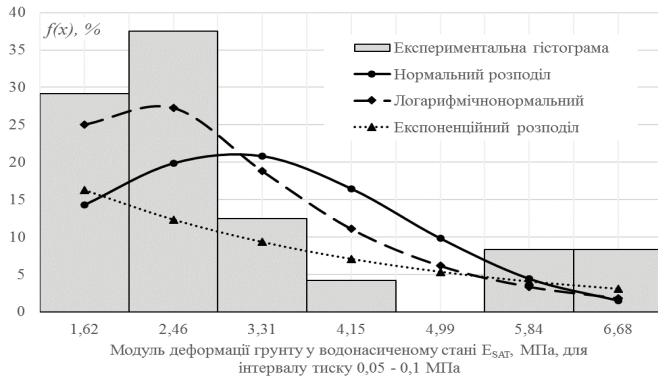


Рис. 4.34. Експериментальні гістограми і графіки розподілу величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ІГЕ – 2 (об’єкт №2):
 Інтервали тиску а – $\sigma = 0,05-0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1-0,15$ МПа;
 в – $\sigma = 0,15-0,2$ МПа

Таблиця 4.5
Статистичні параметри експериментальних розподілів ВВ модуля деформації лесового просадочного ґрунту
у водонасиченому стані для різних інтервалів тиску

<i>l</i>	<i>M1</i>	<i>M2</i>	<i>M3</i>	<i>M4</i>	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	<i>V</i> , %	<i>A_x</i>	<i>E_x</i>	<i>Закон розподілу</i>	<i>Отриманий критерій Пірсона $\chi^2_{\text{обсл. та}} (\chi^2_{\text{табл.}})$</i>
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15
<i>Об'єкт №1 (ПЕ-2 – суцільно лесовий, бурвато-жовтий, карбонатний, легкий піщуватий, твердий, у замкненому стані текучий, макропористий, просадочний)</i>														
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,05 \dots 0,1$ МПа	1,17	7,89	49,29	349,8	4,66 (1,28)	14,93 (0,52)	85,86	349,8	3,9 (0,72)	0,83	1,49	1,18	Норм.	31,4(14,1)
													Логнорм. Експоненц.	7,1(14,1) 11,6(15,5)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,1 \dots 0,2$ МПа	1,62	9,02	65,95	532,4	4,16 (1,13)	13,84 (0,59)	97,36	1059,2	3,7 (0,77)	0,89	1,89	2,52	Норм.	58,3(14,1)
													Логнорм. Експоненц.	9,9(14,1) 19,0(15,5)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,2 \dots 0,25$ МПа	2,14	11,0	74,38	566,0	4,73 (1,30)	14,47 (0,50)	78,16	850,3	3,8 (0,71)	0,80	1,42	1,06	Норм.	33,3(14,1)
													Логнорм. Експоненц.	6,1(14,1) 10,6(15,5)
<i>Об'єкт №1 (ПЕ-3 – суцільно лесовий, палево-жовтий, карбонатний, піщуватий, твердий, у замкненому стані текучий, макропористий, просадочний)</i>														
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,05 \dots 0,1$ МПа	0,93	4,35	20,13	124,9	4,57 (1,37)	7,60 (0,31)	30,81	334,2	2,76 (0,57)	0,60	1,47	2,79	Норм.	9,7(14,1)
													Логнорм. Експоненц.	3,4(14,1) 13,1(15,5)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,1 \dots 0,2$ МПа	1,40	6,29	39,58	288,4	3,27 (0,96)	5,75 (0,43)	28,48	228,0	2,40 (0,66)	0,73	2,07	3,89	Норм.	53,2(14,1)
													Логнорм. Експоненц.	9,9(14,1) 25,3(15,5)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,2 \dots 0,25$ МПа	1,9	9,55	67,45	548,1	4,78 (1,35)	12,39 (0,43)	80,49	883,4	3,52 (0,66)	0,74	1,84	2,76	Норм.	32,9(14,1)
													Логнорм. Експоненц.	3,3(14,1) 12,2(15,5)

Продовження таблиці 4.5

<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Об'єкт №1 (ПГЕ-4 – суцільнок лесовий, жовто-коричневий, коричнево-бурий, карбонатний, важкий пилуватий, твердий, у замкненому стані текучий, просадочний)</i>														
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,05 \dots 0,1$ МПа	1,68	7,6	38,64	208,3	5,91 (1,55)	19,88 (0,45)	83,36	924,5	4,46 (0,67)	0,75	0,94	-0,66	Норм. Логнорм. Експоненц.	31,4(14,1) 8,4(14,1) 11,2(15,5)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,1 \dots 0,25$ МПа	1,08	4,15	18,61	91,8	4,77 (1,34)	12,26 (0,43)	64,86	613,3	3,51 (0,65)	0,73	1,48	1,07	Норм. Логнорм. Експоненц.	35,8(14,1) 9,9(14,1) 20,1(15,5)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,2 \dots 0,25$ МПа	0,84	2,92	9,61	39,85	2,72 (0,92)	1,29 (0,16)	1,53	6,34	1,13 (0,4)	0,42	1,03	0,76	Норм. Логнорм. Експоненц.	8,4(14,1) 1,8(14,1) 16,5(15,5)
<i>Об'єкт №2 (ПГЕ-2 – суцільнок лесований, світло коричневий, світло-жовтий, пилуватий, твердий)</i>														
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,05 \dots 0,1$ МПа	0,67	4,00	15,92	74,5	3,02 (0,98)	2,52 (0,24)	5,09	21,3	1,59 (0,49)	0,53	1,26	0,33	Норм. Логнорм. Експоненц.	13,6(9,5) 5,9(9,5) 17,7(11,1)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,1 \dots 0,15$ МПа	1,58	5,5	24,8	129,0	2,79 (0,9)	2,19 (0,25)	4,19	19,21	1,48 (0,50)	0,53	1,28	0,97	Норм. Логнорм. Експоненц.	7,7(9,5) 1,5(9,5) 9,1(11,1)
Модуль деформації <i>E</i> , МПа, при тиску $\sigma = 0,15 \dots 0,2$ МПа	1,25	4,83	23,25	125,8	2,78 (0,89)	2,32 (0,26)	5,41	23,5	1,52 (0,51)	0,55	1,52	1,35	Норм. Логнорм. Експоненц.	22,3(9,5) 7,2(9,5) 23,8(11,1)
<p>Примітки: М1 – М4 – моменти I-4 порядку; \bar{X} – математичне очікування; \bar{X} – дисперсія; m_3 – центральний момент третього порядку; m_4 – центральний момент четвертого порядку; \hat{X} – середнє квадратичне відхилення (стандарт); v – коефіцієнт варіації; A – коефіцієнт асиметрії; E – ексцес.</p> <p>У дужках вказані значення основних статистик для логнормального закону розподілу.</p> <p>Жирним шрифтом виділені випадки, коли дослідне значення критерію Пірсона перевищує критичне значення.</p>														

4.7. ІМОВІРНІСНИЙ ОПИС ХАРАКТЕРИСТИК ҐРУНТУ У ТЕХНІЦІ ВИПАДКОВИХ ФУНКЦІЙ

4.7.1. Коефіцієнт нормального опору ґрунту. Головною складністю використання випадкових функцій до оцінки деформацій, поздовжніх напружень, імовірності безвідмовної роботи трубопроводу є відсутність конкретних статистичних даних про зміну фізико-механічних характеристик ґрунту основи трубопроводу за його осьювою координатою.

Згідно розглянутої методики, найвагомим параметром, який впливає на поведінку системи «магістральний трубопровід – основа», є коефіцієнт нормального опору ґрунту поперечним переміщенням трубопроводу вниз.

Одиничний коефіцієнт нормального опору ґрунту в першу чергу залежить від модуля деформації ґрунту [2, 48]:

$$c_{yo} = \frac{0,12 \cdot E_s}{(1 - \mu_s^2) \sqrt{l_0 \cdot D_{зовн}}}, \quad (4.36)$$

де E_s – модуль деформації ґрунту; μ_s – коефіцієнт Пуассона; l_0 – одинична довжина трубопроводу; $D_{зовн}$ – зовнішній діаметр труби.

При більш глибоких дослідженнях використовують наступну залежність між переміщеннями трубопроводу та нормальним опором ґрунту основи:

$$\begin{cases} c = c_{yo} D_{ек} y & \text{при } y \leq R_s / c_{yo}; \\ c = R_s D_n & \text{при } y > R_s / c_{yo}, \end{cases} \quad (4.37)$$

де c – опір ґрунту вертикальним переміщенням труби вниз; c_{yo} – одиничний коефіцієнт нормального опору ґрунту (коефіцієнт пружної Вінклерівської основи); y – вертикальне переміщення труби вниз; R_s – розрахунковий опір ґрунту [2]. Значення коефіцієнта Пуассона та зовнішнього діаметра труби для конкретного трубопроводу – величини постійні, отже, основна змінна у формулі (4.37) – модуль деформації ґрунту.

4.7.2. Вихідні дані щодо модулю деформації ґрунту.

Одержання реального статистичного матеріалу для визначення модулю деформації ґрунту E_s на трасі трубопроводу з кроком відбору 1 м (для повного опису кореляційної залежності) на довжині близько кілометру є досить важкою задачею.

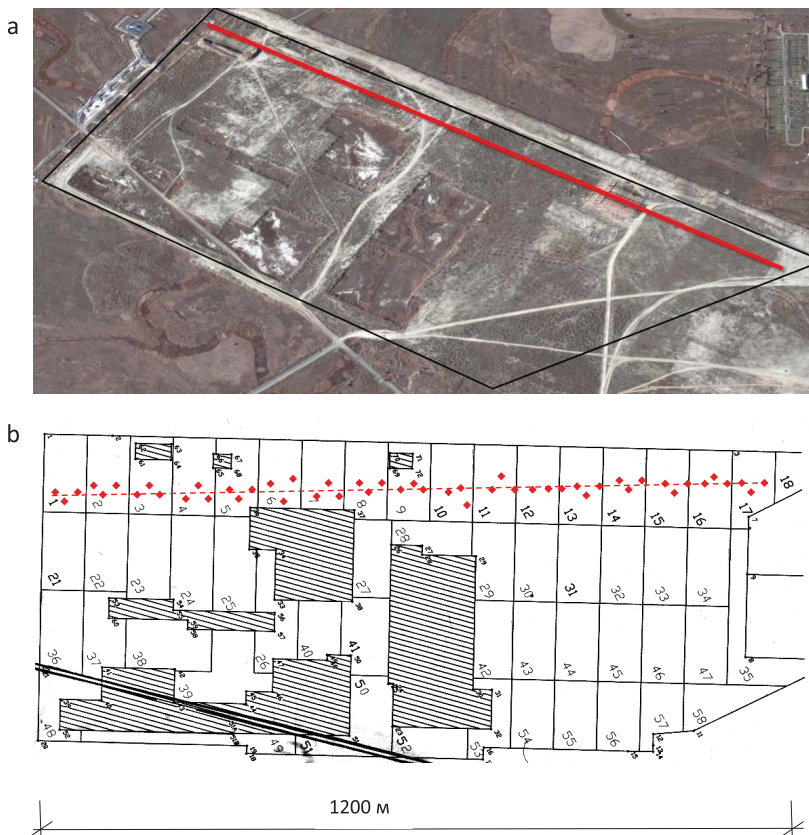


Рис. 4.35. Штучний насіп:

а – сучасний вигляд з супутника із зазначенням траси відбору зразків ґрунту; б – поділ насіпу на дослідні квадрати, точки відбору дослідних кілець

Тому, для оцінювання неоднорідності модуля деформації та відповідно коефіцієнта пружної основи були відфільтровані та додатково оброблені дані інженерно-геологічних досліджень кафедри ВНГіГ ПолНТУ [13, 79] щодо контролю якості ущільнення піщаного насипу в м. Горішні Плавні Полтавської області (*рис. 4.35*).

Ґрунт насипу – пісок дрібний однорідний, коефіцієнт Пуассона $\mu = 0,3$. Статистичні дані вибиралися з усього масиву, який було поділено на квадрати через 30 см за висотою, і вибірка була відфільтрована таким чином, щоб утворити трасу, наближену до прямої. Відстань між точками відбору зразків ґрунту непорушеної структури (дослідних кілець), складала близько 20 м. Отримані значення модуля деформації ґрунту визначалися для інтервалу напружень $\sigma \in [0,05..0,1]$ МПа, що пов'язано зі значеннями реальних напружень під трубою.

Піщаний насип був обраний через те, що піщана основа не має особливих властивостей, вона є звичайною будівельною основою. Крім того, велика кількість трубопроводів реально прокладена у піщаних ґрунтах.

У розрахунках було прийнято гіпотезу, що випадкова функція зміни модуля деформації (коефіцієнта пружної основи) дослідженого ґрунту є стаціонарною та ергодичною функцією [6, 72]. Проте останнє твердження потребує статистичного підтвердження. Для його доведення необхідно, щоб отримана кореляційна функція випадкового процесу $k_x(\xi) \rightarrow 0$ при $\xi \rightarrow \infty$ (тобто кореляційний зв'язок між значеннями випадкової функції повинен наближатися до нуля при збільшенні відстані між ними) [6].

Реалізація функції неоднорідності ґрунтових умов зі зміною осьової координати показана на *рис. 4.36*, дослідні дані наведені в *табл. 4.6*.

Таблиця 4.6

Статистичні дані модуля деформації та коефіцієнта пружної основи

№ квadrата	Тиск у компресійному приладі			Значення коефіцієнта пружної основи, для труби діаметром $D_{zn} = 1020\text{мм}$		
	$\sigma = 0,05 \dots 0,1 \text{ МПа}$			Випадкові величини c_{yo} , кН/м^2		
	Випадкові величини E , МПа					
1	8	8	13	1044,55	1044,55	1697,39
2	13	14	13	1697,39	1827,96	1697,39
3	6	5	6	783,41	652,844	783,413
4	11	11	17	1436,25	1436,25	2219,67
5	17	11	8	2219,67	1436,25	1044,55
6	11	10	17	1436,25	1305,68	2219,67
7	6	8	6	783,413	1044,55	783,41
8	11	7	6	1436,25	913,98	783,41
9	6	7	5	783,413	913,98	652,84
10	11	8	7	1436,25	1044,55	913,98
11	8	6	8	1044,55	783,41	1044,55
12	11	14	17	1436,25	1827,96	2219,67
13	17	12	16	2219,67	1566,82	2089,10
14	10	11	11	1305,68	1436,25	1436,25
15	8	9	11	1044,55	1175,12	1436,25
16	11	15	15	1436,25	1958,53	1958,53
17	7	7	5	913,982	913,98	652,84

За даними табл. 4.6 визначені дослідні числові характеристики вказаної стаціонарної випадкової функції.

- Математичне очікування

$$\bar{x}(l) = \overline{c_{yo}} = const = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{51} x(l_i) = 1347,471 \text{ кН/м}^2. \quad (4.38)$$

- Дисперсія та стандарт

$$\hat{\sigma}^2 = const = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{51} [x(l_i) - \bar{x}(l)]^2 = 232769,8 \left[\text{кН/м}^2 \right]^2,$$

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\hat{\sigma}^2} = 482,4623 \text{ кН/м}^2. \quad (4.39)$$

- Відповідно коефіцієнт варіації v становить

$$\nu = \frac{\hat{x}}{\bar{x}} = 0,35. \quad (4.40)$$

Для визначення нормованої кореляційної функції (НКФ) необхідно перемножити значення центрованої функції, розділені інтервалом $\xi = 0, 20, 40, 60, \dots$, та ділити суму добутків відповідно на $n - 0 = 51, n - 1 = 50, \dots$ і дисперсію випадкової функції [10].

$$k_x(\xi) = \frac{1}{(n-m)D} \sum_{i=1}^{n-m} [(x(l_i) - \bar{x}(l)) \cdot (x(l_{i+m}) - \bar{x}(l))]. \quad (4.41)$$

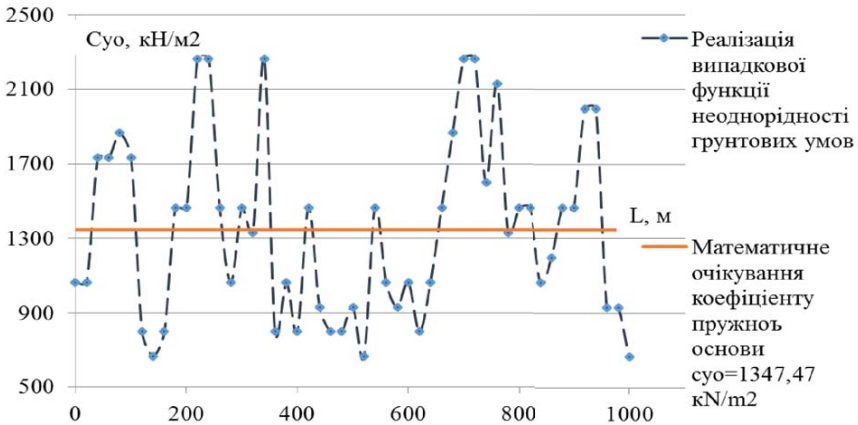
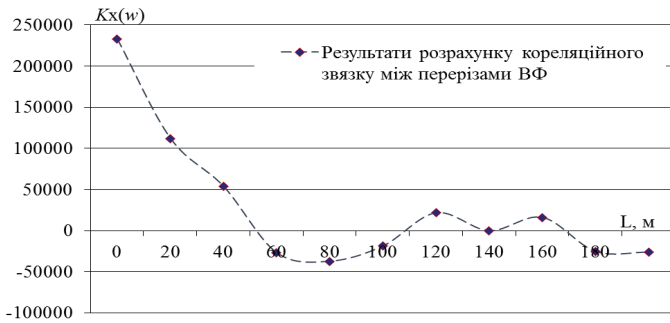
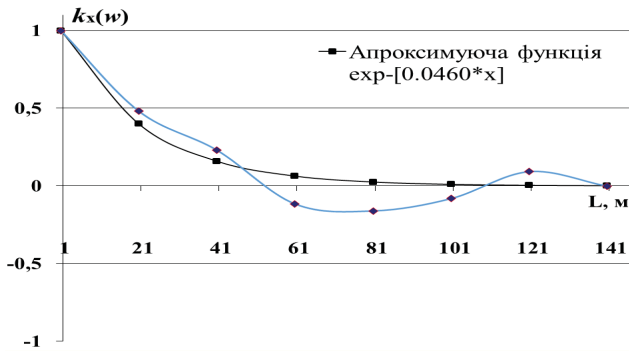


Рис. 4.36. Реалізація ВФ неоднорідності ґрунтових умов за довжиною трубопроводу

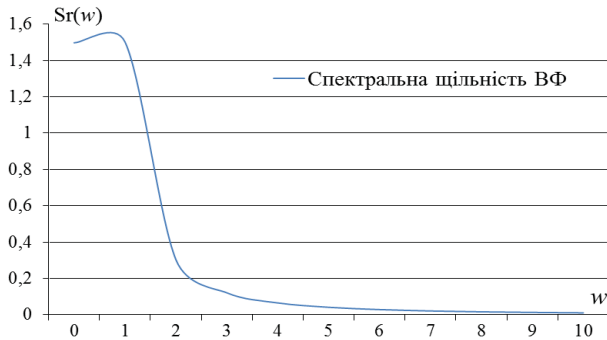
Графік функції (4.41) зображено на *рис. 4.37, а* у вигляді точок, з'єднаних пунктирною лінією. Як бачимо, кореляція між перерізами ВФ дуже швидко згасає, що свідчить про високу внутрішню неоднорідність процесу за довжиною L . Не досить плавний хід цієї кривої можна пояснити недостатньою кількістю статистичних даних або ж певними неточностями під час польових та лабораторних випробувань. З метою надати графіку (*рис. 4.37, б*) більш плавного характеру і виключити певні викиди, доцільно апроксимувати отримані дані за допомогою методу найменших квадратів функцією (5.58) або (5.59).



а



б



в

Рис. 4.37. Функції внутрішньої структури ВФ неоднорідності ґрунтових умов за довжиною трубопроводу: а – експериментальна кореляційна функція; б – нормована кореляційна функція (5.58); в – спектральне представлення апроксимованої НКФ

Аналізуючи *рис. 4.37, б* можна зробити висновок про трудність використання імовірнісної методики, запропонованої В.В. Болотіним [6, 7], оскільки для побудови максимально точної характеристики внутрішньої структури процесу – кореляційних залежностей, необхідно проводити відбір зразків ґрунтової основи з періодичністю в 1 м, що є дуже коштовним для споруди протяжністю у декілька кілометрів. Для порівняння сучасні норми, які регламентують об'єм інженерно-геологічних вишукувань [18, 19], для звичайних умов прокладання передбачають відбір зразків через 250 м за довжиною траси трубопроводу.

Використання останньої рекомендації може призвести до появи значних коливань кореляційної функції з періодичністю (1...2) м. З метою їх згладити, можна використати варіант (5.58), який відповідає поз. 10 з *табл. 5.4* [11].

У результаті доведено гіпотезу про ергодичність розглянутої випадкової функції, а також отримано значення параметрів нормованої кореляційної функції, описаної виразами (5.59) $\alpha = 0,0238$, $\beta = 0,911$ та (5.58) $\alpha = 0,0460$, за якими можна побудувати спектральну щільність, що відповідає нормованій кореляційній функції випадкової функції неоднорідності ґрунтових умов.

4.8. РЕЗЮМЕ

1. За результатами вимірювань тиску в магістральному трубопроводі «Лисичанськ-Кременчук» (3436 значень, отриманих протягом трьох місяців) встановлено, що загальний характер коливання тиску за весь період спостереження залежить, в основному, від зміни завантаженості трубопроводу та регулювання потужності системи. Однак, навіть при

стаціонарному режимі роботи трубопроводу спостерігалися істотні коливання тиску як у сторону збільшення, так і в сторону зменшення від номінального значення. Це пов'язано із впливом факторів, що мають випадкову природу і є причинами випадкових перевантажень конструкції трубопроводу.

2. Проведений порівняльний аналіз гіпотез про відповідність розподілу тиску в магістральному трубопроводі при стаціонарному режимі його роботи можливим теоретичним розподілом показав, що для опису випадкової величини внутрішнього тиску у більшості випадків можна застосовувати нормальний закон розподілу.

3. За даними експериментальних спостережень за температурою в магістральному трубопроводі (366 значень, отриманих протягом року) виявлено, що загальний характер коливання температури за увесь період є типовим для магістральних трубопроводів загалом. Проведений аналіз показав, що розподіл значень випадкової величини перепаду температури відповідає нормальному закону розподілу.

4. Обґрунтована можливість застосовувати нормальний закон розподілу для аналітичного опису експериментального розподілу випадкових фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів, оскільки критерій Пірсона у всіх випадках підтвердив таку можливість.

5. Отримані результати підтвердили попередні припущення про логнормальний характер розподілу модуля деформації ґрунту. Це положення є принципово новим, оскільки імовірнісне оцінювання модуля деформації лесових просадочних основ у водонасиченому стані раніше не проводилося. За критерієм Пірсона логарифмічно-нормальний закон розподілу визнано придатним для апроксимації усіх експериментальних гістограм, на відміну від нормального та експоненційного розподілів,

коректне використання яких можливе лише для опису поодиноких вибірок.

6. Використання імовірнісної техніки випадкових функцій потребує значного обсягу статистичних даних про зміни значень модулю деформації ґрунту за довжиною трубопроводу. При цьому для кореляційного виразу з періодичною складовою зразки мають відбиратися через 1 м, що є фактично нереальним. Тому рекомендується використання більш простої кореляційної залежності (5.58).

РОЗДІЛ 5 ПРИНЦИПИ І МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

Про теорію надійності останнім часом говорять все частіше, представляючи її найрізноманітнішими способами. Для одних ця теорія представляє надію на інтеграцію різнорідних інженерних дисциплін, для інших - можливість самовираження при рішенні нових цікаво сформульованих завдань. Для інших же - це просто старе вино в нових пляшках.

**А.В. Перельмутер, доктор технічних наук
«Обрані проблеми надійності
і безпеки будівельних конструкцій», 2000 р.**

5.1. ЗАГАЛЬНИЙ ПІДХІД ДО РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧ НАДІЙНОСТІ КОНСТРУКЦІЙ

5.1.1. Загальні положення. Поведінка системи (зокрема, будівельної конструкції) в узагальненому вигляді описується операторним співвідношенням

$$U = H \cdot q; \quad (5.1)$$

обернене співвідношення $q = L \cdot u$,

де q – **вхідні параметри**, елементи простору Q , $q \in Q$; u – **вихідні параметри** системи, що є елементами простору U станів системи, $u \in U$; еволюції вхідних параметрів і станів системи ілюструються траєкторіями $q(t)$ та $u(t)$ (рис. 5.1, а, б); H , L – оператори, що описують структуру й властивості системи; вони можуть мати різний характер і визначати особливості та складність системи (з точки зору надійності).

Види операторів (і відповідно систем): лінійні та нелінійні; вироджені (простори Q і U скінченні, відсутні операції диференціювання й інтегрування); стаціонарні (незмінні з часом)

і нестационарні; дискретні (одномірні та багатомірні) і розподілені.

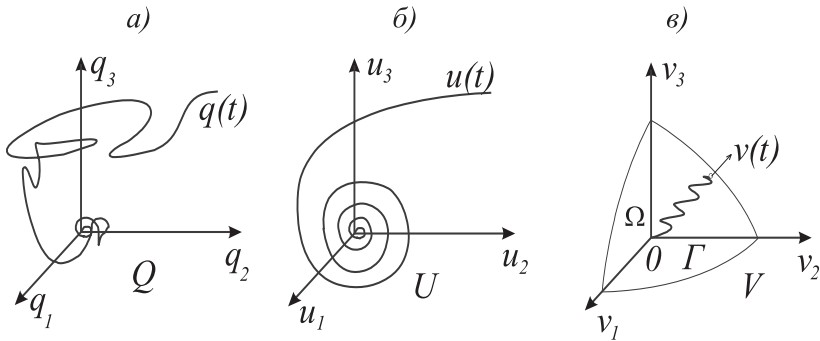


Рис. 5.1. До загальної процедури оцінки надійності системи:

а – траєкторія вхідних параметрів; б – траєкторія вихідних параметрів;

в – відмова системи.

Далі виконується перехід від простору U до **простору якості** системи V з елементами $v \in V$:

$$v = M \cdot u. \quad (5.2)$$

Множина станів системи, що є допустимими з точки зору якості, складає у просторі V **зону (підпростір) допустимих станів** Ω . Межа зони Ω – це граничний стан системи, вона називається граничною поверхнею Γ .

Відмова – це випадкове перехрещення траєкторією $v(t)$ граничної поверхні Γ зони Ω у напрямку зовнішньої нормалі (рис. 5.1, в) або випадковий викид $v(t)$ із зони допустимих станів.

Функція надійності $P(t)$ – це ймовірність знаходження елемента $v(t)$ у допустимій зоні Ω протягом інтервалу $0 \leq \tau \leq t$:

$$P(t) = F\{v(t) \in \Omega; \tau \in [0; t]\} \quad (5.3)$$

Загальна схема обчислення показників надійності з урахуванням фізичних, технічних, експлуатаційних факторів ілюструється на *рис. 5.2*.

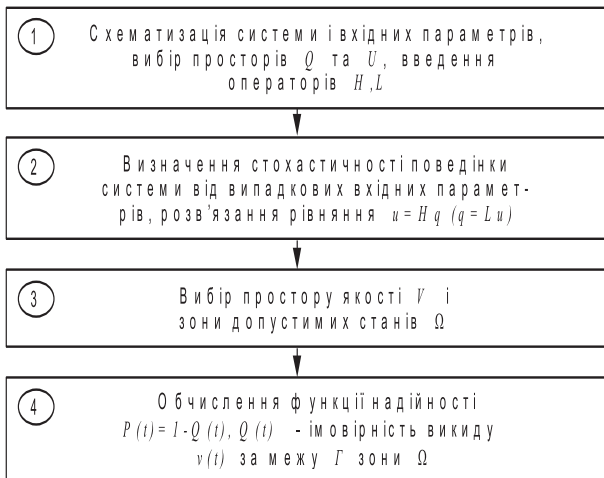


Рис. 5.2. Загальна схема оцінювання надійності системи

Розглянемо наочний приклад однопараметричної системи, здатність якої виконувати задані функції характеризується одним параметром v . Можливі випадки ілюструються *рис. 5.3*.

Для випадку одного граничного значення параметра v^* , що не залежить від часу (*рис. 5.3, а*), функція надійності записується як

$$P(t) = F\{v(t) < v^*; 0 \leq t \leq t\}. \quad (5.4)$$

У випадку двосторонньої зони якості, що залежить від часу (*рис. 5.3, б*), функція надійності визначається у вигляді

$$P(t) = F\{v_*(t) < v(t) < v_{**}(t); 0 \leq t \leq t\}. \quad (5.5)$$

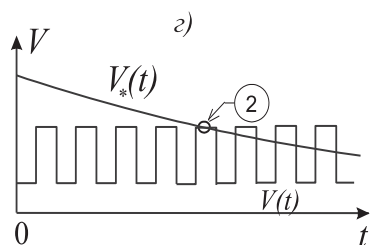
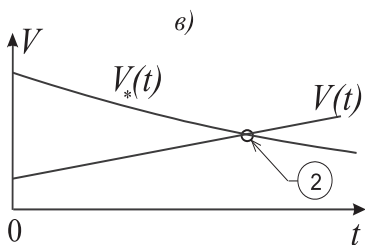
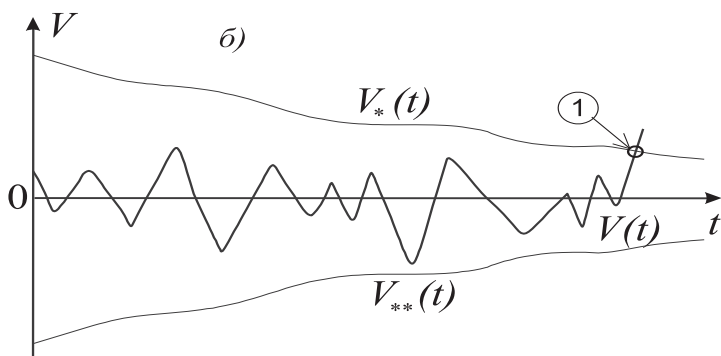
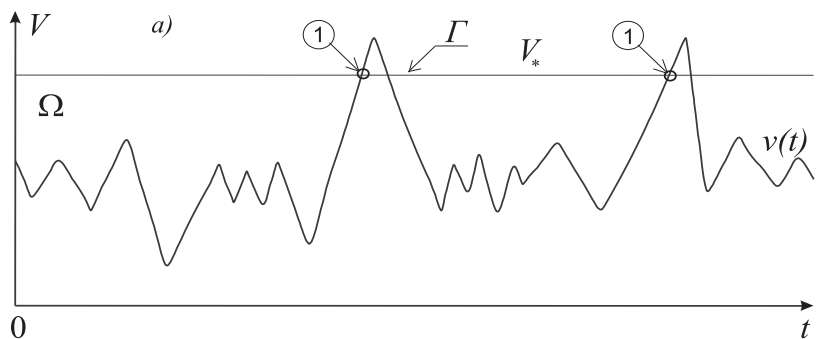


Рис. 5.3. Відмови однопараметричних систем:

а – раптова відмова (ноз. 1), випадок одностороннього обмеження; б – раптова відмова (ноз. 1), випадок двосторонньої зони якості, що залежить від часу; в – поступова відмова (ноз. 2) системи з монотонним параметром якості; г – поступова відмова (ноз. 2) системи з імпульсним параметром якості.

5.1.2. Оцінювання надійності конструкцій у техніці випадкових величин. Перейдемо від наведеної вище загальної постановки задачі надійності технічних систем до надійності будівельних конструкцій. Для цього запишемо узагальнену умову безвідмовної роботи (неруйнівності) конструкції, яка має наступний вигляд:

$$\tilde{Y}(t) = \tilde{R}(t) - \tilde{S}(t), \quad (5.6)$$

де $\tilde{R}(t)$ – узагальнена несуча здатність конструкції; $\tilde{S}(t)$ – узагальнене навантаження на конструкцію; $\tilde{Y}(t)$ – характеристика, яку ввів О.Р. Ржаніцин і назвав резервом міцності [47]. Ми назвемо цю характеристику *резервом несучої здатності* із врахуванням того, що у межах цієї концепції можуть розв’язуватися також задачі надійності стиснутих, стиснуто-зігнутих та розтягнуто-зігнутих елементів.

У даному розділі застосуємо імовірнісну техніку випадкових величин без урахування фактора часу t , яка є обґрунтованою при дії навантажень, що мало змінюються у часі (постійних і деяких технологічних) або тих, що мають одноразовий характер. При цьому умова безвідмовності конструкції через функцію резерву несучої здатності запишеться як

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} \geq 0. \quad (5.7)$$

Розглянемо простий випадок, коли конструкція навантажена випадковим механічним навантаженням \tilde{q} , яке спричиняє у конструкції випадкові механічні напруження $\tilde{\sigma}$. Міцність конструкції – також випадкова величина, вона визначається випадковими напруженнями руйнування $\tilde{\sigma}_y$ (наприклад, межею плинності для м’якої сталі). Несуча здатність конструкції дорівнює $\tilde{R} = \tilde{\sigma}_y A$, де A – геометрична характеристика перерізу конструкції; $\tilde{S} = \alpha \tilde{q}$ – зусилля у конструкції від зовнішнього

навантаження. Резерв несучої здатності може визначатися також у просторі напружень, тоді $\tilde{R} = \tilde{\sigma}_y$, $\tilde{S} = \tilde{\sigma}$.

З точки зору узагальненої постановки задачі надійності (див. п. 5.1.1) ми маємо вироджену систему, для якої зусилля (напруження) визначає вихідний параметр \tilde{u} і параметр якості \tilde{v} , тобто

$$\tilde{S} = \tilde{v} = \tilde{u} = \tilde{q} \alpha.$$

Зону допустимих станів складає множина, для кожного елемента якої виконується наведена нерівність

$$\Omega = \{Y; y = (r-s) \geq 0\}.$$

У координатах $R-S$ зона Ω має трикутну форму і розміщується вище від прямої $R = S$ (рис. 5.4).

Функція надійності, тобто імовірність безвідмовної роботи, дорівнює

$$P = \int_{\Omega} f(Y) dY. \quad (5.8)$$

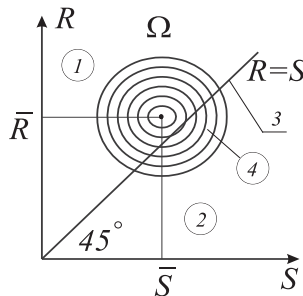


Рис. 5.4. До оцінки надійності у техніці випадкових величин:

- 1 – зона допустимих станів; 2 – зона відмови; 3 – межа допустимої зони; 4 – проекція розподілу $f(Y)$.

Математичне сподівання й стандарт резерву несучої здатності визначається як для лінійної функції:

$$\bar{Y} = \bar{R} - \bar{S}; \quad \hat{Y} = \sqrt{\hat{R}^2 + \hat{S}^2}. \quad (5.9)$$

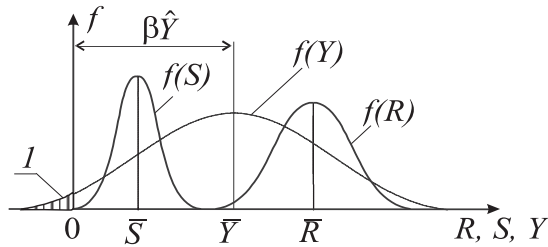


Рис. 5.5. Визначення ймовірності відмови:

1 – ділянка відмови

Характеристика, що визначається як

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{1}{V_Y} = \frac{\bar{R} - \bar{S}}{\sqrt{\hat{R}^2 + \hat{S}^2}}, \quad (5.10)$$

називається *характеристикою безпеки* (О.Р. Ржаніцин [47]) або *індексом безпеки* (С.А Корнелл [65]), вона визначає ймовірність відмови (рис. 5.5):

$$Q(Y \leq 0) = F_Y(0) = F_Y(\bar{Y} - \beta \hat{Y}). \quad (5.11)$$

Використовуючи коефіцієнти варіації $V_S = \hat{S}/\bar{S}$ та $V_R = \hat{R}/\bar{R}$ і відповідні вирази $\bar{R} = \hat{R}/V_R$ та $\bar{S} = \hat{S}/V_S$, з урахуванням співвідношення $p = \hat{R}/\hat{S}$ одержимо зручну безрозмірну формулу для β

$$\beta = \frac{pV_S - V_R}{V_R V_S \sqrt{1 + p^2}}. \quad (5.12)$$

У випадку нормального розподілу $f(Y)$ характеристика безпеки є дуже зручною:

$$Q(Y < 0) = 0,5 - \Phi(\beta), \quad P(Y \geq 0) = 0,5 + \Phi(\beta). \quad (5.13)$$

Тут $\Phi(\beta)$ – описана вище функція Лапласа.

5.1.3. Оцінювання надійності конструкцій у техніці випадкових процесів. Нагадаємо, що у цьому випадку умова безвідмовності конструкції записується у вигляді (5.6):

$$\tilde{Y}(t) = \tilde{R}(t) - \tilde{S}(t) > 0.$$

При застосуванні імовірнісної моделі випадкового процесу, в наведеному виразі $\tilde{S}(t)$ – зусилля (або напруження) у конструкції у формі випадкового процесу; $\tilde{R}(t)$ – випадковий процес або випадкова величина \tilde{R} несучої здатності; $\tilde{Y}(t)$ – випадковий процес резерву несучої здатності конструкції.

В таких умовах відмова конструкції трактується як **викид** випадкового зусилля $\tilde{S}(t)$ за випадковий рівень несучої здатності $\tilde{R}(t)$ (рис. 5.6) або як викид ВП $\tilde{Y}(t)$ у від’ємну область.

Якщо прийняти, що навантаження і несуча здатність описуються стаціонарними або квазістаціонарними випадковими процесами, то оцінка ймовірності відмови конструкції може бути визначена за кількістю викидів $N_+(t)$ як

$$Q(t) \cong N_+(t) = \frac{\omega_q f_Y(\beta) t}{\beta_\omega \sqrt{2\pi}}. \quad (5.14)$$

У цій формулі: ω_q – ефективна частота випадкового процесу резерву несучої здатності; $f_Y(\beta)$ – ордината густини розподілу функції резерву несучої здатності \tilde{Y} , що відповідає значенню характеристики безпеки β (рис. 5.5); t – наробіток конструкції; β_ω – коефіцієнт широкополосності випадкового процесу $\tilde{Y}(t)$.

Якщо $\tilde{R}(t)$ та $\tilde{S}(t)$ розподілені нормально, тоді $\tilde{Y}(t)$ також має нормальний розподіл, і формула для $Q(t)$ приймає вигляд:

$$Q(t) = \omega_q \cdot \frac{e^{-0,5\beta^2 t}}{2\pi\beta_\omega}. \quad (5.15)$$

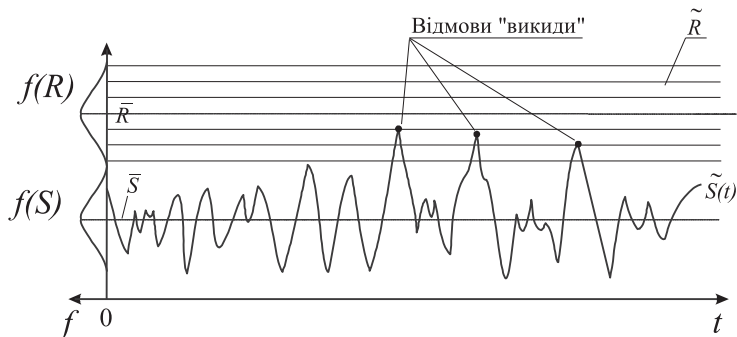


Рис. 5.6. Відмови елемента під навантаженням у формі випадкового процесу

Спираючись на формулу (5.15) і задаючись нормативним значенням імовірності відмови $[Q]$, легко визначити відповідну характеристику безпеки:

$$\beta = \sqrt{2 \ln \frac{\omega_q t}{2\pi [Q] \beta_\omega}}. \quad (5.16)$$

Для одержання чисельних оцінок надійності за загальною формулою (5.14) необхідно розв'язати дві основні задачі:

а) визначення ординати $f_y(\beta)$, для чого слід побудувати суми (композиції) або різниці розподілів різного виду, які можуть суттєво відрізнятися від розповсюдженого нормального закону;

б) визначення спільної частотної характеристики ω_q випадкових процесів навантажень і несучої здатності з різними частотно-часовими параметрами.

5.2. ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ У ТЕХНІЦІ ВИПАДКОВИХ ВЕЛИЧИН

5.2.1. Загальні міркування. Для оцінювання надійності будівельних конструкцій розроблено низку підходів: методи

лінеаризації і перебору станів, методики заміни випадкових аргументів (чисельне інтегрування) В.П. Чиркова, статистичних випробувань Монте-Карло (Monte Carlo Simulation), заміни функції на обмеженій ділянці рівнянням регресії (метод апроксимуючих поліномів, Response Surface Method), Point Estimate Method (FO – PEM & A – PEM) і First Order Reliability Method (A – FORM) тощо [59, 64, 71, 73, 79].

Кожний із цих методів є зручним інструментом для розв’язання конкретної задачі. Найбільш універсальними із них є Monte Carlo Simulation (MCS), Response Surface Method (RSM) та Point Estimate Method (PEM). Саме вони використовуються для розв’язання комплексних будівельних задач методу скінчених елементів, що реалізовано в програмних комплексах Ansys (США), Phase2 (Канада).

5.2.2. Оцінка надійності трубопроводу за параметром кільцевих напружень. Оцінювання надійності магістрального трубопроводу будемо проводити на основі аналізу резерву міцності (5.7), який будемо визначати в просторі напружень наступним чином:

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} = \tilde{\sigma}_y - \tilde{\sigma}_i \geq 0, \quad (5.17)$$

де $\tilde{\sigma}_y$ – випадкова величина межі текучості сталі трубопроводу; $\tilde{\sigma}_i$ – функція випадкової величини приведених напружень від зовнішнього навантаження і впливів об’ємного напружено-деформованого стану трубопроводу.

При розрахунку надійності будемо вважати (внаслідок забезпечення належної технології виробничого процесу), що, порівняно із рештою величин, детермінованими є наступні розрахункові характеристики сталевого трубного прокату:

– геометричні розрахункові параметри трубопроводу (внутрішній діаметр $D_{\text{вн}}$, товщина стінки труби δ);

– деформаційні параметри сталі трубопроводу (модуль деформацій E , коефіцієнт Пуассона μ , коефіцієнт лінійного температурного розширення α).

Статистичний розкид значень цих параметрів будемо вважати таким, що не впливає на розкид результуючої функції резерву міцності, і в розрахунках вважатимемо їх детермінованими величинами.

Функція резерву міцності трубопроводу з урахуванням кільцевих напружень записується як.

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} = \tilde{\sigma}_y - \tilde{\sigma}_{\kappa\zeta} \geq 0. \quad (5.18)$$

Математичне очікування та стандарт резерву міцності визначаються відповідно як

$$\bar{Y} = \bar{R} - \bar{S} = \bar{\sigma}_y - \bar{\sigma}_{\kappa\zeta} = \bar{\sigma}_y - \frac{\bar{p}D_{\text{вн}}}{2t_{\text{факт}}}; \quad (5.19)$$

$$\hat{Y} = \sqrt{\hat{R}^2 + \hat{S}^2} = \sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + \hat{\sigma}_{\kappa\zeta}^2} = \sqrt{(\hat{\sigma}_y)^2 + \left(\frac{\hat{p}D_{\text{вн}}}{2t_{\text{факт}}}\right)^2}, \quad (5.20)$$

де $t_{\text{факт}}$ – товщина стінки труби, використаної при спорудженні трубопроводу.

Характеристика безпеки трубопроводу дорівнює

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{\bar{\sigma}_y - \bar{\sigma}_{\kappa\zeta}}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + \hat{\sigma}_{\kappa\zeta}^2}} = \frac{\bar{\sigma}_y - \frac{\bar{p}D_{\text{вн}}}{2t_{\text{факт}}}}{\sqrt{(\hat{\sigma}_y)^2 + \left(\frac{\hat{p}D_{\text{вн}}}{2t_{\text{факт}}}\right)^2}}. \quad (5.21)$$

5.2.3. Оцінка надійності трубопроводу з урахуванням складного напруженого стану. Розрахунковими випадковими величинами у поставленій задачі оцінювання надійності ϵ :

- 1) межа текучості сталі трубопроводу $\tilde{\sigma}_y$;
- 2) внутрішній тиск у напірному магістральному трубопроводі \tilde{p} ;
- 3) перепад температури трубопроводу $\Delta\tilde{t}$;
- 4) кривизна трубопроводу $\tilde{\kappa} = \frac{1}{\tilde{\rho}}$ ($\tilde{\rho}$ – радіус кривизни).

Функція приведених напружень включає в себе останні три випадкові величини, тому також є випадковою величиною:

$$\tilde{\sigma}_i = \sqrt{\tilde{\sigma}_{\kappa\kappa}^2 + (\tilde{\sigma}_{\text{нозд}} \pm \tilde{\sigma}_{\text{зс}})^2} - \tilde{\sigma}_{\kappa\kappa} (\tilde{\sigma}_{\text{нозд}} \pm \tilde{\sigma}_{\text{зс}}). \quad (5.22)$$

Із урахуванням залежності кільцевих напружень від внутрішнього тиску:

$$\tilde{\sigma}_{\kappa\kappa} = \frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (5.23)$$

залежності поздовжніх напружень від кільцевих напружень і температурного впливу:

$$\tilde{\sigma}_{\text{нозд}} = \mu\tilde{\sigma}_{\kappa\kappa} - \alpha E\Delta\tilde{t}, \quad (5.24)$$

та залежності поздовжніх напружень від згину при заглибленні трубопроводу:

$$\tilde{\sigma}_{\text{зс}} = \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{зр}}, \quad (5.25)$$

отримуємо:

$$\tilde{\sigma}_i = \sqrt{\left(\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right)^2 + \left(\left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t}\right) \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{зр}}\right)^2} - \frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t}\right) \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{зр}}\right). \quad (5.26)$$

Кривизна трубопроводу, що викликана проектною необхідністю зміни його позначки залягання, може бути визначена наступним чином:

$$\tilde{\kappa} = \frac{8(H + \Delta\tilde{h})}{\tilde{L}^2 + 4(H + \Delta\tilde{h})^2},$$

де H – проектна зміна позначки розташування трубопроводу;
 $\Delta\tilde{h}$ – величина похибки укладання трубопроводу по глибині;
 \tilde{L} – довжина хвилі трубопроводу з однаковою кривизною.

Таким чином, функція резерву міцності для сталевих магістральних трубопроводів має вигляд:

$$\tilde{Y}(\tilde{\sigma}_y, \tilde{p}, \Delta\tilde{t}, \tilde{\kappa}) = \tilde{\sigma}_y - \sqrt{\left(\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right)^2 + \left(\left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t}\right) \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{сп}}\right)^2} - \frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t}\right) \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{сп}}\right). \quad (5.27)$$

Як показано нижче у п. 5.3, функція резерву міцності трубопроводу (5.27) з достатньою точністю і забезпеченістю отримуваних результатів може бути лінеаризованою (заміненою прямою) на усьому діапазоні можливих значень випадкових аргументів. Тому стандарт резерву міцності може визначатися як для лінійної функції:

$$\hat{Y} = \sqrt{A_1^2 \hat{\sigma}_y^2 + A_2^2 \hat{p}^2 + A_3^2 (\Delta\hat{t})^2 + A_4^2 \hat{\kappa}^2}, \quad (5.28)$$

$$\text{де } A_1 = \left. \frac{\partial Y}{\partial \sigma_y} \right|_{\sigma_y = \bar{\sigma}_y}, \quad A_2 = \left. \frac{\partial Y}{\partial p} \right|_{p = \bar{p}}, \quad A_3 = \left. \frac{\partial Y}{\partial (\Delta t)} \right|_{\Delta t = \Delta \hat{t}}, \quad A_4 = \left. \frac{\partial Y}{\partial \kappa} \right|_{\kappa = \bar{\kappa}}.$$

Для визначення стандарту \hat{Y} визначаються необхідні розрахункові коефіцієнти:

$$A_1 \frac{\partial Y}{\partial \sigma_y} = 1; \quad (5.29)$$

$$A_2 = \left. \frac{\partial Y}{\partial p} \right|_{p = \bar{p}} = \frac{\delta \sigma_{\text{кц}}^2 (2 - \mu) - 2\mu D_{\text{вн}} (\bar{\sigma}_{\text{нозд}} + \bar{\sigma}_{\text{зс}}) - D_{\text{вн}} (\mu \bar{\sigma}_{\text{нозд}} + \bar{\sigma}_{\text{зс}})}{2\delta \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 + (\bar{\sigma}_{\text{нозд}} + \bar{\sigma}_{\text{зс}})^2} - \bar{\sigma}_{\text{кц}} (\bar{\sigma}_{\text{нозд}} + \bar{\sigma}_{\text{зс}})} \quad (5.30)$$

$$A_3 = \left. \frac{\partial Y}{\partial (\Delta t)} \right|_{\Delta t = \Delta \hat{t}} = \frac{\alpha E (\bar{\sigma}_{\text{кц}} - 2(\bar{\sigma}_{\text{нозд}} + \bar{\sigma}_{\text{зс}}))}{2\sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 + (\bar{\sigma}_{\text{нозд}} + \bar{\sigma}_{\text{зс}})^2} - \bar{\sigma}_{\text{кц}} (\bar{\sigma}_{\text{нозд}} + \bar{\sigma}_{\text{зс}})}; \quad (5.31)$$

$$A_4 = \frac{\partial Y}{\partial \kappa} \Big|_{\kappa=\bar{\kappa}} = \frac{(D_{\text{вн}} p(1-2\mu) + 2\delta E(2\alpha\Delta t + \bar{\kappa} D_{\text{зовн}} K_{\text{зр}})) \times}{2\sqrt{p^2 D_{\text{вн}}^2 (1-\mu + \mu^2) + D_{\text{вн}} p \delta E(1-2\mu)(2\alpha\Delta t + \bar{\kappa} D_{\text{зовн}} K_{\text{зр}})} + \frac{\times D_{\text{зовн}} E K_{\text{зр}}}{+ \delta^2 E^2 (2\alpha\Delta t + \bar{\kappa} D_{\text{зовн}} K_{\text{зр}})^2}}. \quad (5.32)$$

Оскільки усі випадкові величини, які впливають на загальний резерв міцності трубопроводу, мають нормальний закон розподілу, то й функція надійності \tilde{Y} також має нормальний розподіл. Як показано вище у п. 5.1, при нормальному законі розподілу для визначення імовірності відмови достатньо обчислити характеристику безпеки $\beta = \bar{Y}/\hat{Y}$.

5.2.4. Методика імовірнісного розрахунку системи магістральний трубопровід – лесова просадочна основа.

Імовірнісне оцінювання напружень та деформацій системи «ЛЧМТ – лесова просадочна основа» МСЕ доцільно виконати у програмному комплексі Ansys 17.1 (Ansys Structural) як статичну задачу за допомогою імовірнісного модулю Ansys Probabilistic Design System (PDS). У ньому закладено дві методики імовірнісного розрахунку – методом поверхні відклику (Response Surface Method), і методом Монте-Карло (Monte Carlo Simulation).

Суть Monte Carlo Simulation полягає в тому, що за допомогою генератора випадкових чисел за визначеними законами розподілу формується набір змінних, за якими розраховуються значення результуючої функції. Ці значення запам'ятовують і сортують за інтервалами, формуючи гістограму розподілу випадкової функції. Після реалізації достатньо великої кількості значень випадкової величини дослідної функції за згрупованими інтервалами будують ступінчасту апроксимацію дослідної кривої розподілу цієї функції.

Для випадкових вхідних змінних (random input variables RVs, «drivers»), в якості яких можуть бути геометричні розміри

моделі, фізико-механічні характеристики матеріалу та величини навантажень, є можливість задати відповідні для них закони розподілу та статистики. Зокрема, в Ansys 17.1 можна оперувати нормальним (Normal Gaussian), нормальним усіченим (Truncated Gaussian), логарифмічно нормальним (Lognormal), трикутним (Triangular), рівномірним (Uniform), експоненційним (Exponential), Бета (Beta), Гамма (Gamma), законами розподілу та розподілом Вейбула (Weibull). Таким чином, досить солідна бібліотека методів розрахунку дає можливість коректно проводити ймовірнісні розрахунки ґрунтових основ.

В якості результатів імовірнісного розрахунку можна отримати поверхню відклику та інтегральну (Cumulative Distribution Function) й диференціальну функції розподілу (Histogram) вихідних параметрів (random output parameters RPs). Крім того, видаються основні статистики, що дуже зручно для подальшої обробки методом лінеаризації.

5.3. ОЦІНКА ТОЧНОСТІ ЛІНЕАРИЗАЦІЇ ФУНКЦІЇ РЕЗЕРВУ МІЦНОСТІ ТРУБОПРОВОДУ

Функція резерву міцності для сталевих магістральних трубопроводів, яка аналітично описується формулою (5.27), має достатньо складний для аналізу та розрахунків вигляд відносно змінних \tilde{p} , $\Delta\tilde{t}$ та \tilde{k} .

З іншого боку, як показує практика застосування теорії надійності, більшість залежностей функцій надійності можуть бути лінеаризовані із забезпеченням достатньої точності результатів. Технічні розрахунки та математичні залежності при цьому значно спрощуються.

Перевіримо можливість використання лінеаризованої функції резерву міцності для розрахунків розглянутої задачі. Оскільки залежність $\tilde{Y}(\tilde{\sigma}_y)$ є лінійною, то достатнім є

дослідження функції (5.27) за змінними \tilde{p} , $\Delta\tilde{t}$ та \tilde{k} , для чого окреслимо вихідні дані до розрахунку надійності сталевого трубопроводу.

5.3.1. Вихідні дані до розрахунку надійності сталевого магістрального трубопроводу. Розглянемо ділянку сталевого магістрального підземного трубопроводу діаметром 1020 мм (IV категорія) для перекачування нафтопродуктів, на який відсутні зовнішні впливи, пов'язані з вагою ґрунту засипки та нерівномірним осіданням основи.

Робочий внутрішній тиск на розглянутій ділянці, згідно зі статистичними даними, має нормальний закон розподілу із наступними стохастичними показниками:

- математичне очікування $\bar{p} = 4,56$ МПа ;
- середньоквадратичне відхилення $\hat{p} = 0,314$ МПа.

За даними, отриманими у п. 4.4, стохастичні параметри для перепаду температури доівноють:

- математичне очікування $\Delta\tilde{t} = 30,6$ °С ;
- середньоквадратичне відхилення $\Delta\hat{t} = 10,2$ °С.

Матеріалом трубопроводу є сталь марки 17Г1С-Т з нормативним опором $R_1'' = 589$ МПа і розрахунковим опором за методикою СНиП [52]:

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} = \frac{589 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,0} = 379 \text{ МПа} .$$

Коефіцієнт варіації для трубних сталей приймаємо рівним $V_R = 0,1$, який визначає математичне очікування та стандарт для розглядуваної сталі:

$$\bar{R} = \frac{589}{1 - 1,64 \cdot 0,1} = 704,55 \text{ МПа};$$
$$\hat{R} = 0,1 \cdot 704,55 = 70,46 \text{ МПа}.$$

Неточність укладання трубопроводу переважно пов'язана з помилками виконавців. Очевидно, що такі неточності є незалежними і випадковими величинами. Як показано в [60], частота появи відхилень від проектного положення магістральних трубопроводів відповідає частоті стандартного нормального розподілу. Будемо вважати, що математичне очікування неточності вкладання рівне $\bar{\Delta h} = 0$ см, а максимальне значення відносного заглиблення магістрального трубопроводу $3\Delta\hat{h} = 10$ см (величина допуску на вкладання).

Ці припущення дозволяють встановити випадковий характер та закон розподілу параметру кривизни трубопроводу, а також її математичне очікування і стандарт:

$$\bar{\kappa} = \frac{8H}{L^2 + 4H^2} = \frac{8 \cdot 0,074}{21,1^2 + 4 \cdot 0,074^2} = 1,33 \cdot 10^{-5} \text{ см}^{-1};$$

$$\hat{\kappa} = \frac{1}{3} \frac{8(H + \Delta h)}{L^2 + 4(H + \Delta h)^2} = \frac{1}{3} \frac{8 \cdot (0,074 + 0,01)}{51,15^2 + 4 \cdot (0,074 + 0,01)^2} = 1,77 \cdot 10^{-6} \text{ см}^{-1};$$

Детерміновані показники трубопроводу відповідно до вихідних даних є наступними:

- модуль деформацій $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа;
- коефіцієнт Пуассона $\mu = 0,3$;
- коефіцієнт лінійного температурного розширення $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;
- внутрішній діаметр $D_{\text{вн}} = 0,996$ м;
- товщина стінки труби $\delta = 12$ мм.

5.3.2. Оцінка точності лінеаризації у напрямі координати p . Виконаємо лінеаризацію залежності (5.27) за допомогою формули Тейлора, розклавши функцію надійності у ступеневий ряд відносно внутрішнього тиску p у точці з абсцисою $p = \bar{p}$, залишивши два перших члена:

$$Y_{lin} = Y(\bar{p}) + \frac{p - \bar{p}}{1!} \cdot Y'(\bar{p}). \quad (5.33)$$

Обчислимо частинну похідну від функції (5.27) по тиску:

$$\left. \frac{\partial Y}{\partial p} \right|_{p=\bar{p}} = \frac{\frac{\delta\sigma_{кц}^2}{p} (1 - \mu) - 2\mu D_{вн} (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс}) - D_{вн} (\mu\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})}{2\delta\sqrt{\sigma_{кц}^2 + (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})^2} - \bar{\sigma}_{кц} (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})}. \quad (5.34)$$

Підставивши відповідні вихідні дані у (5.34), отримаємо:

$$\bar{\sigma}_{кц} = \frac{4,49 \cdot 99,6^2}{4 \cdot 1,2^2} = 186,3 \text{ МПа};$$

$$\bar{\sigma}_{нозд} = 0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{4 \cdot 1,2^2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 = -47,7 \text{ МПа};$$

$$\bar{\sigma}_{зс} = \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04 = 145,3 \text{ МПа}.$$

$$Y'(\bar{p}) =$$

$$\begin{aligned} & \frac{1,2 \cdot 186,3^2}{4,49} (1 - 0,33) - 2 \cdot 0,33 \cdot 99,6 \cdot 97,6 - 99,6 (-47,6 \cdot 0,3 + 145,3) \\ & = \frac{4 \cdot 1,2 \sqrt{186,3^2 + (97,6)^2} - 186,3 \cdot (97,6)}{4,49} = \\ & = -24,52 \text{ МПа} / \text{МПа}. \end{aligned}$$

Значення резерву міцності у точці $(\bar{\sigma}_y, \bar{p}, \bar{\Delta}t, \bar{\kappa})$:

$$\begin{aligned} Y(\bar{\sigma}_y, \bar{p}, \bar{\Delta}t, \bar{\kappa}) &= 704,55 - \sqrt{\left(\frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2}\right)^2 +} \\ & + \left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \times \right. \\ & \left. \times 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04\right)^2 - \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} \left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \times \right. \\ & \left. \times 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04\right) = 362,69 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Таким чином, лінеаризована функція резерву міцності трубопроводу має вигляд (у МПа):

$$Y_{\text{лин}} = 362,69 - 24,52 \cdot (p - 4,49). \quad (5.35)$$

Порівняння лінеаризованої залежності із вихідною будемо проводити у межах інтервалу $p \in [4 \text{ МПа}; 10 \text{ МПа}]$ в табличному вигляді (табл. 5.1) із використанням MS Excel 2010.

Таблиця 5.1

Оцінка точності лінеаризації функції надійності за тиском

p	$\sigma_{\text{кц}}$	$\sigma_{\text{нозд}} + \sigma_{\text{зз}}$	Y	$Y_{\text{лин}}$	ΔY	$(\Delta Y)^2$	$[Y - \bar{Y}]^2$
4	167	-213,26	374,43	374,42	0,0077	0	137,41
4,49	187,4	-207,12	362,70	362,69	0,0095	0	0
5	208,7	-200,74	349,91	349,90	0,0086	0	163,80
6	250,5	-188,21	323,34	323,34	0	0	1549,20
7	292,2	-175,69	297,14	295,14	2,0046	0	4564,98
8	334,0	-163,16	267,67	265,60	2,0662	4,2694	9427,68
9	375,7	-150,64	240,00	235,00	5,0043	25,043	16308,40
10	417,5	-138,11	210,51	203,51	7,0027	49,038	25342

Порівняльні графіки лінеаризованої функції та вихідної залежності зображено на рис. 5.7.

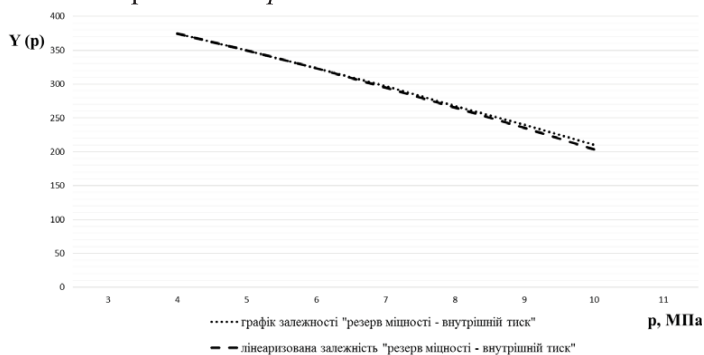


Рис. 5.7. Лінеаризація залежності «резерв міцності - внутрішній тиск» (у точці $p = 4,49$ МПа)

Як видно з *табл. 5.1* і порівняльного графіка, розбіжність між значеннями точної функції та її лінеаризацією зовсім незначна.

Далі визначається величина розбіжності між значеннями тиску для обох підходів. В якості критерію для порівняння приймемо параметр точності апроксимації R^2 , який, зокрема, використовується і в математичному апараті табличного процесора MS Excel 2010.

Цей параметр визначається за формулою:

$$R^2 = \frac{S_{вих}}{S_{вих} + S_{анр}}, \quad (5.36)$$

де $S_{вих} = \Sigma(Y(p) - \bar{Y}(p))^2$ – сума квадратів відхилень значень функції від свого середнього значення на ділянці апроксимації;
 $S_{анр} = \Sigma(Y(p) - Y_{лин}(p))^2$ – сума квадратів відхилень між значенням функції і значенням лінеаризованої залежності на ділянці апроксимації.

Для розглянутого випадку:

$$S_{вих} = \Sigma(Y(p) - \bar{Y}(p))^2 = 57493,5 \text{ МПа} \quad (\text{підсумок стовпця } [Y - Y(4,49)]^2 \text{ табл. 5.1});$$

$$S_{анр} = \Sigma(Y(p) - Y_{лин}(p))^2 = 82,4 \text{ МПа}^2 \quad (\text{підсумок стовпця } (\Delta Y^2) \text{ табл. 5.1}).$$

Звідси точність лінеаризованої залежності:

$$R^2 = \frac{S_{вих}}{S_{вих} + S_{анр}} = \frac{57493,5}{57493,5 + 82,4} = 0,9986,$$

що є достатньою точністю, як і було з'ясовано вище із візуального аналізу *рис. 5.7*.

Отже, функція резерву міцності (5.27) може бути лінеаризована залежністю (5.35) на ділянці ймовірної зміни величини внутрішнього тиску p .

5.3.3. Оцінка точності лінеаризації у напрямі координати

Δt . Виконаємо лінеаризацію залежності (5.27) за допомогою формули Тейлора, розклавши функцію надійності у степеневий ряд відносно перепаду температур Δt у точці з абсцисою $\Delta t = \overline{\Delta t}$. За формулою Тейлора для двох перших членів [34]:

$$Y_{\text{лин}} = Y(\overline{\Delta t}) + \frac{\Delta t - \overline{\Delta t}}{1!} \cdot Y'(\overline{\Delta t}). \quad (5.37)$$

Обчислимо частинну похідну від функції резерву міцності по тиску:

$$\left. \frac{\partial Y}{\partial(\Delta t)} \right|_{\Delta t = \overline{\Delta t}} = \frac{\alpha E (\overline{\sigma}_{\text{кц}} - 2(\overline{\sigma}_{\text{нозд}} + \overline{\sigma}_{\text{зс}}))}{2\sqrt{\overline{\sigma}_{\text{кц}}^2 + (\overline{\sigma}_{\text{нозд}} + \overline{\sigma}_{\text{зс}})^2} - \overline{\sigma}_{\text{кц}} (\overline{\sigma}_{\text{нозд}} + \overline{\sigma}_{\text{зс}})}. \quad (5.38)$$

Підставивши відповідні вихідні дані у (5.38), отримаємо:

$$Y'(\overline{\Delta t}) = \frac{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (186,3 - 2 \cdot 97,6)}{2\sqrt{186,3^2 + (97,6)^2} - 186,3 \cdot (97,6)} = -2,18 \text{ МПа} / ^\circ\text{C}.$$

Значення резерву міцності у точці $(\overline{\sigma}_y, \overline{p}, \overline{\Delta t}, \overline{\kappa})$:

$$\begin{aligned} Y(\overline{\sigma}_y, \overline{p}, \overline{\Delta t}, \overline{\kappa}) &= 704,55 - \sqrt{\left(\frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2}\right)^2 +} \\ &+ \left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \times \right. \\ &\times 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04)^2 - \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} \left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \times \right. \\ &\left. \times 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04 \right) = 362,69 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Таким чином, лінеаризована функція резерву міцності трубопроводу має вигляд (у $^\circ\text{C}$):

$$Y_{\text{лин}} = 362,69 + 2,18 \cdot (\Delta t - 30,7). \quad (5.39)$$

Тому порівняння лінеаризованої залежності із вихідною будемо проводити у межах інтервалу $\Delta t \in [25^{\circ}\text{C}; 60^{\circ}\text{C}]$.

Порівняння будемо виконувати у табличному вигляді (табл. 5.2) із використанням табличного процесора MS Excel 2010.

Таблиця 5.2

Оцінка точності лінеаризації функції надійності за зміною температури

$\Delta t, ^{\circ}\text{C}$	$\sigma_{\text{кц}}, \text{МПа}$	$\sigma_{\text{позд}} + \sigma_{\text{зг}}, \text{МПа}$	$Y, \text{МПа}$	$Y_{\text{ліп}}, \text{МПа}$	$\Delta Y, \text{МПа}$	$(\Delta Y)^2, \text{МПа}^2$	$[Y - \bar{Y}]^2, \text{МПа}^2$
25	187,4	-193,03	375,02	375,09	0,0647	0,00419	152,09
30,7	187,4	-207,12	362,69	362,69	0	0	0
35	187,4	-217,75	353,30	353,34	0,0379	0,00143	88,17
40	187,4	-230,11	342,29	342,46	0,1686	0,02841	416,00
45	187,4	-242,47	331,20	331,59	0,3840	0,14748	991,40
50	187,4	-254,83	320,04	320,71	0,6769	0,45821	1819,39
55	187,4	-267,19	308,80	309,84	1,0407	1,08302	2904,47
60	187,4	-279,55	297,49	298,96	1,4695	2,15930	4250,64

Порівняльні графіки лінеаризованої функції та вихідної залежності зображено на рис. 5.2.

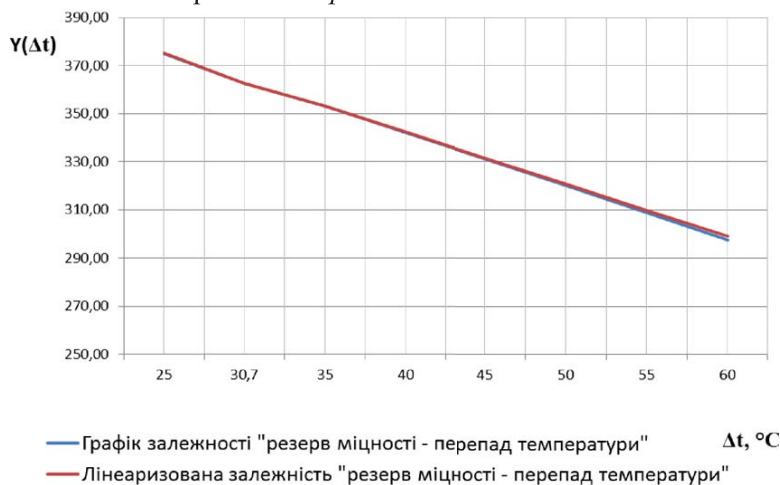


Рис. 5.8. Лінеаризація залежності «резерв міцності – перепад температури» (у точці $\Delta t = 50^{\circ}\text{C}$)

Параметр точності апроксимації:

$$R^2 = \frac{S_{\text{вих}}}{S_{\text{вих}} + S_{\text{анп}}} = \frac{10622,2}{10622,2 + 3,88} = 0,9995, \quad (5.40)$$

що показує достатню точність, яка також підтверджується із візуального аналізу *рис. 5.8*.

Отже, функція надійності (5.27) може бути лінеаризована залежністю (5.39) на ділянці ймовірної зміни величини зміни температури Δt .

5.3.4. Оцінка точності у напрямі координати κ .

Виконаємо лінеаризацію залежності (5.27) за допомогою формули Тейлора, розклавши функцію надійності у степеневий ряд відносно кривизни κ у точці з абсцисою $\kappa = \bar{\kappa}$. За формулою Тейлора для двох перших членів:

$$Y_{\text{лин}} = Y(\bar{\kappa}) + \frac{\kappa - \bar{\kappa}}{1!} \cdot Y'(\bar{\kappa}). \quad (5.41)$$

Обчислимо часткову похідну від функції надійності по тиску:

$$\left. \frac{\partial Y}{\partial \kappa} \right|_{\kappa=\bar{\kappa}} = - \frac{D_{\text{зовн}} EK_{\text{зр}} (A + 2B)}{2\sqrt{p^2 D^2 (1 - \mu + \mu^2) + AB + B^2}}. \quad (5.42)$$

де $A = D_{\text{вн}} p (1 - 2\mu)$; $B = \delta E (2\alpha \Delta t + \bar{\kappa} D_{\text{зовн}} K_{\text{зр}})$.

Підставивши відповідні вихідні дані у (5.42), отримаємо:

$$A = 99,6 \cdot 4,49 (1 - 2 \cdot 0,3) = 180 \text{ МПа} \cdot \text{см};$$

$$B = 1,2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 (2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30,6 + 1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102 \cdot 1,04) = 531 \text{ МПа} \cdot \text{см};$$

$$Y'(\bar{\kappa}) = - \frac{102 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04 (180 + 2 \cdot 531)}{2\sqrt{4,49^2 \cdot 99,6^2 (1 - 0,3 + 0,3^2) + 180 \cdot 531 + 531^2}} = -86 \cdot 10^5 \text{ МПа} \cdot \text{см}.$$

Значення резерву міцності у точці $(\bar{\sigma}_y, \bar{p}, \bar{\Delta t}, \bar{\kappa})$:

$$Y(\bar{\sigma}_y, \bar{p}, \bar{\Delta t}, \bar{\kappa}) = 704,55 - \sqrt{\left(\frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2}\right)^2 + \left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \times 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04\right)^2 - \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} \left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04\right)} = 362,69 \text{ МПа.}$$

Таким чином, лінеаризована функція резерву міцності трубопроводу має вигляд:

$$Y_{\text{лін}} = 362,69 - 86 \cdot 10^5 \cdot (\kappa - 1,33 \cdot 10^{-5}). \quad (5.43)$$

Тому порівняння лінеаризованої залежності із вихідною проведемо в межах інтервалу $\kappa \in [0,95 \cdot 10^{-5} \text{ см}^{-1}; 1,86 \cdot 10^{-5} \text{ см}^{-1}]$, що відповідає зміні кривизни трубопроводу при неточності укладання в межах допуску $\Delta h \in [-10 \text{ см}; 10 \text{ см}]$ та розглянутій вище натурній ділянці магістрального трубопроводу.

Порівняння виконане в табличному вигляді (табл. 5.3) із використанням табличного процесора MS Excel 2010. Порівняльні графіки лінеаризованої функції та вихідної залежності зображено на рис. 5.3.

Параметр точності апроксимації:

$$R^2 = \frac{S_{\text{вих}}}{S_{\text{вих}} + S_{\text{анп}}} = \frac{7765}{7765 + 6,4} = 0,9992. \quad (5.44)$$

що є достатньою для практичних розрахунків точністю і підтверджується із візуального аналізу рис. 5.9.

Таблиця 5.3

Оцінка точності лінеаризації функції резерву міцності за параметром кривизни магістрального трубопроводу

$\kappa \cdot 10^{-5}$, См^{-1}	σ_{κ} , МПа	$\sigma_{\text{позд}} + \sigma_{\text{зг}}$, МПа	Y , МПа	$Y_{\text{лін}}$, МПа	ΔY , МПа	$(\Delta Y)^2$, МПа^2	$[Y - \bar{Y}]^2$, МПа^2
0,950	249,9	-104,7	388,9	390,3	1,3	1,8	985,1
1,041	249,9	-114,6	381,6	382,5	0,8	0,7	579,8
1,132	249,9	-124,6	374,2	374,6	0,4	0,2	276,6
1,223	249,9	-134,5	366,6	366,8	0,2	0,0	82,1
1,330	249,9	-146,2	357,6	357,6	0,0	0,0	0,0
1,421	249,9	-156,2	349,7	349,8	0,0	0,0	61,2
1,512	249,9	-166,1	341,8	341,9	0,1	0,0	248,2
1,603	249,9	-176,1	333,8	334,1	0,3	0,1	565,5
1,694	249,9	-186,0	325,7	326,3	0,6	0,4	1017,5
1,785	249,9	-195,9	317,5	318,5	1,0	1,0	1608,0
1,876	249,9	-205,9	309,2	310,6	1,5	2,1	2340,8

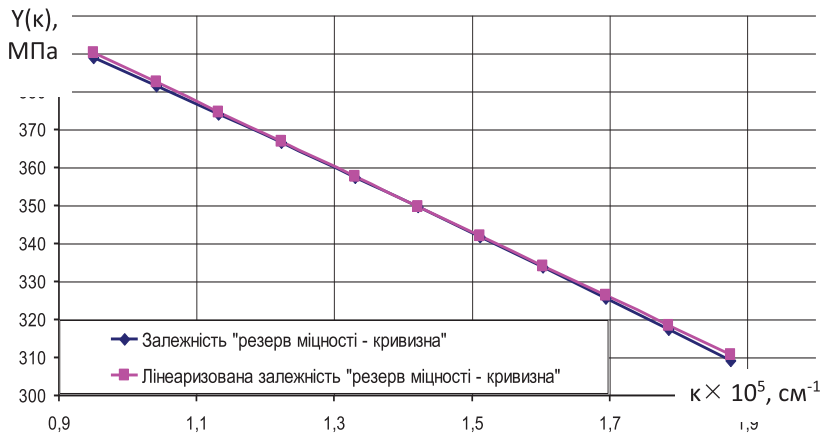


Рис. 5.9. Лінеаризація залежності «резерв міцності – кривизна»

Отже, функція надійності (5.27) може бути лінеаризована залежністю (5.43) на ділянці ймовірної зміни величини кривизни трубопроводу κ .

5.4 ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ТРУБОПРОВОДУ В ТЕХНІЦІ ВИПАДКОВИХ ФУНКЦІЙ

5.4.1. Розрахункова схема трубопроводу у ґрунтах без особливих властивостей. Лінійна частина підземного магістрального трубопроводу (ЛЧМТ) постійно перебуває у взаємодії з ґрунтом. По-перше, природний ґрунт або ж ґрунтовий (піщаний) насип виступає основою, на яку власне і вкладається трубопровід. По-друге, ґрунт використовується як матеріал зворотної засипки, отже, він є важливим компонентом у визначенні зовнішніх навантажень на трубопровід [2].

Характер взаємодії трубопроводу з ґрунтом є досить різноманітним. Він залежить від багатьох чинників, але у першу чергу від виду, стану та фізико-механічних властивостей оточуючого ґрунту. Навантаження та впливи, які створюють ґрунти без особливих властивостей [19], зазвичай відносять до категорії довготривалих. Вони характеризуються деформаціями ґрунту, які не пов'язані зі зміною його структури.

Переважає більшість сучасних вітчизняних [1, 32, 32, 57, 62, 63] та закордонних джерел [70, 72], у тому числі нормативних [54], для визначення нерівномірних деформацій трубопроводу та відповідних поздовжніх напружень, розглядають модель балки на пружній Вінклерівській основі, або ж удосконалену модель з пружинами різної жорсткості, які створюють реакцію переміщенню трубопроводу у різних напрямках.

При моделюванні опорів ґрунту переміщенням у різних напрямках повинні враховуватися властивості ґрунту (*рис. 5.10*), зокрема, слід врахувати нелінійний характер опорів ґрунту відносно переміщень трубопроводу у різних напрямках.

Найбільший інтерес представляють переміщення трубопроводу униз у вертикальній площині. У найпростішому

випадку при дослідженні зігнутої осі трубопроводу (рис. 5.10) користуються класичним диференціальним рівнянням [55]:

$$EI \frac{d^4 v}{dx^4} = q, \quad (5.45)$$

де q – інтенсивність навантаження, яке діє на балку. Для ненавантаженої частини балки таким впливом є неперервна реакція основи, яка має інтенсивність $c_{y0}y$. Відповідно $q = -c_{y0}y$, а рівняння (5.45) набуде наступного вигляду:

$$EI \frac{d^4 v}{dx^4} = -cv. \quad (5.46)$$

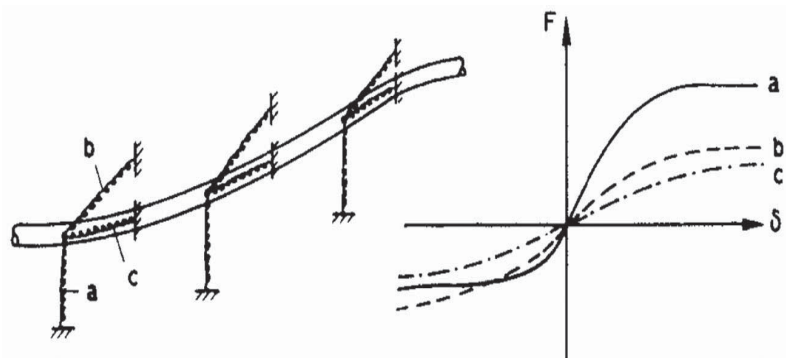


Рис. 5.10. Схематичне зображення трубопроводу на пружній основі

- a – схематичний опір ґрунту вертикальним переміщенням;
- b – схематичний опір ґрунту горизонтальним переміщенням;
- c – схематичний опір ґрунту поздовжнім переміщенням

У результаті розв’язку можна отримати величини нерівномірних деформацій та внутрішніх зусиль:

$$v(x) = \frac{qdx}{8EI\beta^3} e^{-\beta x} (\cos \beta x + \sin \beta x) = \frac{qdx\beta}{2c} e^{-\beta x} (\cos \beta x + \sin \beta x); \quad (5.47)$$

$$M(x) = -EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -\frac{qdx}{4\beta} e^{-\beta x} (\cos \beta x + \sin \beta x), \quad (5.48)$$

де $\beta = \sqrt[4]{\frac{c_{y0}}{4EI}}$ – відношення нормального опору ґрунту основи до жорсткості трубопроводу.

Для спрощення використання функцій (5.47), (5.48) з метою отримання прогинів та згинаючих моментів у балці користуються таблицями з нарахованими значеннями коефіцієнтів φ, ψ, θ [55].

5.4.2. Імовірнісний розв’язок задачі щодо нерівномірних осідань трубопроводу. Цей науковий напрям є наразі актуальним, оскільки, по-перше, властивості ґрунтової основи залежать від багатьох факторів, що не піддаються безпосередньому обліку, і тому носять випадковий характер. По-друге, коефіцієнти жорсткості та міцності основи можуть змінюватись випадковим чином як при переході від однієї точки основи до іншої, так і при переході від однієї конструкції до іншої. По-третє, зовнішні навантаження, властивості матеріалу та геометричні розміри трубопроводів залежать від великої кількості різноманітних, слабо контрольованих та складним чином взаємодіючих причин і тому також носять випадковий характер [6, 7, 72, 74]. Відповідно напруження й деформації сталевих підземних трубопроводів, які прокладаються у статистично неоднорідному ґрунті, є випадковими функціями осьової координати. Це дає підстави застосовувати математичний апарат випадкових функцій для опису неоднорідності величин, що визначають стан трубопроводу [7, 14].

На основі рівняння зігнутої осі трубопроводу [55], імовірнісного розв’язку у техніці випадкових функцій [6, 7, 72], а також сучасних досліджень [35, 74] отримані основні залежності, що описують внутрішню структуру випадкового процесу

осідання трубопроводу на суцільній пружній основі з випадковими характеристиками.

Розглядатимемо сталевий трубопровід зовнішнім діаметром $D_{зовн}$, товщиною стінки δ , який прокладено у статистично неоднорідному ґрунті. Згинальна жорсткість трубопроводу – EI , жорсткість при розтягу чи стиску – EA , ефективна ширина – b_{eff} , коефіцієнт жорсткості основи – $c = \tilde{c}(x)$. Координатну систему Oxy оберемо так, як зображено на *рис. 5.11*. Згідно з [6, 7], припустимо, що основа, підготовлена для укладання трубопроводу, є нерівною. Рівняння, що описує цю початкову нерівність – $u = \tilde{u}(x)$ (*рис. 5.11*).

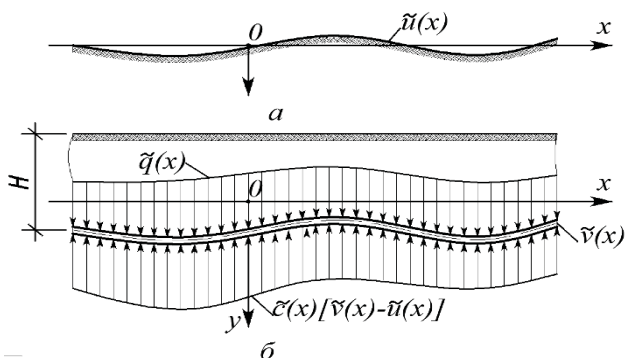


Рис. 5.11. Розрахункова схема трубопроводу на суцільній пружній основі з випадковими характеристиками:

а – нерівність основи трубопроводу; б – трубопровід з діючими нерівномірними навантаженнями

Крім того, допускаємо, що вісь трубопроводу має початкові невеликі викривлення у площині Oxy . Ці викривлення характеризуються функцією $w = \tilde{w}(x)$, яка вибрана таким чином, щоб її середнє значення на достатньо великій довжині було тотожне нулю. Інтенсивність зовнішніх сил (5.49), що діють на

трубопровід, позначимо $\tilde{q}(x)$, причому враховується навантаження від вище розташованих шарів ґрунту \tilde{q}_1 , власної ваги трубопроводу \tilde{q}_2 , гідростатичний тиск рідини, що цілком заповнює трубопровід без напору \tilde{q}_3 , температурне навантаження \tilde{q}_4 :

$$\tilde{q}(x) = \tilde{q}_1(x) + \tilde{q}_2 + \tilde{q}_3 + \tilde{q}_4. \quad (5.49)$$

Диференціальне рівняння пружної осі трубопроводу для визначення повного прогину стержня $v = \tilde{v}(x)$:

$$EI \frac{d^4 v}{dx^4} + cv = \tilde{q}(x) + \tilde{c}(x)\tilde{u}(x) + EI \frac{d^4 v}{dx^4}. \quad (5.50)$$

Вищенаведені припущення разом з умовами обмеженості рішення на нескінченності описують стохастичну крайову задачу відносно функції $v = \tilde{v}(x)$. Розглядаючи задачу як стохастично нелінійну, для її вирішення доцільно використати метод малого параметру. Розв'язок даної задачі має вигляд [6, 7]:

$$r(x) = q_1(x) - c_1(x)v_0 + c_0 u_1(x) + EI \frac{d^4 v_1}{dx^4}, \quad (5.51)$$

де q_1, v_1, c_1, u_1 – елементи розкладу рівняння (5.50) на рекурентну послідовність диференціальних рівнянь, при розкладі за малим параметром.

Інший вигляд наведеного рівняння:

$$EI \frac{d^4 v_1}{dx^4} + c_0 v_1 = r(x). \quad (5.52)$$

У правій частині рівняння (5.52) знаходиться однорідна випадкова функція осьової координати x з математичним очікуванням, що дорівнює нулю. Для вирішення рівняння (5.52) застосовується метод спектральних представлень [6, 11]. Вираз (5.53) фактично є спектральною щільністю випадкової функції мінливості прогину трубопроводу за осьовою координатою:

$$S_v(\omega) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} v_1(x)v_1(x-\xi)e^{-i\omega\xi} d\xi, \quad (5.53)$$

де ω – хвильове число; ξ – зсув між перерізами випадкової функції; x – осьова координата трубопроводу.

Наступним кроком вводиться спектральна щільність випадкової функції $r(x)$

$$S_r(\omega) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} r(x)r(x-\xi)e^{-i\omega\xi} d\xi. \quad (5.54)$$

Зв'язок між спектрами функцій входу $v_1(x)$ та виходу $r(x)$ системи задається у наступному вигляді.

$$v_1(\omega) = \frac{r(x)}{\omega^4 EI + c_0}. \quad (5.55)$$

Звідси отримується наступний вираз, що зв'язує між собою спектральні щільності функцій, які відповідають неоднорідності ґрунтових умов та нерівномірних деформацій:

$$S_v(\omega) = \frac{S_r(\omega)}{(\omega^4 EI + c_0)^2}. \quad (5.56)$$

У якості оператора виступає наступна функція

$$L(i\omega) = \omega^4 EI + c_0. \quad (5.57)$$

Функція $r(x)$ (5.51) стаціонарна [11, 14], отже її кореляційна функція залежить лише від відстані між перерізами випадкової функції ξ .

Факт зменшення кореляційного моменту у двох точках з координатами x та $x + \xi$, з огляду на фізичний зміст отриманих залежностей, можливо описати за допомогою виразів *табл. 5.4*:

$$\overline{r(x)r(x+\xi)} = K_0 e^{-\alpha\xi}, \quad (5.58)$$

де K_0 – деяка константа (середній квадрат \bar{r}^2); α – параметр, що характеризує затухання кореляції функції $r(x)$ залежно від віддалення між досліджуваними перерізами.

Таблиця 5.4

Двостороннє зображення кореляційних функцій

№ з/п	Оригінал	Зображення
1	$\delta(\xi)$	1
2	1	$2\pi\delta(\omega)$
3	$ \xi $	$-\frac{2}{\omega^2}$
4	$\frac{2\alpha}{\alpha^2 + \omega^2}$	$\frac{2\alpha}{\alpha^2 + \omega^2}$
5	$e^{-\alpha \xi }$	$\frac{\alpha}{\pi(\omega^2 + \alpha^2)}$
6	$\sin \beta\xi$	$\frac{2\beta}{\beta^2 - \omega^2}$
7	$\cos \beta\xi$	$\pi[\delta(\omega - \beta) + \delta(\omega + \beta)]$
8	$\sin(\beta \xi + \psi)$	$\frac{2\beta}{\beta^2 - \omega^2} \cos \psi + \pi[\delta(\omega - \beta) + \delta(\omega + \beta)] \sin \psi$
9	$e^{-\alpha \xi } \sin \beta \xi $	$\frac{\beta - \omega}{(\beta - \omega)^2 + \alpha^2} + \frac{\beta + \omega}{(\omega + \beta)^2 + \alpha^2}$
10	$e^{-\alpha \xi } \cos \beta\xi$	$\frac{\alpha}{(\omega - \beta)^2 + \alpha^2} + \frac{\alpha}{(\omega + \beta)^2 + \alpha^2}$

Функція $r(x)$ може містити у собі приховані періодичності. Ці періодичності можуть бути зумовлені технологією відсіпки піщаної подушки або закриття траншеї. У цьому випадку доцільно використати наступний вираз:

$$\overline{r(x)r(x - \xi)} = K_0 e^{-\alpha|\xi|} \cos \beta\xi. \quad (5.59)$$

Оскільки функція (5.58) – це частковий випадок функції (5.59), при $\beta \rightarrow 0$ надалі користуватимемося саме цією функцією. До того ж вираз (5.59) дає зручну апроксимацію для реальних кореляційних функцій, частина з яких має яскраво виражену ділянку від’ємної кореляції. Щоб перейти до спектрального

представлення випадкової функції, можна скористатися таблицею інтегралів Фур'є (табл. 5.4) або ж інтегрувати її у комплексній формі [10, 11, 14, 15, 49, 66, 69].

Після алгебраїчних перетворень отримується нормована спектральна щільність випадкової функції:

$$S_r(\omega) = \frac{K_0 \alpha}{\pi} \left[\frac{1}{(\omega - \beta)^2 + \alpha^2} + \frac{1}{(\omega + \beta)^2 + \alpha^2} \right]. \quad (5.60)$$

Замість K_0 зручно ввести безрозмірний коефіцієнт θ за формулою

$$K_0 = \theta^2 q_0^2, \quad (5.61)$$

Називатимемо його коефіцієнтом неоднорідності ґрунтових умов. Враховуючи формулу (5.50), знайдемо, що:

$$\theta^2 = \overline{(q_1 - bc_1 w_0 + bc_0 w_1)^2} / q_0^2, \quad (5.62)$$

Коефіцієнт θ характеризує розкид сумарного навантаження на трубопровід (тобто суму тисків верхніх шарів ґрунту, реакції основи, ваги труби, гідростатичного тиску рідини) та початкову нерівність поверхні, на яку вкладається трубопровід.

$$S_r(\omega) = \frac{\alpha \theta^2 q_0^2}{\pi} \left[\frac{1}{(\omega - \beta)^2 + \alpha^2} + \frac{1}{(\omega + \beta)^2 + \alpha^2} \right]. \quad (5.63)$$

Вираз (5.63) дає чітку характеристику внутрішньої структури процесу неоднорідності ґрунтової основи за довжиною трубопроводу, встановлює зв'язок між різними перерізами процесу [6, 74]. Слід відзначити, що ця формула є зручною для подальших розрахунків рівня надійності лінійної частини магістральних трубопроводів, оскільки, за допомогою методу абсолютних максимумів випадкової функції [38] її можна перетворити на ефективну частоту процесу, що дає можливість використання стандартних імовірнісних методик.

5.4.3 Оцінка надійності ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень. Методика [7], описана вище, з має ряд недоліків,

головним з яких є відсутність урахування поздовжньої сили у трубопроводі, яка виникає внаслідок дії робочого тиску та температурних перепадів. Подальше удосконалення методики визначення імовірності відмови $Q(L)$ для поставленої задачі можливе шляхом:

- використання диференційного рівняння зігнутого стержня з урахуванням поздовжньої сили (5.64);
- визначення імпедансу системи при переході від спектральної щільності функції неоднорідності ґрунтової основи до спектральної щільності згинального моменту за довжиною трубопроводу з урахуванням поздовжньої сили від температурного перепаду та внутрішнього (робочого) тиску;
- виведення виразу для характеристики безпеки β , який урахує одночасний вплив згинального моменту та поздовжньої сили.

Для розв'язання першої задачі скористаємося рівнянням (5.50) і, враховуючи поздовжню силу, отримаємо:

$$EI \frac{d^4 v_1}{dx^4} + N \frac{d^2 v_1}{dx^2} + \bar{c} v_1 = r(x). \quad (5.64)$$

Тут у правій частині знаходиться вираз (5.26). Імпеданс системи, з урахуванням (5.39), матиме наступний вигляд:

$$L(i\omega) = \omega^4 EI + \omega^2 N + \bar{c}, \quad (5.65)$$

де \bar{c} – математичне очікування коефіцієнту жорсткості основи.

Прирівнюючи праву частину (5.65) до нуля, маємо:

$$N = \omega^2 EI + \frac{\bar{c}}{\omega^2}. \quad (5.66)$$

Права частина рівняння приймає мінімальне значення при $\omega = \omega_0 = \sqrt[4]{\bar{c}/EI}$. Критичне значення поздовжньої сили отримаємо при підстановці $\omega = \omega_0$:

$$N_{кр} = 2\sqrt{EI\bar{c}}. \quad (5.67)$$

Дана формула є розв'язанням задачі про критичну силу у задачі поздовжнього згину балки на вінклерівській основі. З урахуванням залежностей (5.39), (5.40), а також (5.41), зв'язок між спектрами функції неоднорідності ґрунтових умов та кривизни осі трубопроводу матиме вигляд:

$$S_x(\omega) = \frac{S_r(\omega)}{\omega_0^4 \left(\frac{\omega^2}{\omega_0^2} + \frac{\omega_0^2}{\omega^2} + 2 \frac{N}{N_{кр}} \right)^2}. \quad (5.68)$$

Фізичний зміст поздовжньої сили N у трубопроводі розкриває формула:

$$N = A \left(\mu \frac{\bar{p} D_{вн}}{2\delta} - \alpha E \Delta \bar{t} \right) = A \left(0,15 \frac{\bar{p} D_{вн}}{\delta} - 0,252 \Delta \bar{t} \right),$$

де α – коефіцієнт лінійного розширення металу труби; E – модуль пружності сталі; $\Delta \bar{t}$ – математичне очікування температурного перепаду; μ – коефіцієнт Пуассона; \bar{p} – математичне очікування робочого тиску в трубі; $D_{вн}$ – внутрішній діаметр труби; t – номінальна товщина стінки труби; A – площа стінки труби.

Навантаження, що діють на трубопровід, поділимо на два класи (рис. 5.12). Перший клас – це зовнішні фактори, які викликають нерівномірні осідання, вони представлені у формі випадкових функцій [6, 11, 74]:

- вага ґрунту зворотної засипки (над трубопроводом) \tilde{q}_1 , труби \tilde{q}_2 , ізоляції \tilde{q}_3 , внутрішнього вмісту трубопроводу (нафта, газ тощо) \tilde{q}_4 ;

- нерівномірність фізико-механічних характеристик ґрунтової основи під трубопроводом, погонний коефіцієнт пружної основи \tilde{c}_{yo} .

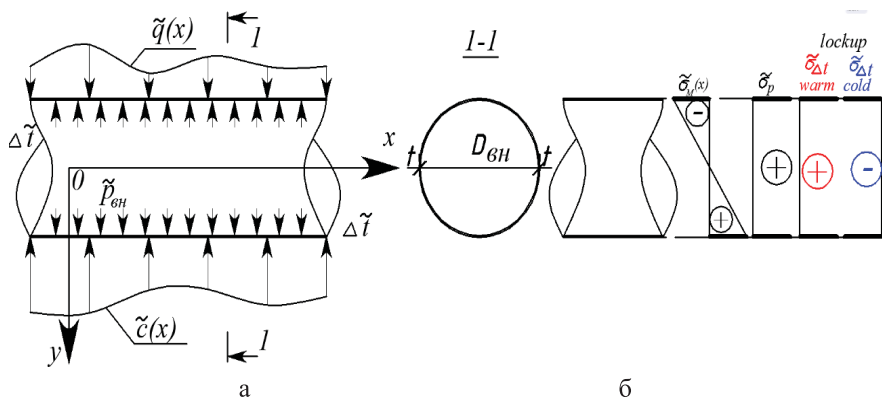


Рис. 5.12. Зовнішні навантаження на трубопровід та внутрішні зусилля у трубі:

а – схема прикладання навантажень; б – епюри поздовжніх напружень у стінці труби

До другого класу віднесемо фактори, що викликають поздовжні напруження у трубопроводі, вони представлені у формі випадкових величин:

- внутрішній (робочий) тиск продукту, що транспортується \tilde{p} ;
- напруження і деформації від перепаду температури $\Delta\tilde{t}$.

Оскільки замикання трубопроводу за технологічними вимогами зазвичай виконують у теплий період року, максимальний температурний перепад викликає напруження розтягу [5, 56].

Умова міцності зводиться до вимоги, щоб сумарні поздовжні напруження у стінці трубопроводу за модулем $|\sum\sigma_l|$ були менші від межі текучості металу труб σ_y [37].

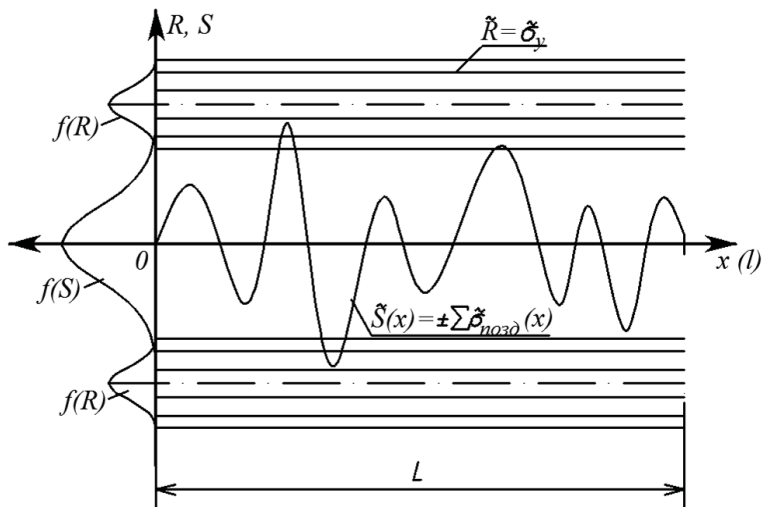


Рис. 5.13. Модель відмови трубопроводу за параметром сумарних поздовжніх напружень

Функція надійності трубопроводу за параметром сумарних поздовжніх напружень (рис. 5.13) матиме такий вигляд:

$$P(L) = 1 - Q(L) = P\left[\sup_{0 \leq x \leq L} |\sum \sigma_l| < \sigma_y\right], \quad (5.69)$$

де $\sup_{0 \leq x \leq L} |\sum \sigma_l|$ – верхня межа значень функції $|\sum \sigma_l|$ в інтервалі $0 \leq x \leq L$; $Q(L)$ – імовірність відмови трубопроводу за довжиною L .

Закон розподілу несучої здатності трубопроводу матиме гаусівський характер, що пов'язано з великою кількістю вхідних параметрів. За впливом на кінцеву функцію їх можна ранжувати: міцність сталі $\tilde{\sigma}_y$, внутрішній робочий тиск \tilde{p} , температурні перепади $\Delta \tilde{t}$, зміна коефіцієнту жорсткості основи \tilde{c}_{y0} (деформативність ґрунту). З наведених параметрів лише останній має закон розподілу, відмінний від нормального. Відповідно розподіл сумарних поздовжніх напружень і резерв несучої

здатності трубопроводу також розподілено за нормальним законом. Тоді ймовірність відмови визначатиметься у формі абсолютних максимумів як [38]

$$Q(L) = \exp[0,5(\gamma_0^2 - \beta^2)], \quad (5.70)$$

де γ_0 – нормований характеристичний максимум випадкової функції $\sum \tilde{\sigma}_i(x)$; β – характеристика безпеки.

Згідно з даними робіт [6, 38], характеристичний максимум визначається як

$$\gamma_0 = \sqrt{2 \ln \left(\frac{\omega_\chi L}{\pi \beta_\chi} \right)}, \quad (5.71)$$

де ω_χ – параметр, аналогічний ефективній частоті випадкового процесу. У даному випадку він характеризує мінливість кривини осі трубопроводу, а також сумарних поздовжніх напружень за його довжиною; β_χ – коефіцієнт широкосмуговості випадкової функції $\sum \tilde{\sigma}_i(x)$:

$$\omega_\chi = \left[\int_0^\infty S_\chi(\omega) \omega^2 d\omega / \int_0^\infty S_\chi(\omega) d\omega \right]^{1/2}, \quad (5.72)$$

$$\beta_\chi = \left[\int_0^\infty S_\chi(\omega) \omega^4 d\omega / \int_0^\infty S_\chi(\omega) d\omega \right]^{1/2} / \int_0^\infty S_\chi(\omega) \omega^2 d\omega. \quad (5.73)$$

Характеристику безпеки β можна визначити, враховуючи що функція резерву міцності трубопроводу лінійно залежить від статистичних характеристик сталі трубопроводу, статистичних характеристик поздовжньої сили (температурного перепаду, внутрішнього тиску) та згинального моменту у трубопроводі:

$$\tilde{Y} = f(\tilde{X}_1, \tilde{X}_2 \dots \tilde{X}_n) = f(\tilde{\sigma}_y, \tilde{N}_{\Delta t}, \tilde{N}_p, \tilde{M}). \quad (5.74)$$

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{\bar{Y}(\bar{X}_1, \bar{X}_2 \dots \bar{X}_n)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left[\frac{dY}{dX_i}(\bar{X}_1, \bar{X}_2 \dots \bar{X}_n) \right]^2 \hat{X}_i^2}} = \frac{\bar{Y}(\bar{X}_1, \bar{X}_2 \dots \bar{X}_n)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n A_i^2 \hat{X}_i^2}}, \quad (5.75)$$

де A_i – частинні похідні функції (5.77) за кожним з аргументів.

Згідно з відомим приблизним рішенням, згинаючий момент у трубопроводі як балці визначається як

$$M = \frac{M^{np.бал}}{1 - N / N_{кр}}, \quad (5.76)$$

де $M^{np.бал}$ – момент у балці на пружній основі; $N_{кр}$ – поздовжня сила, аналогічна Ейлеровій силі, яку можна вважати характеристикою даного трубопроводу на конкретній ґрунтовій основі.

Для резерву міцності трубопроводу отримаємо:

$$\tilde{Y} = \tilde{\sigma}_y - \frac{\tilde{N}}{A} - \frac{\tilde{M}}{W(1 - \tilde{N} / N_{кр})}, \quad (5.77)$$

де A – площа поперечного перерізу трубопроводу;

W – момент опору перерізу трубопроводу.

Враховуючи, що математичне сподівання згинального моменту в трубопроводі дорівнює нулю $\overline{M} = 0$, отримаємо математичне сподівання \overline{Y} у наступній формі:

$$\overline{Y} = \overline{\sigma}_y - \frac{\overline{N}_{\Delta t} - \overline{N}_p}{A}. \quad (5.78)$$

Коефіцієнти для визначення \hat{Y} визначаються шляхом частинного диференціювання виразу (5.77):

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{dY}{d\sigma_y} = 1; \\ A_2 &= \frac{dY}{dN} = -\frac{1}{A} - \frac{\overline{M}}{WN_{кр}(1 - \overline{N} / N_{кр})} = -\frac{1}{A}; \\ A_3 &= \frac{dY}{dM} = -\frac{1}{W(1 - \overline{N} / N_{кр})}. \end{aligned} \quad (5.79)$$

Характеристика безпеки β отримує наступний вигляд:

$$\beta = \frac{\bar{\sigma}_y - \frac{\bar{N}_{\Delta t} - \bar{N}_p}{A}}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_{\Delta t}^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_p^2 + \left(\frac{1}{W(1 - \bar{N}/N_{кр})} \right)^2 \cdot \hat{M}^2}}. \quad (5.80)$$

Слід враховувати, що замикання нитки трубопроводу за технологічними вимогами, як правило, виконується в теплу пору року. Тому для трубопроводів великого діаметра напруження від робочого тиску перевищують стискаючі напруження від перепадів температур, отже доцільно розглянути більш просту модель роботи стержня на розтяг зі згином. Між напруженнями розтягу, на відміну від стиску, та згинальним моментом немає кореляційної залежності, тому у результаті частинного диференціювання функції (5.77) отримується характеристика безпеки у вигляді:

$$\beta = \frac{\bar{\sigma}_y - \frac{\bar{N}_{\Delta t} - \bar{N}_p}{A}}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_{\Delta t}^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_p^2 + \frac{1}{W^2} \cdot \hat{M}^2}}. \quad (5.81)$$

де $\hat{M} = EI \left[\int_0^{\infty} S_{\chi}(\omega) d\omega \right]^{1/2}$ – стандарт згинального моменту, який визначається із спектральної щільності кривини осі трубопроводу.

Інші варіанти розв'язання задачі надійності підземних трубопроводів наведені в роботах [35, 36, 37, 74]. У вказаних публікаціях описано також розрахунок рівня надійності підземних трубопроводів за параметром жорсткості (нерівномірних осідань), характер якого аналогічний розрахунку міцності трубопроводів.

5.5. РЕЗЮМЕ

1. Для поздовжніх напружень у трубопроводі, прокладеному в ґрунтах без особливих властивостей, умова його міцності зводиться до вимоги, щоб сумарні напруження у стінці за модулем $|\sum \sigma_i|$ були менші за межу текучості металу труб σ_y .

2. Закон розподілу несучої здатності трубопроводу має гаусівський характер, що пов'язано з великою кількістю вхідних параметрів. За впливом на результуючу функцію їх можна ранжувати таким чином: міцність сталі $\tilde{\sigma}_y$, внутрішній робочий тиск \tilde{p} , температурні перепади $\Delta\tilde{t}$, згинальний момент M у трубопроводі, який у свою чергу визначається зміною коефіцієнта жорсткості основи.

3. Розроблена процедура оцінки імовірності відмови трубопроводу у формі абсолютних максимумів. Виявлені основні параметри для визначення імовірності відмови трубопроводу: характеристика безпеки β та спектральна щільність кривини трубопроводу $S_\chi(\omega)$, які необхідні для визначення характеристичного максимуму γ_0 .

4. Характеристика безпеки визначена, виходячи із функції резерву міцності трубопроводу. Показано, що при цьому слід враховувати технологічні умови прокладання трубопроводу, коли замикання нитки трубопроводу зазвичай виконуються в теплу пору року. Тому від'ємний температурний перепад у трубопроводі викликає розтягуючі напруження, а поздовжні напруження від робочого тиску також розтягуючі. Отже, доцільно розглядати трубопровід як розтягнуто-зігнутий стержень.

5. Стандарт згинального моменту визначено із спектральної щільності кривини осі трубопроводу.

6. Виявлено співвідношення спектральних щільностей функції неоднорідності ґрунтових умов та кривини осі трубопроводу.

РОЗДІЛ 6 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Прогрес полягає не в заміні неправильної теорії на правильну, а в заміні неправильної теорії на правильну ж, але уточнену
Теорія прогресу Хокинса (Закони Мерфі)

6.1. ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНОМУ СТАНІ

6.1.1. Одержання чисельної оцінки надійності трубопроводу. У даному підрозділі виконується розрахунок надійності магістрального трубопроводу з урахуванням мінливості його основних параметрів: міцності сталі, робочого тиску, перепаду температури, глибини укладання. Формули, необхідні для цього варіанту розрахунку, наведені вище у п. 5.2.3. Вихідні дані для розрахунку ділянки сталевого магістрального підземного трубопроводу діаметром 1020 мм для перекачування нафтопродуктів наведені у п. 5.3.1.

Математичне очікування резерву міцності трубопроводу визначимо, підставляючи значення математичних очікувань основних параметрів у формулу (5.27)

$$Y(\bar{\sigma}_y, \bar{p}, \Delta \bar{t}, \bar{k}) = 704,55 - \sqrt{\left(\frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2}\right)^2 + \frac{\left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04\right)^2 - \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} \left(0,3 \frac{4,49 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 30,6 + \frac{1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102}{2} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,04\right)} = 430,2 \text{ МПа.}$$

Розрахункові коефіцієнти для визначення стандарту резерву міцності трубопроводу визначаються:

- за формулою (5.29):

$$A_1 = \frac{\partial Y}{\partial \sigma_y} = 1;$$

- за формулою (5.30):

$$A_2 = \frac{\partial Y}{\partial p} \Big|_{p=\bar{p}} =$$

$$= \frac{1,2 \cdot 186,3^2}{4,49} (1 - 0,33) - 2 \cdot 0,33 \cdot 99,6 \cdot 97,6 - 99,6(-47,6 \cdot 0,3 + 145,3)$$

$$= \frac{4 \cdot 1,2 \sqrt{186,3^2 + 97,6^2} - 186,3 \cdot 97,6}{-24,52 \text{ МПа/МПа}} =$$

за формулою (5.31):

$$A_3 = \frac{\partial Y}{\partial \Delta t} \Big|_{\Delta t = \Delta \bar{t}} =$$

$$= \frac{1,210^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (186,3 - 2 \cdot 97,6)}{2 \sqrt{186,3^2 + 97,6^2} - 186,3 \cdot 97,6} = -2,18 \text{ МПа/}^\circ\text{C}.$$

- за формулою (5.32):

$$A_4 = \frac{\partial Y}{\partial k} \Big|_{k=\bar{k}} = - \frac{1,04(99,6 \cdot 4,49(1 - 2 \cdot 0,3) + 2 \cdot 531) \times}{2 \sqrt{4,49^2 \cdot 99,6(1 - 0,3 + 0,3^2)} +}$$

$$\frac{\times 102 \times}{+ 99,6 \cdot 4,49(1 - 2 \cdot 0,3) \cdot 1,2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 (2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30,6 + 1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102 \cdot 1,04) +}$$

$$\frac{\times 2,06 \cdot 10^5}{+ (1,2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 (2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30,6 + 1,33 \cdot 10^{-5} \cdot 102 \cdot 1,04))^2} = -86 \cdot 10^5 \text{ МПа} \cdot \text{см}.$$

Підставимо отримані значення у формулу (5.28) для обчислення \hat{Y} :

$$\hat{Y} = \sqrt{1^2 \cdot 70,45^2 + 24,52^2 \cdot 0,314^2 + 2,18^2 \cdot 10,2^2 + (-86)^2 \cdot 0,177^2} =$$

$$= 78,5 \text{ МПа}.$$

Значення характеристики безпеки для розглянутого трубопроводу рівне:

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\bar{Y}} = \frac{430,2}{78,5} = 5,48.$$

За значенням характеристики безпеки за таблицями ймовірностей великих відхилень нормального розподілу [33] визначаємо ймовірність відмови ділянки нафтопроводу:

$$Q(\beta = 5,48) = 1,2 \cdot 10^{-7}.$$

Відповідно, ймовірність безвідмовної роботи трубопроводу, тобто оцінка надійності, рівна:

$$F = 1 - Q(\beta) = 1 - 1,2 \cdot 10^{-7} = 0,99999988.$$

Відповідний логарифмічний показник надійності рівний:

$$K = -\lg(1 - F) = -\lg(1 - 0,99999988) = 6,92.$$

За наведеним вище алгоритмом можна виконати розрахунок надійності будь-якого магістрального трубопроводу з урахуванням мінливості його основних параметрів: міцності сталі, робочого тиску, перепаду температури, глибини укладання.

Дана методика може застосовуватися як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації магістрального трубопроводу, при прийнятті рішення про його капітальний ремонт, визначенні безпечного робочого тиску при фактичному технічному стані тощо.

Наприклад, на стадії проектування, порівнявши отриману ймовірність відмови ділянки розглянутого магістрального трубопроводу із нормативним значенням для споруд такого типу (клас наслідків ССЗ, категорія відповідальності А) – 1×10^{-6} [20], можна виявити надлишковий запас надійності конструкції. Крім того, прийнявши нормативне значення ймовірності відмови у якості вихідного, за допомогою розробленої методики можна розв'язати і зворотну задачу: запроектувати конструкцію трубопроводу із заданим рівнем надійності.

Для розглянутого прикладу із умови забезпечення заданого рівня надійності товщину стінки трубопроводу можна зменшити до 11 мм. Ймовірність відмови конструкції при цьому становить:

$$Q_{opt}(\beta) = 0,64 \cdot 10^{-6},$$

що менше за нормативну.

Спорудження трубопроводу, запроєктованого за ймовірнісним розрахунком, дозволяє в даному випадку зекономити 8 % сталі в споруді.

6.1.2. Вплив тиску на надійність трубопроводу. Основним параметром навантаження трубопроводу, який визначає конструкцію і надійність магістрального трубопроводу, є робочий тиск продукту, що транспортується. Для визначення впливу зміни робочого тиску на надійність магістрального трубопроводу було проведено розрахунки розглянутої ділянки магістрального трубопроводу «Лисичанськ-Кременчук» при зміні робочого тиску в ньому та його діаметру (який визначає пропускну здатність). При цьому попередньо виконувався підбір товщини стінки трубопроводу за детерміністичним методом (з урахуванням додаткових напружень від можливого неточного укладання в межах допуску) – *табл. 6.1.*

Таблиця 6.1

Розрахункові значення товщини стінки магістрального нафтопроводу залежно від середнього тиску та діаметру

<i>Робочий тиск p, МПа</i>	<i>Товщина стінки δ, мм залежно від зовнішнього діаметру D_{зовн}, мм</i>			
	<i>720</i>	<i>820</i>	<i>1020</i>	<i>1220</i>
<i>3,5</i>	<i>7</i>	<i>7</i>	<i>9</i>	<i>18</i>
<i>4,0</i>	<i>7</i>	<i>7</i>	<i>10</i>	<i>19</i>
<i>4,5</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>12</i>	<i>20</i>
<i>5,0</i>	<i>7</i>	<i>9</i>	<i>12</i>	<i>21</i>
<i>5,5</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>14</i>	<i>24</i>
<i>6,0</i>	<i>8</i>	<i>10</i>	<i>15</i>	<i>29</i>

Результати визначення характеристики безпеки при зміні вказаних параметрів наведені в *табл. 6.2* та у графічному вигляді представлені на *рис. 6.1 – 6.2.*

Таблиця 6.2

Значення параметра надійності β магістрального нафтопроводу залежно від середнього тиску та діаметру

Робочий тиск p , МПа	Параметр надійності β залежно від зовнішнього діаметру $D_{зовн}$, мм			
	720	820	1020	1220
3,5	6,20	5,85	5,49	5,45
4,0	6,04	5,67	5,46	5,45
4,5	5,87	5,69	5,53	5,43
5,0	5,70	5,72	5,45	5,44
5,5	5,76	5,57	5,49	5,43
6,0	5,61	5,60	5,48	5,43

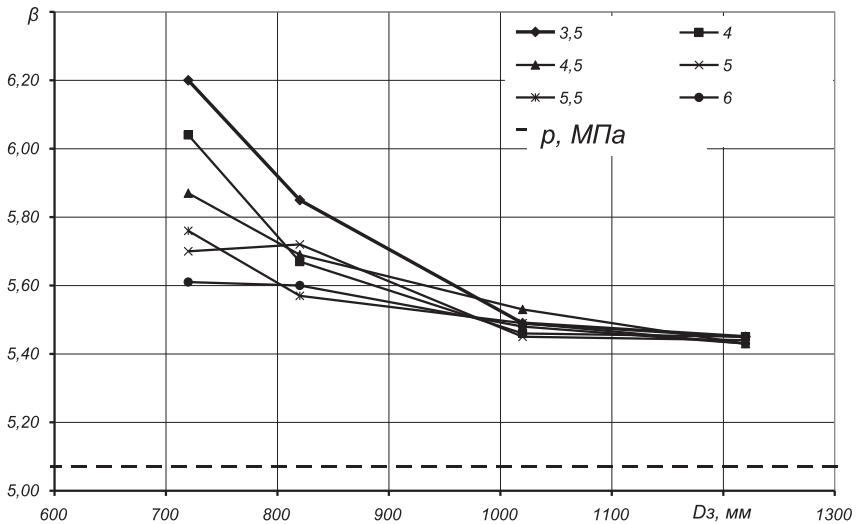


Рис. 6.1. Залежність характеристики безпеки магістральних нафтопроводів від зовнішнього діаметру при різних робочих тисках:
 — — — нормативне значення характеристики безпеки

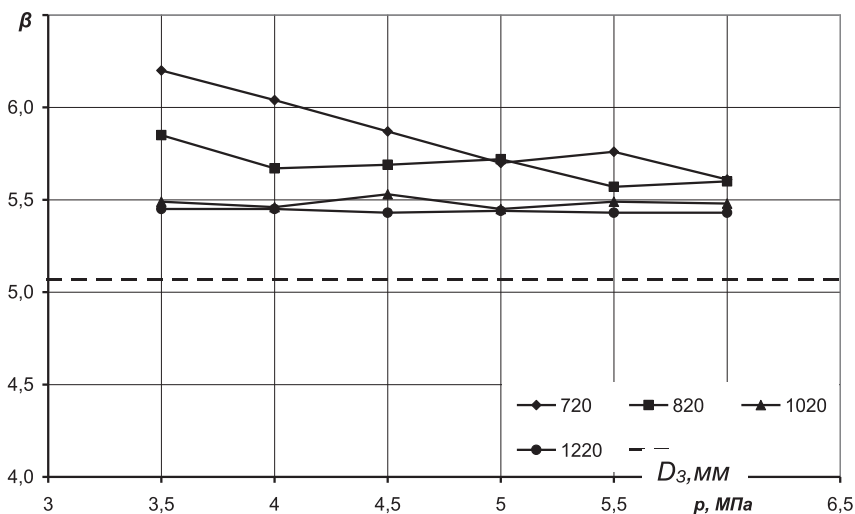


Рис. 6.2. Графіки залежностей $\beta - p$ при різних діаметрах (зовнішніх) труборіводу при мінімальній розрахунковій товщині стінки δ

Із аналізу графіків на *рис. 6.1, 6.2* видно, що при збільшенні діаметра труборіводу, його надійність зменшується. При цьому розкид у значеннях характеристики безпеки для труборіводів малого діаметра можна пояснити конструктивними обмеженнями мінімальної товщини стінки труборіводу, що, звичайно, значно збільшує запас міцності і, відповідно, рівень надійності.

Для труборіводів великого діаметра такого розкиду не спостерігається, а характеристика безпеки приймає значення близьке до 5,45.

6.1.3. Вплив неточності укладання труборіводу. Як показує аналіз, значний вплив на напружено-деформований стан і на значення розрахункової товщини стінки труборіводу чинить неточність його укладання. Це враховується в описаній методиці розрахунку надійності параметром відхилення від проектної кривизни $\tilde{\kappa}$.

Якщо виключити вплив цього параметру на результати розрахунків, отримуються підвищені показники надійності. Виконані розрахунки товщини стінки магістральних трубопроводів та їх надійності у цьому випадку наведені у *табл. 6.3 – 6.4.*

Таблиця 6.3
Розрахункові значення товщини стінки магістрального нафтопроводу
залежно від середнього тиску та діаметру
(без урахування напружень від неточності укладання)

Середній тиск p , МПа	Товщина стінки δ , мм залежно від зовнішнього діаметру $D_{зовн}$, мм				
	720	820	1020	1220	1420
3,5	7	7	7	8	9
4,0	7	7	8	9	9
4,5	7	7	8	9	10
5,0	7	7	8	9	11
5,5	7	8	9	11	12
6,0	7	8	10	12	13

Таблиця 6.4
Значення параметра надійності β магістрального нафтопроводу
залежно від середнього тиску та діаметру
(без урахування напружень від неточності укладання)

Середній тиск p , МПа	Параметр надійності β залежно від зовнішнього діаметру $D_{зовн}$, мм				
	720	820	1020	1220	1420
3,5	6,68	6,29	5,53	5,57	5,5
4,0	6,5	6,09	5,68	5,61	5,48
4,5	6,34	5,94	5,36	5,17	5,47
5,0	6,25	5,82	5,5	5,26	5,45
5,5	5,96	5,48	5,13	5,32	5,08
6,0	5,67	5,14	5,28	5,37	5,1

Як видно з *табл. 6.4*, при малих діаметрах трубопроводу дійсно отримуємо вищі значення характеристики безпеки. Однак, при великих діаметрах відбувається зниження отриманої

надійності та менша кучність результатів, що підтверджується також порівнянням графіків зміни надійності магістрального трубопроводу в експлуатаційній стадії (рис. 6.3).

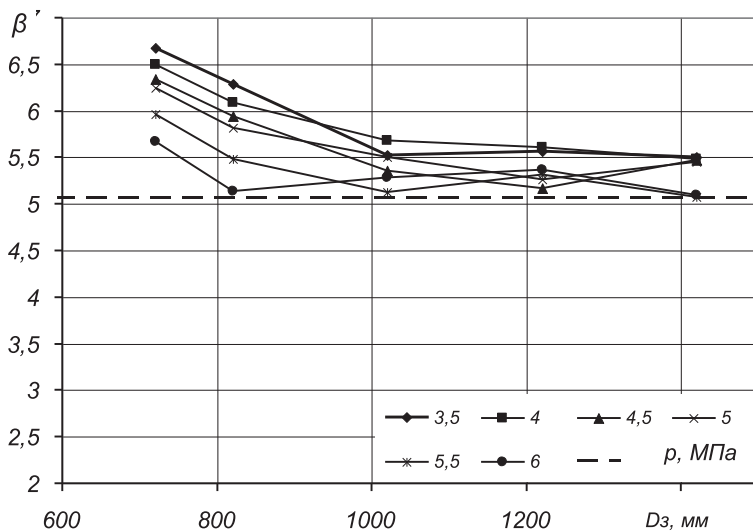


Рис. 6.3. Залежність характеристики безпеки магістральних нафтопроводів від зовнішнього діаметра при різних тисках (без урахування напружень від неточності укладання):
 — — — нормативне значення

Для трубопроводів великого діаметра спостерігається вирівнювання значення характеристики безпеки на рівні, близькому до нормативного – $\beta = 5,07$. Таким чином, відкидання параметру неточності укладання при розрахунку магістрального трубопроводу призводить до отримання менших потрібних значень товщини стінки, але надійність конструкції при цьому залишається майже незмінною, особливо при діаметрах трубопроводу, більших одного метра.

6.2. ЗМІНА НАДІЙНОСТІ КОНСТРУКЦІЇ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ ПІД ЧАС ЙОГО ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Під час експлуатації магістрального трубопроводу його ізоляція зазнає зносу, тому важливою практичною задачею є прогнозування періодичності поточних ремонтів трубопроводу із заміною ізоляції.

Розглянемо лінійну частину магістрального трубопроводу, рівень надійності конструкції якого будемо визначати за методикою, описаною вище у п. 5.2.3.

Прийmemo при цьому, що з часом варіація усіх випадкових параметрів змінюється незначно, і цією зміною можна знехтувати. Тоді надійність конструкції лінійної частини магістрального трубопроводу буде зменшуватися лише за рахунок зменшення товщини стінки труби внаслідок зовнішньої корозії.

Швидкість корозії стінки трубопроводу (зменшення її товщини) в загальному випадку залежить від багатьох чинників. Однак найважливішими з них, на нашу думку, є швидкість процесу електрохімічної корозії та швидкість зносу ізоляції труби.

У якості математичної моделі для попередніх розрахунків процесу корозії було прийнято лінійну залежність [3, 4]:

$$v_{corr} = 1000 \frac{m_{Fe}}{\rho_{Fe}}, \quad (6.1)$$

де $m_{Fe} = 0,9 \frac{кг}{м^2 \cdot рік}$ – втрачена маса речовини внаслідок електрохімічної корозії для Fe^{+3} у слабо агресивному середовищі (за [21]); $\rho_{Fe} = 7850 \text{ кг/м}^3$ – густина сталі.

Швидкість зносу ізоляції труби визначається залежно від типу гідроізоляційного матеріалу та можливих прогнозів щодо

чинників фізико-механічного впливу на нього [4]. У [50] показано, що швидкість корозії не є прямо пропорційним ступеню зношеності ізоляції і описується залежністю:

$$v_{isol} = v_{corr} \exp \left[- \frac{a \delta_{isol}}{1 + b \delta_{isol}} \right], \quad (6.2)$$

де v_{isol} – швидкість корозії матеріалу, захищеного ізоляцією;
 δ_{isol} – товщина шару ізоляційного матеріалу; $a = 1,6393$;
 $b = 0,25683$ – коефіцієнти для бітумної ізоляції [50].

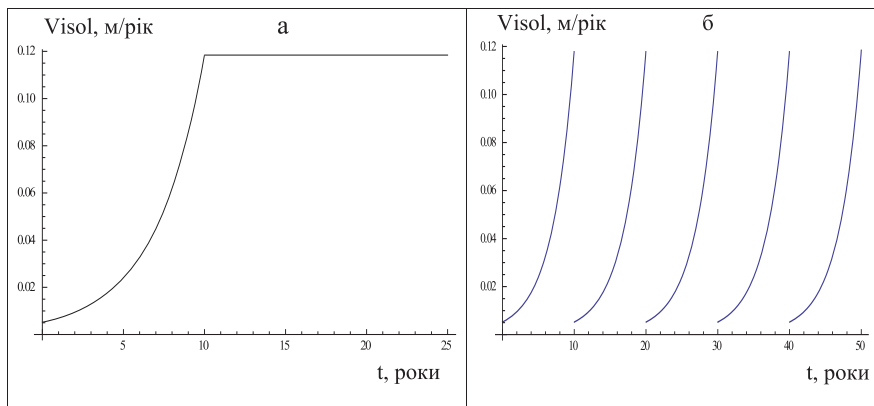


Рис. 6.4. Зміна швидкості корозії сталі трубопроводу, захищеного ізоляцією: а – без виконання ремонту із заміною ізоляції;
 б – з проведенням ремонтних робіт з періодичністю в 10 років

Для ізоляції було застосовано бітумний гідроізоляційний матеріал товщиною 6 мм та прийнято нейтральний прогноз для механічних впливів. Тоді зменшення товщини ізоляційного шару з часом можна описати так:

$$\delta_{isol} = \begin{cases} \delta_{0,isol} \left(1 - \frac{t_{isol}}{T_{e,isol}} \right), & 0 \leq t_{isol} < T_{e,isol}, \\ 0, & t_{isol} > T_{e,isol}, \end{cases} \quad (6.3)$$

де $\delta_{0,isol} = 6 \text{ мм}$ – початкова товщина ізоляційного шару; t_{isol} – час від моменту заміни ізоляції (роки); $T_{e,isol} = 10 \text{ років}$ – строк ефективної експлуатації ізоляції до її зносу.

Графік зміни швидкості корозії сталі трубопроводу, захищеного ізоляцією, зображено на *рис. 6.4*.

Математична модель зміни товщини стінки трубопроводу з часом $\delta(t)$ при наявності і рівномірному зносі ізоляції отримана в такому вигляді:

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} = \begin{cases} 1000 \frac{m_{Fe}}{\rho_{Fe}} \cdot \exp \left[- \frac{a \delta_{0,isol} \left(1 - \frac{t}{T_{e,isol}} \right)}{1 + b \delta_{0,isol} \left(1 - \frac{t}{T_{e,isol}} \right)} \right], & 0 \leq t_{isol} < T_{e,isol}; \\ 1000 \frac{m_{Fe}}{\rho_{Fe}}, & t_{isol} > T_{e,isol}, \end{cases} \quad (6.4)$$

Розв'язок цього рівняння для прийнятих передумов і початкової товщини стінки 9 мм відображено на *рис. 6.5*.

Було досліджено вплив зовнішньої корозії на надійність лінійної частини магістрального трубопроводу діаметром 1020 мм і товщиною стінки 9 мм на протязі 50 років експлуатації. При цьому моделювався вплив поточних ремонтів. Періодичність ремонтів приймалася різною: 6, 10 і 15 років. За результатами моделювання було побудовано графік зміни надійності магістрального трубопроводу з часом (*рис. 6.6*).

Нормативне значення ймовірності безвідмовної роботи за ДБН В.1.2-14-2009 [20] складає 0,9999990. Як слідує з аналізу графіка (*рис. 6.6*), без проведення поточних ремонтів нормативний рівень надійності конструкції досягається вже через 21,2 роки. Якщо прийняти певну періодичність заміни ізоляції, то термін безпечної експлуатації збільшиться незначно (при періодичності у 15 років – лише на 8 років).

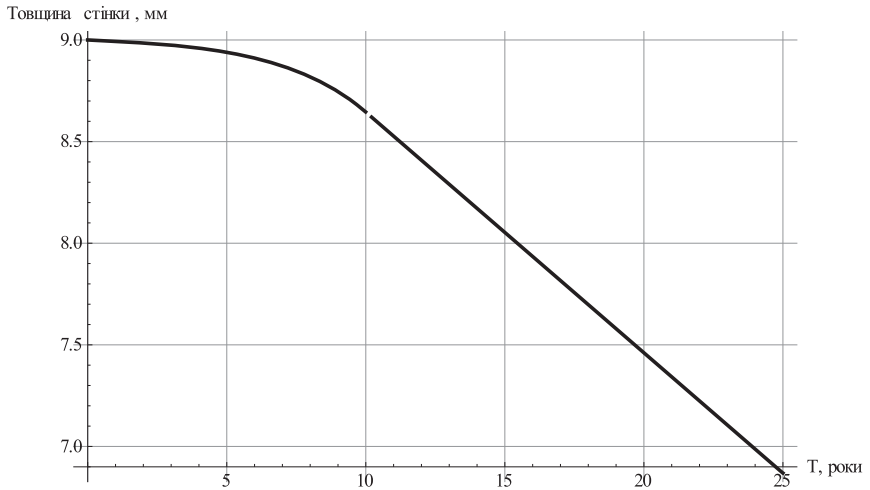


Рис. 6.5. Зміна товщини стінки трубопроводу внаслідок зовнішньої корозії

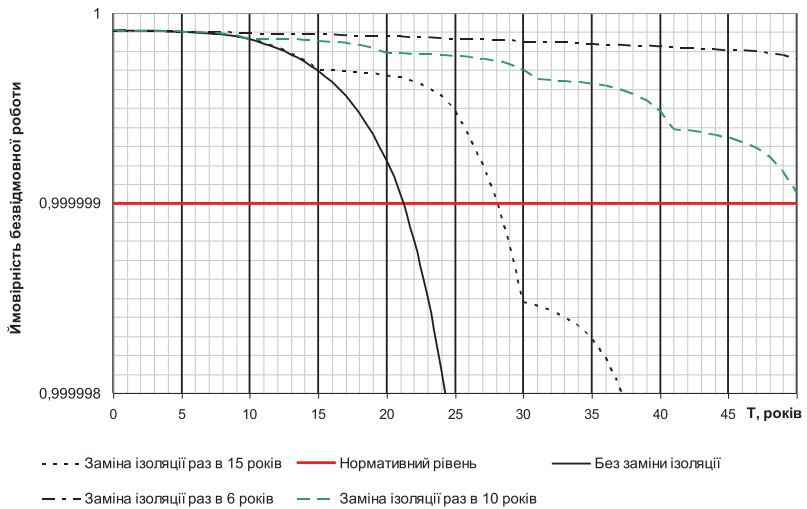


Рис. 6.6. Зміна надійності магістрального трубопроводу з часом при проведенні поточних ремонтів із заміною ізоляції

При надмірній періодичності поточних ремонтів надійність конструкції лінійної частини трубопроводу майже не змінюється з часом (наприклад, при періодичності у 6 років за термін 50 років), однак витрати на проведення таких ремонтів будуть невиправдано високими.

Тому при встановленні терміну експлуатації магістрального трубопроводу необхідно передбачати оптимальну періодичність проведення поточних ремонтів із заміною ізоляції. Так, для розглянутої частини трубопроводу, при терміні експлуатації 50 років, оптимальною є періодичність у 10 років. При цьому в кінці терміну експлуатації рівень надійності лінійної частини є практично рівним нормативному.

Таким чином, розроблена методика дозволяє теоретично обґрунтовувати оптимальну періодичність поточних ремонтів магістральних трубопроводів, а також прогнозувати терміни капітального ремонту.

6.3. НАДІЙНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ ПРИ КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ ІЗ ЗАМІНОЮ ЙОГО ДІЛЯНКИ

Виконаємо ймовірнісний розрахунок для ділянки магістрального трубопроводу, ремонт якої котрий було розглянуто вище у п. 2.3.

Як і у випадку розрахунку в експлуатаційному стані, оцінку надійності магістрального трубопроводу при капітальному ремонті будемо проводити на основі аналізу резерву міцності з умови (5.7).

Розрахунковими випадковими величинами у розглядуваній задачі надійності є:

- 1) межа текучості сталі трубопроводу $\tilde{\sigma}_y$;
- 2) відстань між трубоукладачами ТУ-1 та ТУ-2, що складає від 20 до 25 м;

3) відстань між трубоукладачами ТУ-1 та ТУ-2, що складає від 15 до 25 м.

Функція надійності для сталевих магістральних трубопроводів під час капітального ремонту має вигляд:

$$\tilde{Y}(\tilde{\sigma}_y, \tilde{l}_2, \tilde{l}_3) = \tilde{\sigma}_y - \left(\begin{aligned} &-\frac{qx^2}{2} + (-F_1 l_1 + F_1 x) + (-F_2(l_1 + \tilde{l}_2) + F_2 x) + \\ &+ (-F_3(l_1 + \tilde{l}_2 + \tilde{l}_3) + F_3 x) \end{aligned} \right) / W. \quad (6.5)$$

Для подальшого аналізу отриманої функції необхідно визначитися із значеннями статистичних параметрів розрахункових величин. Для цього окреслимо вихідні дані до розрахунку надійності сталевих трубопроводів.

Матеріалом трубопроводу є сталь марки 17Г1С-Т з нормативним опором $R_1'' = 589$ МПа і розрахунковим опором за методикою СНиП 2.05.06-85 $R_1 = 379$ МПа.

Коефіцієнт варіації для трубних сталей рівний $V_R = 0,1$, що визначає математичне очікування і стандарт для розглядуваної сталі:

$$\bar{R} = \frac{589}{1 - 1,64 \cdot 0,1} = 704,55 \text{ МПа}; \quad \hat{R} = 0,1 \cdot 704,55 = 70,46 \text{ МПа}.$$

Середнє значення відстані між трубоукладачами ТУ-1 та ТУ-2 $\tilde{l}_2 = 22,5$ м. Вважаючи, що величина цієї відстані практично не може бути більше вказаних значень, можна визначити стандарт та коефіцієнт варіації відстані між трубоукладачами ТУ-1 та ТУ-2:

$$\tilde{l}_2 = \frac{l_{\max} - l_2}{3} = \frac{25 - 22,5}{3} = 0,833 \text{ м}; \quad V_{l_2} = \frac{\hat{l}_2}{l_2} = \frac{0,833}{22,5} = 0,037.$$

Середнє значення відстані між трубоукладачами ТУ-2 та ТУ-3 $\tilde{l}_2 = 20$ м, що, приймаючи вищевказані припущення, визначає стандарт та коефіцієнт варіації:

$$\hat{l}_3 = \frac{25 - 20}{3} = 1,67 \text{ м}; \quad V_{l_3} = \frac{\hat{l}_3}{l_3} = \frac{1,67}{20} = 0,083.$$

У подальшому приймається, що всі випадкові величини, які впливають на загальний резерв міцності розглянутого трубопроводу, мають нормальний закон розподілу. Для параметра відстані між трубоукладачами це виходить із припущення про те, що на практиці прагнуть встановити техніку у відповідності з проектом (на відстані зі значенням математичного очікування), але внаслідок дії випадкових факторів технологічного або природного характеру можливе відхилення від передбачених параметрів. Причому це відхилення рівноймовірно реалізується як у сторону збільшення, так і в сторону зменшення.

Зважаючи на вищесказане, функція резерву міцності трубопроводу \tilde{Y} також має нормальний розподіл. Тому для визначення імовірності відмови трубопроводу достатньо обчислити характеристику безпеки β .

Математичне очікування резерву міцності трубопроводу при його капітальному ремонті дорівнює:

$$\bar{Y} = Y(\bar{\sigma}_y, \bar{l}_2, \bar{l}_3).$$

Стандарт резерву міцності:

$$\hat{Y} = \sqrt{A_1^2 \hat{\sigma}_y^2 + A_2^2 \hat{l}_2^2 + A_3^2 \hat{l}_3^2},$$

$$\text{де } A_1 = \left. \frac{\partial Y}{\partial \sigma_y} \right|_{\sigma_y = \bar{\sigma}_y}, \quad A_2 = \left. \frac{\partial Y}{\partial l_2} \right|_{l_2 = \bar{l}_2}, \quad A_3 = \left. \frac{\partial Y}{\partial l_3} \right|_{l_3 = \bar{l}_3}.$$

Обчислимо наведені статистичні параметри для розглядуваної задачі.

$$\bar{Y} = 704,55 - 81 = 623,55 \text{ МПа.}$$

Для визначення стандарту \hat{Y} спочатку обчислимо необхідні розрахункові коефіцієнти:

$$A_1 = \left. \frac{\partial Y}{\partial \sigma_y} \right|_{\sigma_y = \bar{\sigma}_y} = 1;$$

$$A_2 = \frac{\partial Y}{\partial l_2} \Big|_{l_2=\bar{l}_2} = \begin{cases} 0, & 0 \leq x \leq l_1 \\ 0, & l_1 < x \leq l_2 \\ -F_2, & l_2 < x \leq l_3 \\ -F_2 - F_3, & l_3 < x \leq l_4 \end{cases} = \frac{-0,06 - 0,062}{7,354} = -0,016 \text{ МПа/м};$$

$$A_3 = \frac{\partial Y}{\partial l_3} \Big|_{l_3=\bar{l}_3} = \begin{cases} 0, & 0 \leq x \leq l_1 \\ 0, & l_1 < x \leq l_2 \\ 0, & l_2 < x \leq l_3 \\ -F_3, & l_3 < x \leq l_4 \end{cases} = \frac{-0,06}{7,354} = -0,0082 \text{ МПа/м};$$

$$A_3 = \frac{\partial Y}{\partial l_3} \Big|_{l_3=\bar{l}_3} = \begin{cases} 0, & 0 \leq x \leq l_1 \\ 0, & l_1 < x \leq l_2 \\ 0, & l_2 < x \leq l_3 \\ -F_3, & l_3 < x \leq l_4 \end{cases} = \frac{-0,06}{7,354} = -0,0082 \text{ МПа/м}.$$

Підставивши отримані значення у формулу для обчислення \hat{Y} , отримуємо

$$\hat{Y} = \sqrt{1^2 \cdot 70,45^2 + (-0,016)^2 \cdot 0,74^2 + (-0,0082)^2 \cdot 1,67^2} = 70,45 \text{ МПа}.$$

Значення характеристики безпеки для розглянутого трубопроводу у стані капітального ремонту дорівнює

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{623,55}{70,45} = 8,85,$$

що відповідає логарифмічному показникові надійності $K = 17,4$.

Виконавши варіантний розрахунок для випадку з розділу 2.3, при якому відкопано недостатню для ремонту частину магістрального трубопроводу, знайдемо за допомогою вище викладеного алгоритму розрахунку надійності значення $\hat{Y} = 70,45 \text{ МПа}$, $\bar{Y} = 704,55 - 278 = 426,55 \text{ МПа}$. Звідси знайдемо значення характеристики безпеки для розглянутого трубопроводу, рівну

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{426,55}{70,45} = 6,05,$$

що відповідає логарифмічному показникові надійності $K=8,3$ і суттєво перевищує нормативне значення [20].

Отже, на стадії капітального ремонту магістрального трубопроводу конструктивні та технологічні вимоги до його проведення, а також прийнята практика забезпечують достатньо високий рівень надійності.

6.4. ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ТРУБОПРОВОДУ У ГРУНТАХ БЕЗ ОСОБЛИВИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

6.4.1. Вихідні дані. Для розрахунку рівня надійності за параметром кільцевих та поздовжніх напружень в ЛЧМТ використано експериментальні дані звіту про капітальний ремонт газопроводу (рис. 6.7). Оскільки клас наслідків (відповідальності) споруди – СС3, згідно [20, 22], необхідно проводити імовірнісні розрахунки конструкції та її елементів.

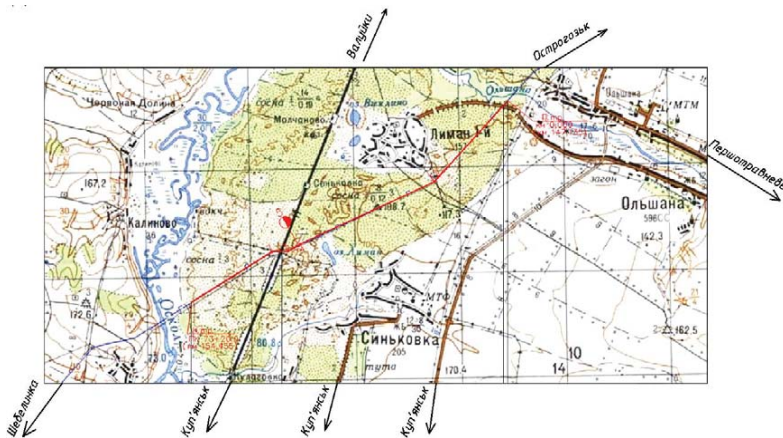


Рис. 6.7. Ділянка капітального ремонту трубопроводу (червона лінія)

Інженерно-геологічний розріз траси газопроводу представлений піском дрібним однорідним, малого ступеня

водонасичення, що дає підстави використати статистичні характеристики, отримані вище (п. 4.5).

Основні техніко-економічні показники спорудження трубопроводу наведені у *табл. 6.5*, результати розрахунку товщини стінки, обрхованої згідно норм [52], приведені у *табл. 6.6*.

Таблиця 6.5

**Основні техніко-економічні показники
капітального ремонту газопроводу**

№ з/п	Найменування показника	Одиниця виміру	Показник
1	Тиск газу в точці підключення газопроводу	кг/см ²	55
2	Довжина траси газопроводу	км	7,3200
3	Довжина труб, що укладаються, у тому числі:	км	7,3200
	- d1020x11,2	км	1,2465
	- d1020x9,6	км	6,0735
4	Металоємність	т	1844
	у тому числі труб лінійної частини	т	1800,5
5	Категорія складності об'єкта	категорія	V
6	Клас наслідків (відповідальності)	клас	СС3*

Таблиця 6.6

Результати розрахунків товщини стінки газопроводу згідно [52]

Вихідні дані									Результати розрахунку	
Категорія газопроводу	Труби Dxt, мм	ТУ	Марка сталі	R ₁ , кН/см ²	m	k ₁	k _n	R ₂ , кН/см ²	Товщина стінки t, см	
									Розр.	Проектна
I-II	1020x11,2	ТУ У27.2-00191135-	K55	55	0,75	1,34	1	41	0,98	1,12
III-IV	1020x9,6	016Ж2007	K55	55	0,9	1,34	1	41	0,82	0,96

Примітки: R₁ – тимчасовий опір стиску (розтягу), МПа; R₂ – межа текучості, МПа; k₁ – коефіцієнт надійності за матеріалом; k_n – коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу; m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу.

Далі використовуються значення товщини стінки труб, фактично використаних при будівництві трубопроводу.

Експериментальні дані про зміни внутрішнього тиску, отримані за результатами спостережень на ділянці магістрального трубопроводу протягом 3 місяців (п. 4.3), складають вибірку обсягом 3436 значень. При цьому навіть при стаціонарному режимі роботи трубопроводу спостерігалися істотні коливання тиску як у сторону збільшення, так і в сторону зменшення номінального значення тиску.

У роботі трубопроводу протягом вказаного періоду було виокремлено 11 проміжків зі стаціонарним режимом роботи. Стохастичні показники значень робочого тиску: математичне очікування $\bar{p} = 4,56$ МПа.; середньоквадратичне відхилення $\hat{p} = 0,314$ МПа.

Оскільки тут і надалі розглядається робота трубопроводу у лінійній стадії, за умову відмови вважатиметься досягнення трубою межю текучості сталі. Коефіцієнт варіації для трубних сталей приймаємо рівним $V_R = 0,1$, що визначає математичне очікування та стандарт для розглядуваної сталі:

$$\bar{R} = \frac{410}{1 - 1,64 \cdot 0,1} = 490 \text{ МПа}; \hat{R} = 0,1 \cdot 490 = 49 \text{ МПа}.$$

6.4.2. Оцінка надійності трубопроводу за параметром кільцевих напружень. Для одержання числових оцінок надійності використана процедура, описана вище у п. 5.2.2. Обчислені імовірності відмови трубопроводу за параметром кільцевих напружень для товщини стінки, розрахованої згідно методики СНіП [52], наведені у *табл. 6.7*.

Для порівняння, гранично допустима імовірність відмови споруди для класу наслідків (відповідальності) СС3 має складати $1 \cdot 10^{-6}$ [20]. Таким чином, проектна конструкція трубопроводу має значний запас міцності за параметром кільцевих напружень.

Таблиця 6.7

**Імовірність відмови трубопроводу за параметром
кільцевих напружень**

Зовнішній діаметр	Умовний клас безпеки	Товщина стінки трубопроводу	СНП 2.05.06-85	$\bar{\sigma}_{кц}$, МПа	$\hat{\sigma}_{кц}$, МПа	\bar{Y} , МПа	\hat{Y} , МПа	β	$Q(\beta)$
$D_n = 1020$ мм	Нормальний	t_n , мм	7,4	312,20	21,64	177,80	53,57	3,32	$4,5 \cdot 10^{-4}$
	Середній	t_n , мм	8,7	265,55	18,41	224,45	52,34	4,29	$8,6 \cdot 10^{-6}$
	Проектна	t_n , мм	9,6	256,70	17,79	233,30	52,13	4,48	$3,5 \cdot 10^{-6}$
	Високий	t_n , мм	10,8	213,92	14,83	276,08	51,20	5,39	$3,3 \cdot 10^{-8}$
	Проектна	t_n , мм	11,2	207,64	14,30	282,36	51,04	5,53	$1,5 \cdot 10^{-8}$

Таблиця 6.8

**Вхідні параметри для визначення надійності існуючої ділянки
трубопроводу**

Параметр	Значення	Ділянка 1	Ділянка 2
Зовнішній діаметр	D_{ex} , м	1,020	1,020
Товщина стінки труби	t , м	0,0112	0,0096
МО міцності сталі трубопроводу	$\bar{\sigma}_y$, кН/см ²	58,6	58,6
Стандарт міцності сталі трубопроводу	σ_y , кН/см ²	5,86	5,86
Довжина ділянки	L , м	1247	6036
МО ваги ґрунту засипки [2, 5]	\bar{q}_1 , кН/м	32,1	32,1
МО ваги трубопроводу, ізоляції, продукту [2, 5, 48]	$\sum \bar{q}_{2-4}$, кН/м	3,17	2,72
МО погонного коефіцієнта пружної основи [2,79]	\bar{c}_{yo} , кН/м ²	1347	1347
Значення параметрів кореляційної функції неоднорідності ґрунтових умов	α , м ⁻¹	0,4877	0,4877
	θ , м ⁻¹	0,6431	0,6431
МО температурного перепаду (замикання у теплу пору) [23,270]	$\bar{\Delta}t$, °C	30,6	30,6
Стандарт температурного перепаду (замикання у теплу пору року) [23,27]	Δt , °C	10,2	10,2
МО внутрішнього тиску на вході у трубопровід [23]	\bar{p} , кН/см ²	0,456	0,456
Стандарт внутрішнього тиску на вході у трубопровід [23]	p , кН/см ²	0,0314	0,0314
Коефіцієнт неоднорідності	β	1	1

До речі, імовірність відмови згідно Єврокод 1990 [68] для об'єктів класу СС3 для терміну експлуатації 50 років передбачено на рівні $8,54 \cdot 10^{-6}$, що свідчить про жорсткі імовірнісні вимоги вітчизняних норм.

6.4.3. Оцінка надійності за параметром поздовжніх напружень. Отримані величини імовірності відмови можна використати як орієнтир при наступній оцінці надійності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень, підставивши імовірнісні характеристики однорідних основ (*табл. 6.8*) у розв'язок диференційного рівняння зігнутої осі трубопроводу у спектральному представленні (5.68).

Одержані оцінки рівня надійності підземного трубопроводу за параметром сумарних поздовжніх напружень та нерівномірних осідань для різних кореляційних відношень наведені у *табл. 6.9*.

При аналізі результатів *табл. 6.9* можна зробити висновок, що використання кореляційних залежностей (5.58) та (5.59) призводить до значної різниці при визначенні параметрів внутрішньої структури випадкової функції. При цьому для виразу з періодичною складовою (5.59) кореляція значно тісніша, отже, одержані значення більш точні.

Виникнення нерівномірних деформацій основи, відповідно і трубопроводу, що досягають величини 10 см, малоімовірне, відповідна імовірність складає всього $8,1 \cdot 10^{-27}$. Оскільки вага трубопроводу не перевищує ваги виїнятого ґрунту, це повністю підтверджує гіпотезу про те, що у ґрунтах без особливих властивостей осідання від значень тисків, які не перевищують тиск власної ваги ґрунту, не відбуваються.

Таблиця 6.9

Визначення рівня надійності ЛЧМТ за параметром сумарних
 поздовжніх напружень та нерівномірних осідань

Кореляційна функція з таблиці 5.4 №5	Параметр	Значення	Діл-ка 1	Ділянка 2
	Параметр поздовжніх напружень			
	Стандарт згинального моменту	\hat{M} , кНм	64,1	58,6
	МО поздовжньої (розтяжної) сили	\bar{N} , кН	4256	3970
	Стандарт розтяжної сили	\hat{N} , кН	858	929
	Характеристика безпеки	β	7,31	7,07
	Мінливість кривини трубопроводу	$\omega_{\omega z}$, M^{-1}	0,202	0,21
	Коефіцієнт широкосмуговості ВФ	$\beta_{\omega z}$	1,707	1,708
	Характеристичний максимум ВФ	γ_0	2,79	3,305
	Імовірність відмови ЛЧМТ	$Q(t)$	$1,2 \cdot 10^{-12}$	$3,3 \cdot 10^{-11}$
	Параметри жорсткості			
	Стандарт нерівномірного осідання	\hat{f} , кНм	$8,522 \cdot 10^{-3}$	$8,577 \cdot 10^{-3}$
	МО нерівномірного осідання	$[f]$, м	0,1	0,1
	Характеристика безпеки	β	11,7	11,7
Кореляційна функція з таблиці 5.4 №10	Параметр	Значення	Діл-ка 1	Ділянка 2
	Параметр поздовжніх напружень			
	Стандарт згинального моменту	\hat{M} , кНм	45,4	44,6
	МО поздовжньої (розтяжної) сили	\bar{N} , кН	4256	3970
	Стандарт розтяжної сили	\hat{N} , кН	858	929
	Характеристика безпеки	β	7,37	7,13
	Мінливість кривини трубопроводу	$\omega_{\omega z}$, M^{-1}	0,693	0,707
	Коефіцієнт широкосмуговості ВФ	$\beta_{\omega z}$	1,266	1,244
	Характеристичний максимум ВФ	γ_0	3,28	2,49
	Імовірність відмови ЛЧМТ	$Q(t)$	$3,44 \cdot 10^{-12}$	$1,0 \cdot 10^{-10}$
	Параметри жорсткості			
	Стандарт нерівномірного осідання	\hat{f} , кНм	$1,60 \cdot 10^{-3}$	$1,63 \cdot 10^{-3}$
	МО нерівномірного осідання	$[f]$, м	0,1	0,1
	Характеристика безпеки	β	62,49	61,2
Мінливість нерівномірного осідання	ω_{of} , M^{-1}	0,123	0,129	
Коефіцієнт широкосмуговості ВФ	β_{of}	2,47	1,745	
Характеристичний максимум ВФ	γ_0	3,30	3,32	
Імовірність відмови ЛЧМТ	$Q(t)$	$1,2 \cdot 10^{-100}$	$1,2 \cdot 10^{-99}$	

Незважаючи на значний розкид значень міцності трубних сталей та коливання величин внутрішнього тиску і температурних перепадів, розглянутий трубопровід має високий рівень надійності за параметром поздовжніх напружень: імовірність відмови складає $1,0 \cdot 10^{-10} \dots 1,2 \cdot 10^{-12}$. Це можна пояснити тим, що напруження, викликані нерівномірними деформаціями основи, не перевищують $\sigma_{dif} \approx 10$ МПа.

6.5. ОЦІНЮВАННЯ БЕЗВІДМОВНОСТІ ЛЧМТ ЗА СИСТЕМОЮ «МАГІСТРАЛЬНИЙ ТРУБОПРОВІД – ЛЕСОВА ПРОСАДОЧНА ОСНОВА»

6.5.1. Вихідні дані. Для оцінки імовірності безвідмовної роботи системи «ЛЧМТ – лесова просадочна основа» скористаємося даними ІГ вишукувань на об'єктах № 1 та № 2 описаних вище у п. 4.5, при цьому довжину масиву, що розглядається, розміри ділянки локального замочування та особливості розповсюдження вологи з глибиною встановимо із врахуванням вимог пп. 3.1 – 3.3. Таким чином, для об'єктів № 1 та № 2 отримані розрахункові схеми, показані на *рис. 6.8*.

Математичне очікування та стандарт величини внутрішнього робочого тиску визначимо згідно досліджень [23], де статистично обґрунтовано нормальність розподілу величин робочого тиску у часі, а також виведено коефіцієнт варіації, рівний 6,9 %, що корелює з величинами розрахункового робочого тиску та коефіцієнту запасу за навантаженням для трубопроводу, який розглядався вище у п. 6.4: $D_{зовн} = 1,02$ м, $p = 5$ МПа, $n = 1,1$. Математичне очікування та стандарт робочого тиску відповідно складатиме $\bar{p} = 4,56$ МПа, $\hat{p} = 0,314$ МПа.

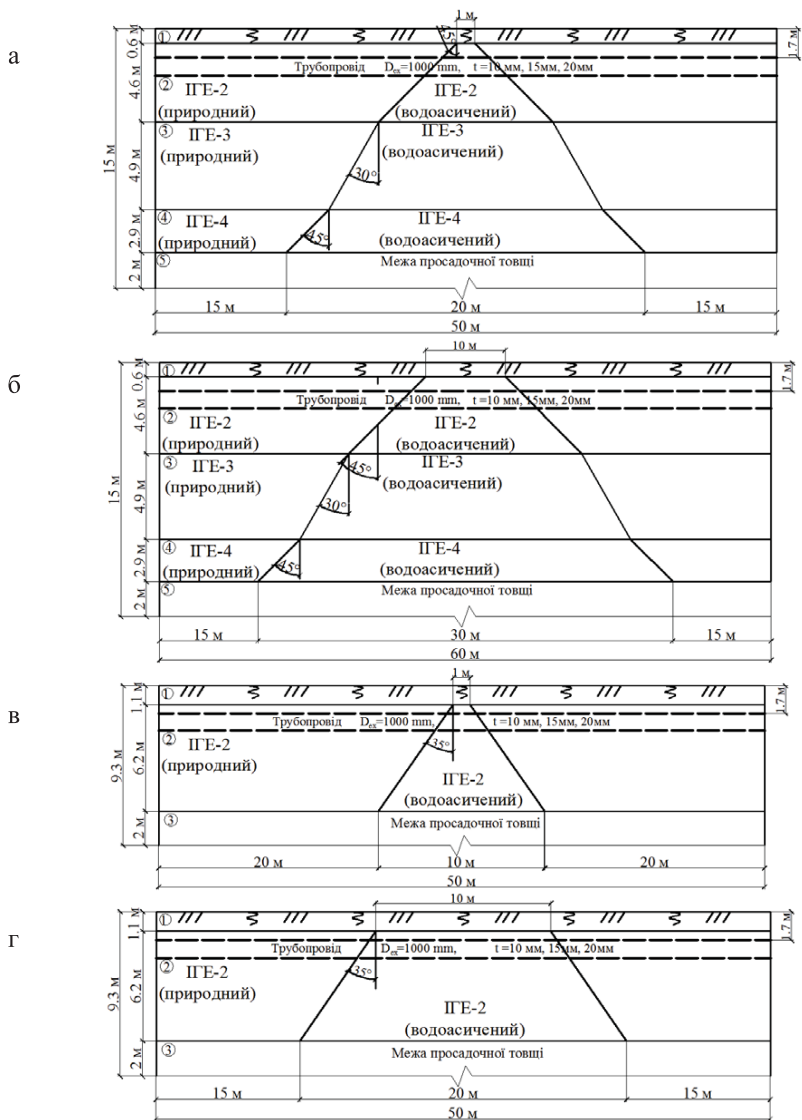


Рис. 6.8. Розрахункова схема замочування системи «ЛЧМТ – лесова основа»: а, б – ґрунтові умови м. Херсон, точкове та майданчикове джерело відповідно; в, г – ґрунтові умови Козельщанського району, точкове та майданчикове джерело відповідно

З аналізу сучасних джерел складно визначити однозначну методику оцінювання температурного перепаду підземного магістрального трубопроводу, але найбільш поширеним є підхід, коли перепад визначається як різниця між температурою зовнішнього повітря у момент замикання трубопроводу та температурою ґрунту на глибині прокладання трубопроводу в будь-який момент експлуатації. Користуючись методикою, яка застосовується в інженерних розрахунках [5], температуру продукту, що перекачується, можна прийняти рівною температурі ґрунту на глибині прокладання трубопроводу. Температурні показники (середні температурні максимуми) для кожного регіону можуть встановлюватися за результатами багаторічних статистичних досліджень (табл. 6.10) [27].

Таблиця 6.10

Вхідні параметри випадкових величин навантажень впливів для імовірнісного моделювання Ansys

<i>Параметр</i>		<i>Позначення</i>	<i>Величина</i>	<i>ЗР</i>	
<i>Зовнішній діаметр</i>		$D_{зовн}, м$	1,0	<i>Const.</i>	
<i>Міцність сталі трубопроводу</i>	<i>МО</i>	$\bar{\sigma}_y, МПа$	586	<i>Норм.</i>	
	<i>Стандарт</i>	$\hat{\sigma}_y, МПа$	58,6		
<i>Внутрішній робочий тиск</i>	<i>МО</i>	$\bar{p}, МПа$	4,56	<i>Норм.</i>	
	<i>Стандарт</i>	$\hat{p}, МПа$	0,314		
<i>Херсон</i>	<i>Температура замикання</i>	<i>МО</i>	$\bar{\Delta t}, ^\circ C$	27,6	<i>Норм.</i>
		<i>Стандарт</i>	$\hat{\Delta t}, ^\circ C$	1,6	
	<i>Температура ґрунту у найхолодніший період року на глибині 1,7 м</i>	<i>МО</i>	$\bar{\Delta t}, ^\circ C$	4,2	<i>Норм.</i>
		<i>Стандарт</i>	$\hat{\Delta t}, ^\circ C$	0,7	
<i>Полтавщина</i>	<i>Температура замикання</i>	<i>МО</i>	$\bar{\Delta t}, ^\circ C$	26,2	<i>Норм.</i>
		<i>Стандарт</i>	$\hat{\Delta t}, ^\circ C$	1,4	
	<i>Температура ґрунту у найхолодніший період року на глибині 1,7 м</i>	<i>МО</i>	$\bar{\Delta t}, ^\circ C$	3,0	<i>Норм.</i>
		<i>Стандарт</i>	$\hat{\Delta t}, ^\circ C$	0,5	
Примітка: <i>МО</i> – математичне очікування; <i>ЗР</i> – закон розподілу					

Таблиця 6.11

**Інженерно-геологічні умови ділянки в районі м. Херсон
для імовірнісного моделювання Ansys**

Характеристики ґрунтів		ІГЕ - 1	ІГЕ - 2	ІГЕ-3	ІГЕ-4	ІГЕ - 5
Товщина шару, h , м		0,6	4,6	4,9	2,9	2,0
Щільність ґрунту, ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$		1500	1568	1522	1628	1860
Щільність водонасиченого ґрунту, ρ_{sat} , $\text{кг}/\text{м}^3$		-	1885	1797	1848	-
Коефіцієнт пористості, e		0,9	0,91	0,94	0,87	0,7
Відносна просадочність, ε_{sl} , %, при тиску, p , МПа	0,05	-	1,2	1,6	1,2	-
	0,10	-	2,2	2,7	1,9	-
	0,20	-	3,8	4,4	4,3	-
	0,25	-	5,0	5,8	5,3	-
Початковий тиск просадочності, p_{sl} , МПа		-	0,04	0,03	0,04	-
Модуль деформації ґрунту, E_s , МПа	природному		9,5	11,0	12,0	
	водонасич. МО (стандарт) ЗР	6	1,28 (0,72) Логн.	0,96 (0,66) Логн.	0,92 (0,40) Логн.	14
Коефіцієнт Пуассона ґрунту, μ	природному	0,33	0,33	0,33	0,33	0,31
	водонасич.		0,35	0,35	0,35	

Таблиця 6.12

**Інженерно-геологічні умови ділянки на Полтавщині
для імовірнісного моделювання Ansys**

Характеристики ґрунтів		ІГЕ - 1	ІГЕ - 2	ІГЕ - 3
Товщина шару, h , м		1,1	6,2	2,0
Щільність ґрунту, ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$		1500	1495	1860
Щільність водонасиченого ґрунту, ρ_{sat} , $\text{кг}/\text{м}^3$		1840	1840	-
Коефіцієнт пористості, e		-	1,08	0,7
Відносна просадочність, ε_{sl} , %, при тиску, p , МПа	0,05	-	1,3	-
	0,10	-	3,1	-
	0,15	-	4,2	-
	0,20	-	5,6	-
Початковий тиск просадочності, p_{sl} , МПа		-	0,038	-
Модуль деформації ґрунту, E_s , МПа	природному		10,4	
	водонасич. МО (стандарт) ЗР	6	0,90 (0,50) Логн.	14
Коефіцієнт Пуассона ґрунту, μ	природному	0,33	0,33	0,31
	водонасич.		0,35	

Середній тиск у межах просадочних шарів визначається згідно розрахункової схеми *рис. 6.9*. Величини відносної просадочності для кожного конкретного інженерно-геологічного елементу визначаються інтерполяцією з даних *табл. 6.11, 6.12*.

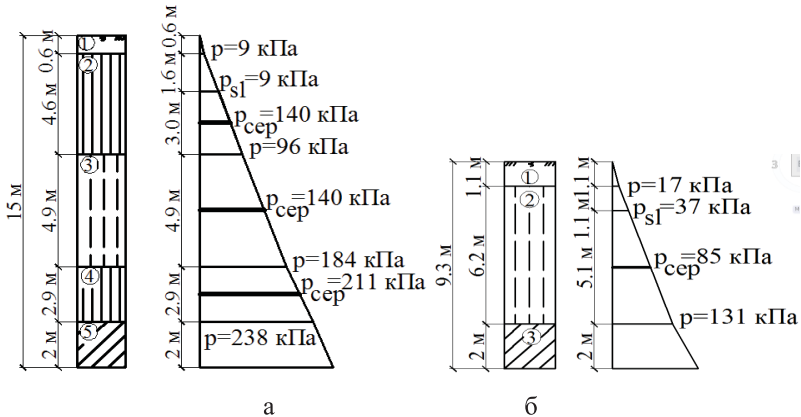


Рис. 6.9. Визначення середнього тиску у межах просадочних шарів: а – ґрунтові умови м. Херсон; б – ґрунтові умови Козельщанського району

Згідно інженерного розрахунку, величина просідання для ПЕ умов міста Херсон визначається за (6.6) та розрахунковою схемою з *рис. 6.9, а*:

$$S_{slg} = \sum_{n=1}^n \varepsilon_{sl,i} h_i k_{sl,i} = \quad (6.6)$$

$$= 0,0156 \cdot 2,67 + 0,034 \cdot 4,9 + 0,045 \cdot 2,9 = 0,342 \text{ м.}$$

Величина просідання для геологічних умов Козельщанського району визначається згідно (6.7), розрахункова схема *рис. 6.9, б*:

$$S_{slg} = \sum_{n=1}^n \varepsilon_{sl,i} h_i k_{sl,i} = 0,0256 \cdot 5,5 = 0,141 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Отримані величини просідання для двох розглянутих об'єктів можна розглядати як граничні значення нерівномірних деформації, отриманих чисельним моделюванням.

Загальний вигляд розрахункових схем для імовірнісного моделювання методом скінчених елементів наведено на *рис. 6.10*.

Чітко видно різницю між точковим та ділянковим джерелами замочування, що суттєво позначається на характері просідання.

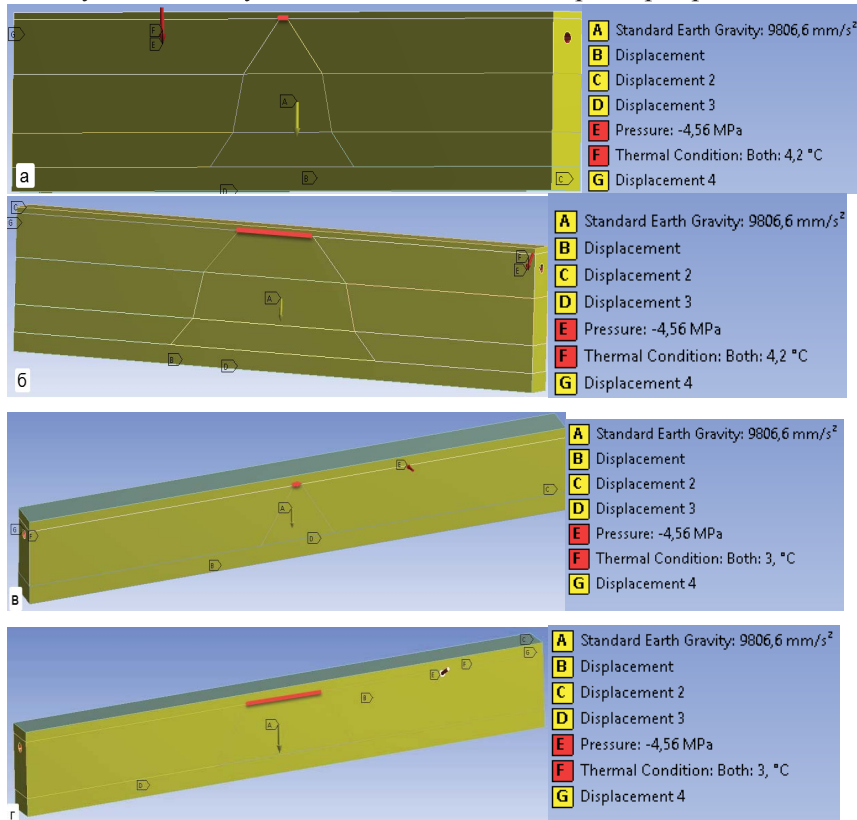


Рис. 6.10. Загальний вигляд розрахункових схем у програмному комплексі Ansys з навантаженнями, впливами та умовами закріплення

6.5.2. Оцінювання імовірності відмови трубопроводу за параметром поздовжніх напружень. Далі приведено результати моделювання для кожної розрахункової схеми (рис. 6.10) з урахуванням товщини стінки труби 10 мм та товщин, що відповідають нормативній імовірності відмови трубопроводу за параметром поздовжніх напружень згідно європейських норм $Q(\beta) = 1 \cdot 10^{-5}$ [68], вітчизняних норм $Q(\beta) = 1 \cdot 10^{-6}$ [20]. До

результатів включено поля математичного очікування (МО) нерівномірної деформації ґрунту, МО напружень у стінках трубопроводу, відповідні закони розподілу та статистики.

Слід зазначити, що магістральні трубопроводи зазвичай прокладають достатньо далеко від осередків цивілізації. Виникнення просадочних деформацій основи трубопроводу слід розглядати, як аварійну ситуацію, тому сумісна дія внутрішнього робочого тиску, температурного перепаду та впливів від деформації основи є аварійним сполученням навантажень. Згідно [20], імовірність відмови конструктивних елементів для аварійних сполучень навантажень можна призначити на рівні $Q(\beta) = 1 \cdot 10^{-5}$.

До результатів моделювання включено поля математичного очікування нерівномірної деформації просадочного ґрунту основи S_{dif} , поля математичного очікування σ_l поздовжніх (нормальних) напружень у стінках трубопроводу, відповідні закони розподілу у диференційній формі (гістограми) та кумуляти розподілів (лінія з жирними точками). Крім того, наведено результати розрахунку характеристики безпеки β за параметром поздовжніх напружень, а також імовірності відмови $Q(\beta)$ (табл. 6.13 – 6.22, рис. 6.11 – 6.20).

Типовий приклад розрахунку імовірності відмови трубопроводу проілюструємо для розрахункової схеми рис. 6.10, а. Вхідною випадковою величиною резерву міцності трубопроводу вважаються поздовжні напруження, отримані при моделювання від сумісної дії навантажень

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} = \tilde{\sigma}_y - \tilde{\sigma}_h(\tilde{\sigma}_l) \geq 0. \quad (6.8)$$

Характеристика безпеки, згідно даних табл. 6.13

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{\bar{\sigma}_y - \bar{\sigma}_h(\bar{\sigma}_l)}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + [\hat{\sigma}_h(\hat{\sigma}_l)]^2}} = \frac{586 - 336,0}{\sqrt{58,6^2 + 25,0^2}} = 3,92. \quad (6.9)$$

Відповідно імовірність відмови складає $Q(\beta) = 4,6 \cdot 10^{-5}$.

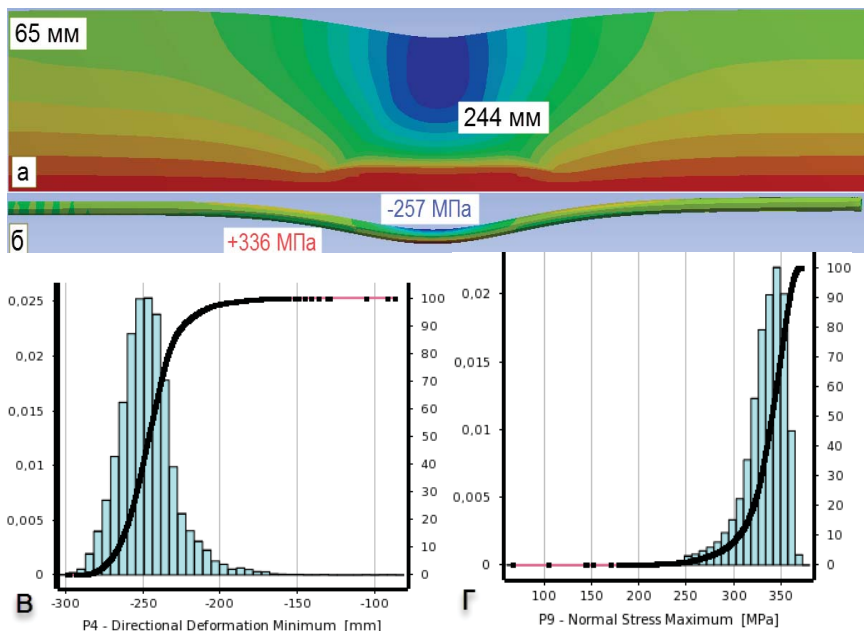


Рис. 6.11. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень (ІГЕ умови м. Херсон, точкове замочування, стінка 10 мм): а – МО нерівномірної деформації основи; б – МО сумарних поздовжніх напружень; в,г – відповідні закони розподілу

Таблиця 6.13

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.11)

	Параметр	Позначення	Величина	ЗР
Херсон, замочування точкове товщина стінки $t = 10$ mm	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	244,0
		Стандарт	\hat{S}_{mid} , мм	19
	Деформація на границі розрахункової зони	МО	\overline{S}_{bound} , мм	65
		Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0
	Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	336
		Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	25
	Характеристика безпеки		β	3,92
	Імовірність відмови		$Q(\beta)$	$4,6 \cdot 10^{-5}$

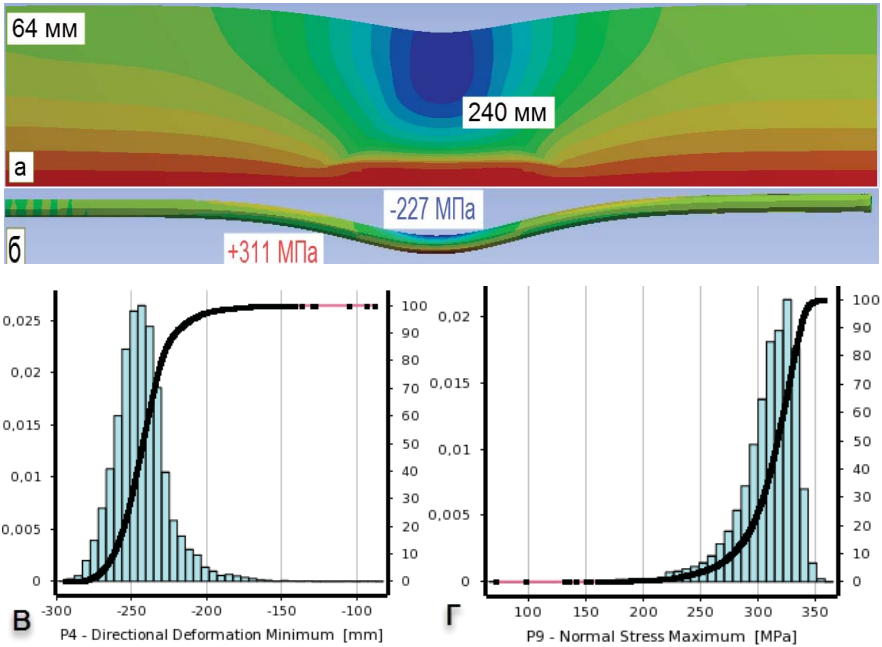


Рис. 6.12. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень (ІГЕ умови м. Херсон, точкове замочування, стінка 13 мм): а – МО нерівномірної деформації основи; б – МО сумарних поздовжніх напружень; в,г – відповідні ЗР

Таблиця 6.14
Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.12)

Херсон, замочування точкове товщина стінки $t = 13$ mm	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	240	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{mid} , мм	18	
	Деформація на границі розрахункової зони	МО	\overline{S}_{bound} , мм	64	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	$1,1 \Rightarrow 0$	
	Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	311	Норм.
		Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	26	
	Характеристика безпеки			β	4,23
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-5}$	

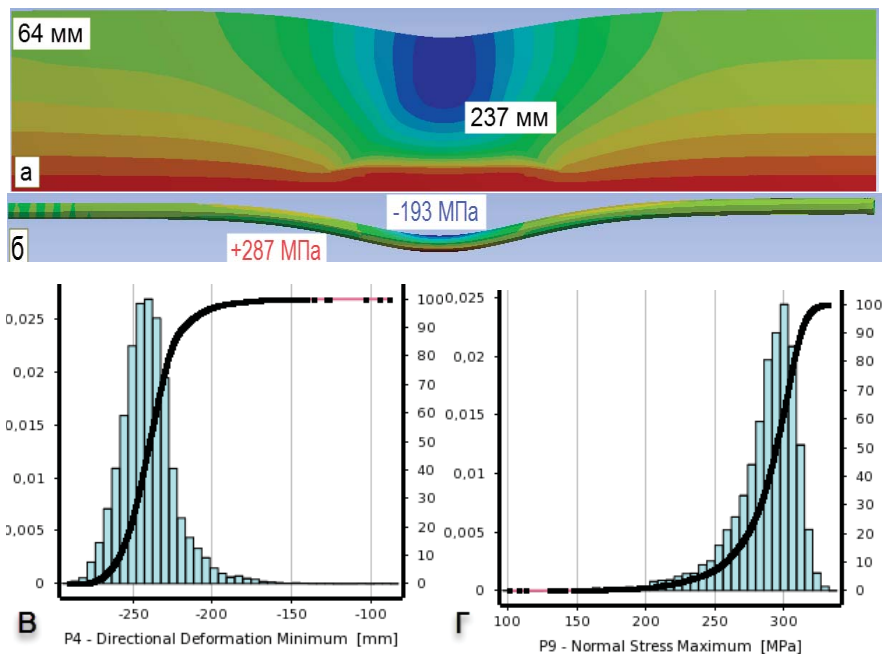


Рис. 6.13. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень: ПГЕ умови м. Херсон, точкове замочування, стінка 16 мм: а – МО нерівномірної деформації основи; б – МО сумарних поздовжніх напружень; в,г – відповідні ЗР

Таблиця 5.6

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.13)

Херсон, замочування точкове товщина стінки $t = 16$ mm	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО		\overline{S}_{mid} , мм	237
Стандарт			\hat{S}_{mid} , мм	17	
Деформація на границі розрахункової зони	МО		\overline{S}_{bound} , мм	64	Норм.
	Стандарт		\hat{S}_{bound} , мм	$1,1 \Rightarrow 0$	
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО		$\overline{\sigma}_y$, МПа	287	Норм.
	Стандарт		$\hat{\sigma}_y$, МПа	23	
Характеристика безпеки			β	4,73	
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-6}$	

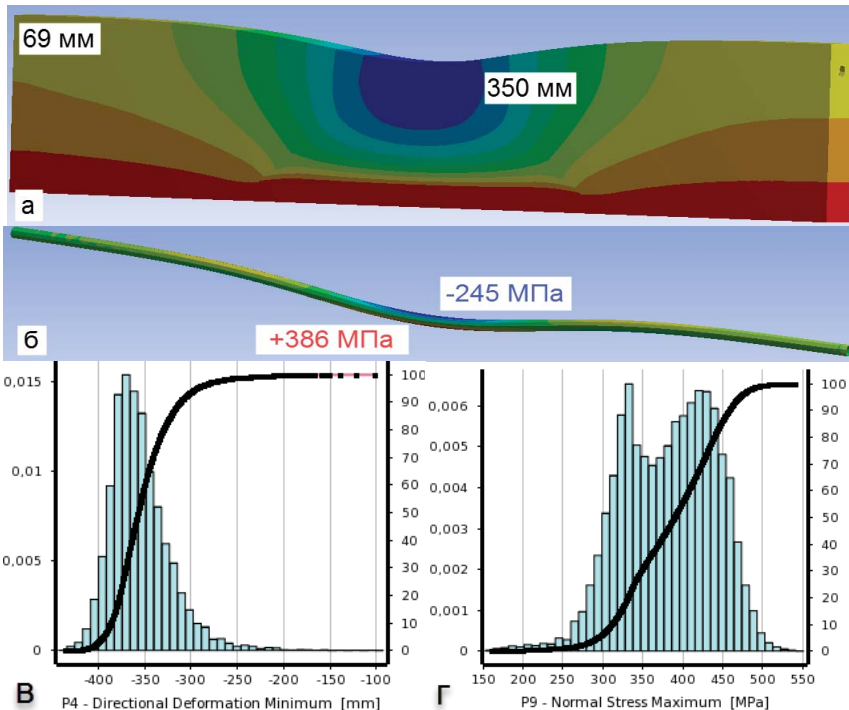


Рис. 6.14. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень (ІГЕ умови м. Херсон, ділянкове замочування, стінка 10 мм): а – МО нерівномірної деформації основи; б – МО сумарних поздовжніх напружень; в, г – відповідні ЗР

Таблиця 6.16

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.14)

Херсон, замочування площадкове товщина стінки $t = 10$ мм	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\bar{S}_{mid} , мм	350,0	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{mid} , мм	33,2	
	Деформація на границі розрахункової зони	МО	\bar{S}_{bound} , мм	69	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1 => 0	
	Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\bar{\sigma}_y$, МПа	386	Норм.
		Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	58 (82)	
	Характеристика безпеки		β	2,43	
Імовірність відмови		$Q(\beta)$	$7,6 \cdot 10^{-3}$		

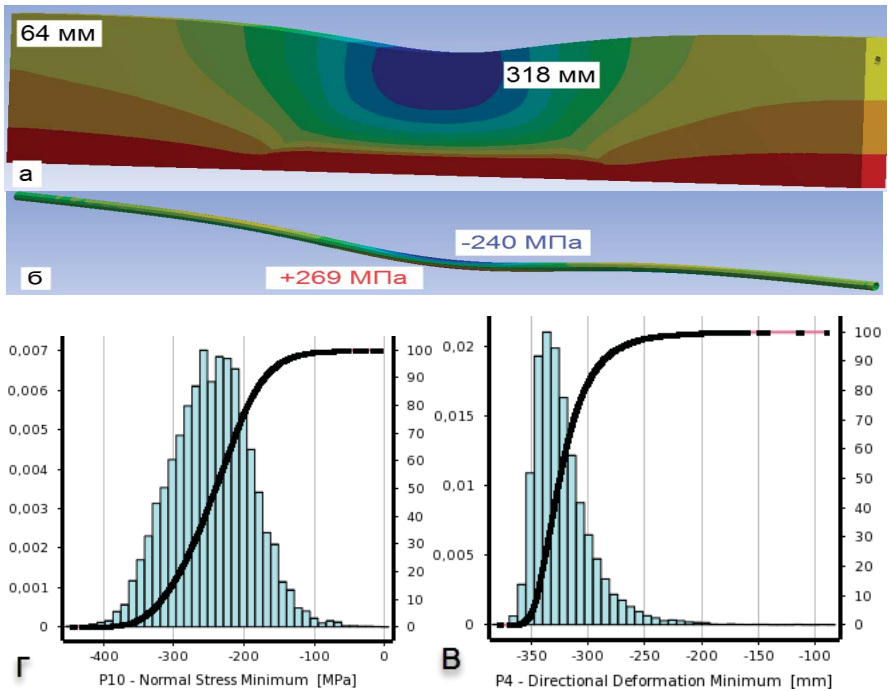


Рис. 6.15. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень: ПГЕ умови м. Херсон, ділянкове замочування, стінка 22 мм; а – МО нерівномірної деформації основи, б – МО сумарних поздовжніх напружень, в,г – відповідні ЗР

Таблиця 6.17

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.15)

	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Херсон, замочування площадкове товщина стінки $t = 22$ mm	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	318,0
Стандарт			\hat{S}_{mid} , мм	25,8	
Деформація на границі розрахункової зони		МО	\overline{S}_{bound} , мм	64	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0	
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу		МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	-240,0	Норм.
		Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	56,9	
	Характеристика безпеки		β	4,23	
	Імовірність відмови		$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-5}$	

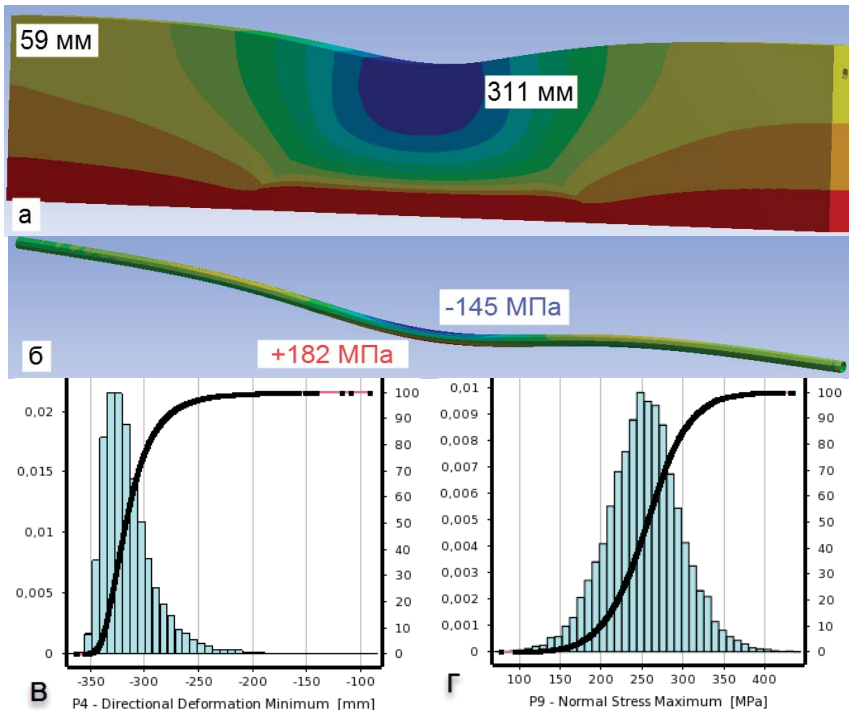


Рис. 6.16. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень (ІГЕ умови м. Херсон, ділянкове замочування, стінка 30 мм): а – МО нерівномірної деформації основи; б – МО сумарних поздовжніх напружень; в,г – відповідні ЗР

Таблиця 6.18

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.16)

	<i>Параметр</i>		<i>Позначення</i>	<i>Величина</i>	<i>ЗР</i>
	Херсон, замочування площадкове товщина стінки $t = 30$ mm	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	311,0
Стандарт			\hat{S}_{mid} , мм	24,2	
Деформація на границі розрахункової зони		МО	\overline{S}_{bound} , мм	59	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0	
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу		МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	256,6	Норм.
		Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	44,1	
	Характеристика безпеки		β	4,73	
	Імовірність відмови		$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-6}$	

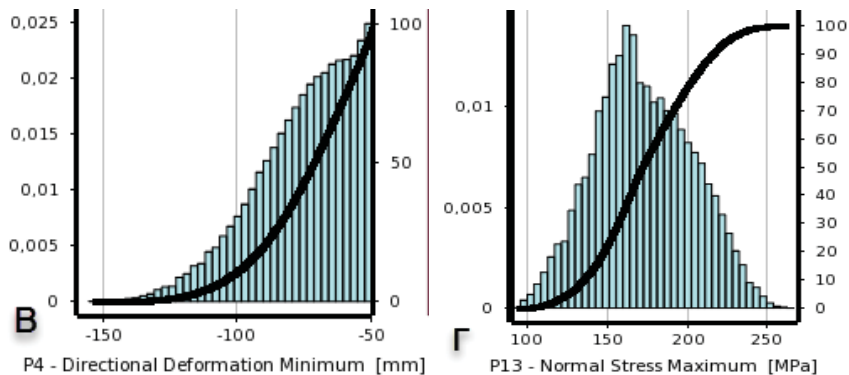
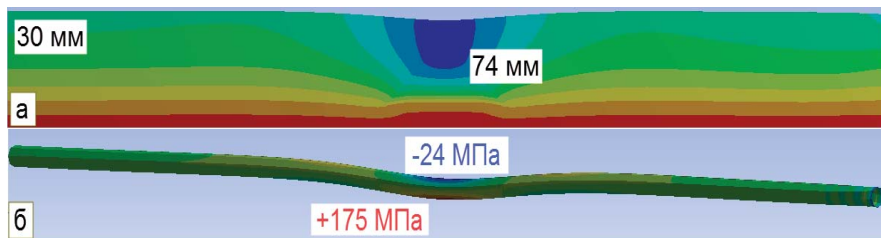


Рис. 6.17. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень (ІГЕ умови Полтавщина, точкове замочування, стінка 10 мм): а – МО нерівномірної деформації основи; б – МО сумарних поздовжніх напружень; в,г – відповідні ЗР

Таблиця 6.19

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.17)

Полтавщина точкове товщина стінки $t = 10 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\bar{S}_{mid} , мм	74,0	Норм.
Стандарт		\hat{S}_{mid} , мм	19		
Деформація на граніці розрахункової зони	МО	\bar{S}_{bound} , мм	30	Норм.	
	Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	$1,1 \Rightarrow 0$		
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\bar{\sigma}_y$, МПа	175	Норм.	
	Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	31		
Характеристика безпеки			β	6,2	
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$2 \cdot 10^{-10}$	

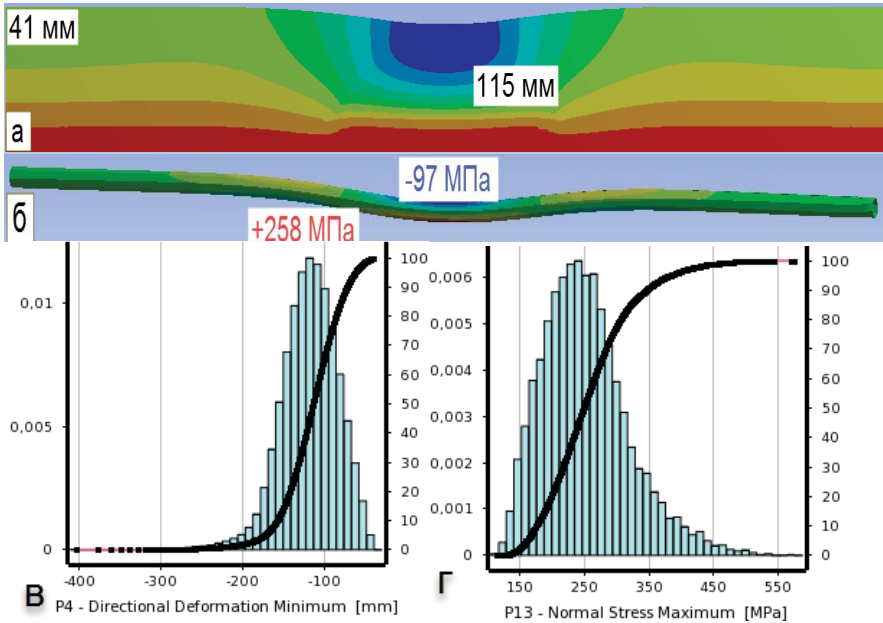


Рис. 6.18. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень: ПГЕ умови Полтавщина, ділянкове замочування, стінка 10 мм; а – МО нерівномірної деформації основи, б – МО сумарних поздовжніх напружень, в,г – відповідні ЗР

Таблиця 6.20

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.18)

Полтавщина, замочування площадкове товщина стінки $t = 10 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	115,0	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{mid} , мм	35	
	Деформація на границі розрахункової зони	МО	\overline{S}_{bound} , мм	41	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0	
	Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	258	Норм.
		Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	67	
	Характеристика безпеки		β	3,68	
Імовірність відмови		$Q(\beta)$	$1,2 \cdot 10^{-4}$		

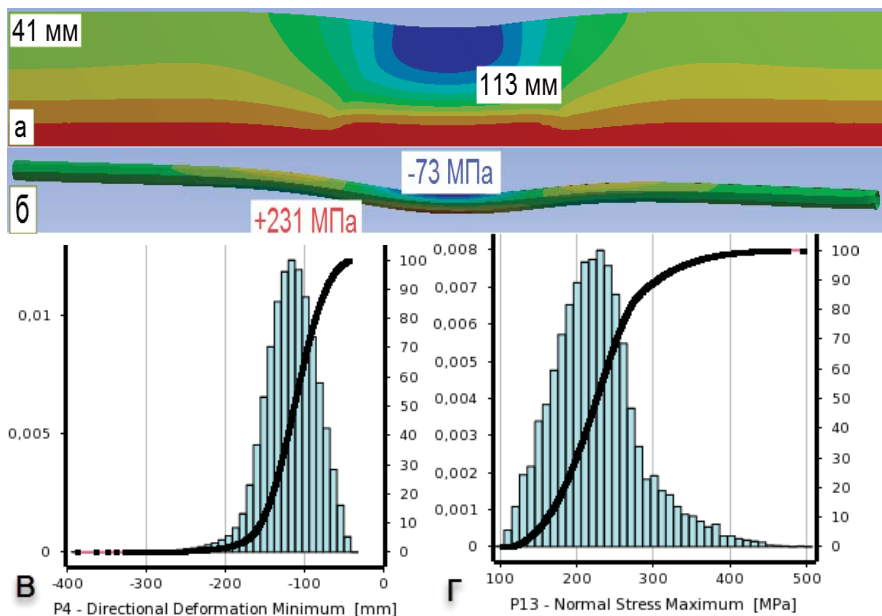


Рис. 6.19. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень (ІГЕ умови Полтавщина, ділянкове замочування, стінка 13 мм): а – МО нерівномірної деформації основи; б – МО сумарних поздовжніх напружень; в,г – відповідні ЗР

Таблиця 6.21

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.19)

Полтавщина, замочування площадкове товщина стінки $t = 13$ mm	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО		\overline{S}_{mid} , мм	113,0
Стандарт			\hat{S}_{mid} , мм	34	
Деформація на границі розрахункової зони	МО		\overline{S}_{bound} , мм	41	Норм.
	Стандарт		\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0	
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО		$\overline{\sigma}_y$, МПа	231	Норм.
	Стандарт		$\hat{\sigma}_y$, МПа	67	
Характеристика безпеки			β	4,32	
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$9,0 \cdot 10^{-6}$	

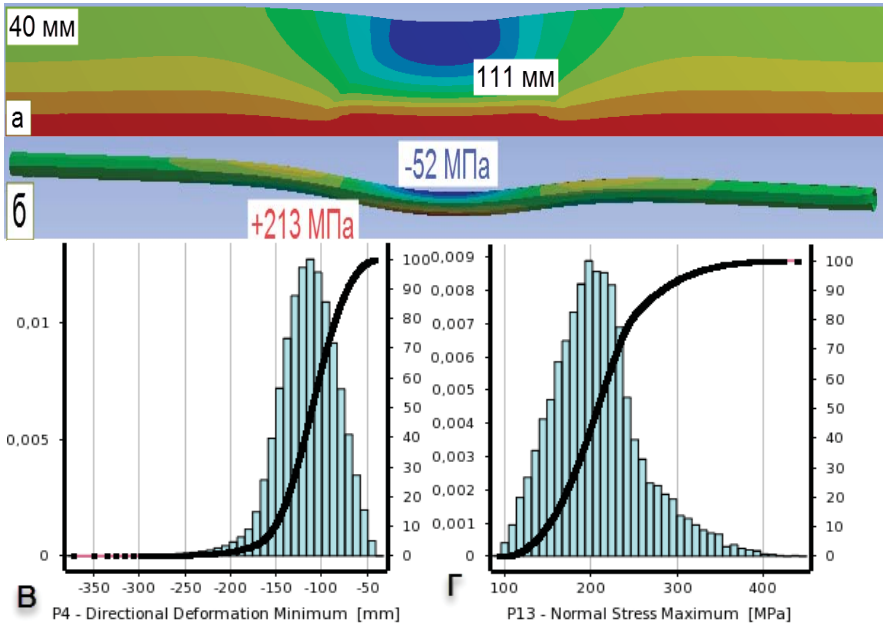


Рис. 6.20. Результати визначення імовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень: ІГЕ умови Полтавщина, ділянкове замочування, стінка 16 мм; а – МО нерівномірної деформації основи, б – МО сумарних поздовжніх напружень, в,г – відповідні ЗР

Таблиця 6.22

Результати імовірнісного моделювання (до рис. 6.20)

Полтавщина, замочування площадкове товщина стінки $t = 16$ mm	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	111,0	Норм.
Стандарт		\hat{S}_{mid} , мм	33,4		
Деформація на границі розрахункової зони	МО	\overline{S}_{bound} , мм	40	Норм.	
	Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1 => 0		
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	213	Норм.	
	Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	52		
Характеристика безпеки			β	4,73	
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-6}$	

До переваг методики, яка використовувалася у даному розділі дослідження, слід віднести простоту отримання кінцевих результатів, тому що для визначення імовірності відмови необхідно лише скористатися формулою (6.9). Таким чином, статистики, отримані у розділі 4, безпосередньо входять у функцію надійності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень, і складний процес їх отримання й подальшого статистичного аналізу компенсується на останньому етапі дослідження.

Величини просідання, отримані інженерним розрахунком та імовірнісним моделюванням, досить близькі, якщо порівнювати значення на відстані трьох стандартів від математичного очікування моделювання:

$$S_{dif} = 311 + 3 \cdot 24,2 - 59 = 324 \text{ мм}, (S_{sl} = 342 \text{ мм});$$

$$S_{dif} = 115 + 3 \cdot 34,0 - 41 = 176 \text{ мм}, (S_{sl} = 141 \text{ мм}).$$

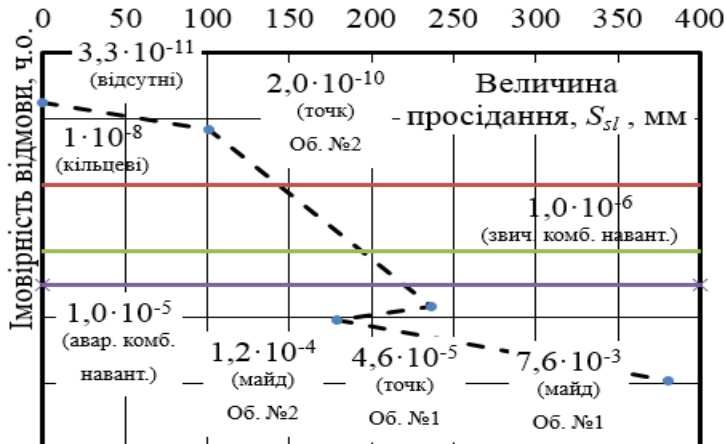


Рис. 6.21. Імовірність відмови трубопроводу
(для різних величин просідання $S_{sl} + 3\Delta$ для товщини стінки 10 мм):
об'єкт №1 – м. Херсон; об'єкт №2 – Полтавщина

Це можна пояснити тим, що в описаних розрахунках враховані середні значення модулів деформації, а просідання визначалися за граничними величинами. Незважаючи на велику кривизну, яка виникає в ЛЧМТ при точковому замочуванні, ділянкове замочування виявилось більш небезпечним. При ньому виникають більші напруження, отже приймати рішення про товщину стінки трубопроводу необхідно, виходячи саме з результатів моделювання при ділянковому замочуванні.

З аналізу *рис 6.21* можна зробити висновок, що навіть для аварійних комбінацій навантажень товщина стінки 10 мм, якої достатньо для забезпечення надійності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень у звичайних будівельних ІГЕ умовах, може забезпечити надійне функціонування трубопроводу лише для точкового джерела замочування та невеликої просадочної товщі. Так, для умов Полтавського регіону і невеликих просідань від власної ваги ґрунту при точковому замочуванні з величиною $S_{dif} = 101$ мм (*рис. 6.17*), товщина стінки, визначена за нормативним розрахунком, виявилася достатньою для забезпечення імовірності відмови на рівні $Q(\beta) = 2 \cdot 10^{-10}$. Але при збільшенні ділянки замочування до 10 м відповідно збільшується величина просідання до $S_{dif} = 176$ мм, що потребує збільшити товщину стінки до $t = 13$ мм. При розгляді просідань від розрахункових комбінацій навантажень необхідно збільшити товщину стінки до $t = 16$ мм.

У результаті моделювання встановлено, що найбільша товщина стінки $t = 22$ мм необхідна для забезпечення нормативного рівня відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень $Q(\beta) = 1,0 \cdot 10^{-5}$ [20], отримана для просадочної товщі потужністю 13 м, ІГЕ умов міста Херсон, ділянкового замочування та граничної величини просідання, обчисленої імовірнісним моделюванням МСЕ $S_{dif} = 324$ мм. Таким чином, для трубопроводів, які прокладені у ґрунтових умовах без

особливих властивостей, товщина стінки, розрахована за стандартною методикою СНиП [54], забезпечує достатній рівень надійності за параметром поздовжніх і кільцевих напружень. Просідання ґрунту величиною до 100 мм несуттєво впливають на надійність трубопроводу і не потребують збільшення товщини його стінки. Але зростання просідань призводить до майже лінійного збільшення товщини стінки трубопроводу при умові забезпечення нормативної імовірності відмови (рис. 6.22).

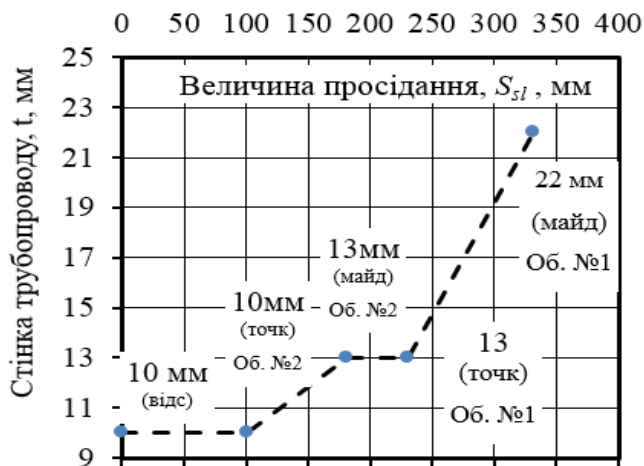


Рис. 6.22. Залежність товщини стінки трубопроводу від величини просідання (забезпечення імовірності відмови на рівні $1 \cdot 10^{-5}$): об'єкт №1 – м. Херсон; об'єкт №2 – Полтавщина

Для порівняння отриманих результатів розглянемо трубопровід з геометричними параметрами 1220 x 22 мм, який прокладено в набухаючих глинах і має поздовжні напруження $\sigma_l = 165$ МПа для величини набухання 310 мм та довжини хвилі вигину близько 50 м [290]. Для трубопроводу 1220 x 32 мм в ореолі відтавання вічної мерзлоти, на довжину хвилі 38 м деформації склали 158 мм, відповідні згинальні напруження склали близько 100 МПа [28]. Відмітимо, що обидва наведені

розрахунки виконані, виходячи з гіпотези про еквівалентність деформацій ґрунту та трубопроводу. Слід зазначити, що отримані нами значення є досить близькими із результатами аналогічних розрахунків інших авторів.

Слід відмітити, що завдяки точному визначенню напружень, які виникають внаслідок просідання, та ймовірнісному розрахунку, можна скорегувати трасу прокладання трубопроводу. Зазвичай нашарування просадочних основ великих потужностей знаходиться на плато, тому може виникнути ситуація, коли доцільніше зробити трасу трубопроводу довшою, але обійти лесову товщу значної потужності, що дозволить не враховувати вплив просадочних деформацій та знизити товщину стінки трубопроводу. Маса погонного метра трубопроводу має пряму залежність від товщини його стінки: так, для трубопроводу із зовнішнім діаметром 1000 мм та товщиною стінки $t = 10$ мм маса складає 244 кг/п.м., відповідно для $t = 22$ мм маса складає 530 кг/п.м. Спираючись лише на витрати матеріалу, можна вдвічі збільшити довжину траси без економічних втрат. Хоча доцільність даного твердження має кожний раз перевірятися у конкретних умовах будівництва, оскільки на трасі прокладання можуть зустрітися інші складні ІГЕ умови.

Крім того, *рис. 6.11 – 6.13* показують, що зі збільшенням товщини стінки трубопроводу закон розподілу вихідної функції поздовжніх напружень у трубопроводі наближається до нормального. При цьому імовірність значних випадкових відхилень істотно знижується, що також свідчить про вищу точність результатів чисельного моделювання.

6.6. РЕЗЮМЕ

1. Теорія надійності технічних систем може бути адаптована для розрахунку сталевій конструкції магістрального трубопроводу з урахуванням навантажень від внутрішнього

тиску, температурних впливів, впливу напружень у трубопроводі від пружного згину, реакції ґрунту основи.

2. Розрахунок надійності сталеві конструкції магістрального трубопроводу, законструйованого на основі нормативного розрахунку, виявляє значний резерв міцності, котрий характеризується значенням ймовірності відмови $Q(\beta) = 2,82 \cdot 10^{-10} \dots 5,45 \cdot 10^{-7}$ (для споруд такого типу класу наслідків СС3, категорія відповідальності А – нормативне значення складає $1 \cdot 10^{-6}$).

3. Встановлено, що урахування малої ймовірності одночасної реалізації розрахункових значень випадкових величин навантажень і впливів від тиску, перепаду температури і пружного згину у розрахунку надійності дозволяє зменшити витрати сталі на спорудження сталеві конструкції магістральних трубопроводів до 10 %.

4. При збільшенні діаметра магістрального трубопроводу його надійність зменшується, незважаючи на відповідне збільшення товщини стінки. При збільшенні робочого тиску надійність магістральних трубопроводів, розрахованих на цей тиск, майже не змінюється.

5. Розроблена методика визначення кількісних показників надійності з урахуванням фактору часу дозволяє теоретично обґрунтовувати оптимальну періодичність поточних ремонтів магістральних трубопроводів, а також прогнозувати терміни капітального ремонту.

6. У типовій ситуації капітального ремонту магістрального трубопроводу його надійність значно перевищує нормативну при забезпеченні нормативних вимог. Це може слугувати основою для розроблення більш економічних і доцільних технологічних карт на проведення даного виду робіт.

7. Незважаючи на велику кривину, яка виникає у трубопроводі при точковому замочуванні ґрунту, ділянкове замочування виявилось більш небезпечним, оскільки при ньому

виникають більші напруження. Тому приймати рішення про товщину стінки трубопроводу необхідно, виходячи саме з результатів моделювання ділянкового замочування.

8. Для просадочної товщі потужністю 6,2 м інженерно-геологічних умов Полтавського регіону, при відносно невеликому просіданні від власної ваги ґрунту при точковому замочуванні $S_{dif} = 101$ мм, товщини стінки $t = 10$ мм, визначеної за нормативним розрахунком, виявилось достатньо для забезпечення нормативної імовірності відмови для аварійних комбінацій навантажень $Q(\beta) = 1,0 \cdot 10^{-5}$. Але при ділянковому замочуванні та величині просідання $S_{dif} = 176$ мм необхідно збільшити товщину стінки до $t = 13$ мм для забезпечення аналогічного рівня імовірності відмови.

9. Показано, що найбільша товщина стінки $t = 22$ мм необхідна для забезпечення нормативного рівня імовірності відмови трубопроводу за параметром поздовжніх напружень для просадочної товщі потужністю 13 м, інженерно-геологічних умов міста Херсон, ділянкового замочування та граничної величини просідання, обчисленої імовірнісним моделюванням МСЕ, $S_{dif} = 324$ мм.

Література до 2 частини

1. Айнбиндер А.Б. Напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода, имеющего различные формы начального искривления, при воздействии температуры и внутреннего давления/ А.Б. Айнбиндер С.К. Гильзин// Труды ВНИИСТ. 1977. – Вып.35. – С. 31 – 40.
2. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 284с.
3. Арчаков, Ю. И. Водородная коррозия стали / Ю. И. Арчаков. – М. : Наука, 1985. – 85 с.
4. Аскаров, Г. Р. Оценка влияния нестабильного температурного режима на коррозионное состояние газопроводов большого диаметра: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. тех. наук: спец. 25.00.19 / Г. Р. Аскаров. – Уфа, 2014. – 24 с.

5. Бабин Л. А. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов / Л.А. Бабин, Л. И. Быков, В.Я. Волохов, М.: «Недра», 1979. – 176 с.
6. Болотин В.В. Статистические методы в строительной механике / В.В. Болотин. – М.: Стройиздат, 1965. – 279 с.
7. Болотин В.В. Методы теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений. – М.: Стройиздат, 1982. – 351 с.
8. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Л.Н. Большев, Н.В. Смирнов. – М.: ВЦ АН СССР, 1983. – 416 с.
9. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: Учебник для ВУЗов / П.П. Бородавкин. – М: Недра, 1986. – 224 с.
10. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. –10-е изд. – М.: «Академия», 2005. – 576 с.
11. Вентцель Е.С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения. Учеб. пособие для вузов / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М.: Высш. шк., 2000. – 383 с.
12. Винников П.Ю. Надійність лінійної частини підземного магістрального трубопроводу на випадково-неоднорідній основі: автореф. дис... канд. тех. наук: 05.23.01 // П.Ю. Винников – Полтава: ПолтНТУ, 2017. – 24 с.
13. Винников Ю.Л. Дослідження механічних характеристик ущільнених матеріалів ґрунтових подушок як випадкових величин / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко // Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна. – Вип. 32. – Д.: Вид-во Дніпропетр. нац. Ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2010. – С. 26 – 30.
14. Волгин В.В. Оценка корреляционных функций в промышленных системах управления / В.В. Волгин, Р.Н. Каримов. – М.: Энергия, 1979. – 80 с.
15. Грибанов Ю.И. Выборочные оценки спектральных характеристик стационарных случайных процессов / Ю.И. Грибанов, В.Л. Мальков. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.
16. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем / Я.В. Грудз. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 208 с.
17. ДБН В.1.2-2:2006. Навантаження і впливи / Мінбуд України.–Київ: Мінбуд України, 2006. – 75 с.
18. ДБН А.2.-1-2008. Інженерні вишукування для будівництва. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2008. – 74 с.
19. ДБН В.2.1-10-2009. Основи та фундаменти будівель і споруд. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2009. – 107 с.
20. ДБН В.1.2-14-2009. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ. – К.: Мінрегіонбуд, 2009. – 30 с
21. Денисон И.А. Коррозия конструкционных материалов в подземных условиях / И.А. Денисон // Коррозия металлов. – М., 1953. – С. 9 – 28.

22. ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2013. – 37 с.
23. Зима О.Є. Надійність сталевієї конструкції магістрального трубопроводу: автореф. дис. на здобуття ступеня канд. тех. наук: 05.23.01 // О.Є. Зима – Полтава: ПолтНТУ, 2014. – 22 с.
24. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов. – М.: Недра, 1985. – 230 с.
25. Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / О.М. Иванцов, И.И. Мазур. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
26. Інженерна геологія. Механіка ґрунтів, основи та фундаменти: Підручник / М.Л. Зоценко, В.І. Коваленко, А.В. Яковлев, О.О. Петраков, В.Б. Швець, О.В. Школа, С.В. Біда, Ю.Л. Винников. – Полтава: ПНТУ, 2004. – 568 с.
27. Кінаш Р.І. Температурний режим повітря і ґрунту в Україні / Р.І. Кінаш, О.М. Бурнаєв. – Львів: Видавництво науково-технічної літератури, 2001. – 800с.
28. Котляревский В. А. Расчет деформаций трубопроводов в ореолах оттаивания адаптацией нормативных требований / В. А. Котляревский // Электрон. науч. журнал «Нефтегазовое дело», 2013, № 3. – С. 206–216 URL: http://ogbus.ru/authors/KotlyarevskyVA/KotlyarevskyVA_1.pdf
29. Ларионов Ю. В. Математическая модель определения напряженно-деформированного состояния нефтепровода по данным измерений планово-высотного положения линейной части / Ю. В. Ларионов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013, № 1. – С. 309 – 323 URL: http://ogbus.ru/authors/LarionovYuV/LarionovYuV_2.pdf
30. Майрансаев Г. М. Оценка надежности магистральных трубопроводов как балки, лежащей на упруго-податливых опорах со случайными характеристиками: автореф. дис... канд. техн. наук: 01.02.03 / Г.М. Майрансаев. – М.: МИСИ им. В. В. Куйбышева. –1986. – 22 с.
31. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного участка трубопровода, составленного из кривой вогнутой или выпуклой вставки криволинейным полым стержнем в упругой среде / Р.Н. Бахтизин, Р.Б. Масалимов, Р.М. Зарипов, Е.Н. Шварева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 6. – С. 69 – 88 URL: http://ogbus.ru/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_5.pdf
32. Орыняк И.В. Проблема больших перемещений подземных трубопроводов. Сообщение 1. Разработка численной процедуры / И.В. Орыняк, А.В. Богдан // Зб. наук. пр. Інститут проблем прочності ім. Г.С.Писаренко НАН України: Проблеми прочності. – №3. – 2007. С. 51 – 74.
33. Оуэн Д.Б. Сборник статистических таблиц / Д.Б. Оуэн. – М.: ВЦ АН СССР, 1966. – 586 с.

34. Пискунов Н.С. Дифференциальное и интегральное исчисление для ВТУЗов. Том 1 / Н. С. Пискунов – М. : Наука, 1978. – 456 с.
35. Пічугін С.Ф. Оцінка надійності сталевих підземних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, А.В. Махінко. – Зб. наук. пр. ПНТУ ім. Юрія Кондратюка: Галузеве машинобудування, будівництво. – 2003. – Вип. 12. – С. 183 – 188.
36. Пічугін С.Ф. Питання імовірнісного розрахунку сталевих підземних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, А.В. Махінко // Ресурсноекономні матеріали, конструкції, будівлі та споруди: Зб. наук. пр. – Вип. 9 – Рівне: УДУВГП, 2003. – С. 273 – 280.
37. Пічугін С.Ф. Розрахунок надійності сталевих підземних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, А.В. Махінко // Зб. наук. пр. Інститут проблем прочності ім. Г.С. Писаренко НАН України: Проблемы прочності. – №5(401). – 2009. – С. 118 – 126.
- 84в. Пичугин С.Ф. Надежность стальных конструкций производственных зданий: монография / С.Ф. Пичугин. – М: Издательство АСВ, 2011. – 452 с.
39. Пічугін С. Ф. Надійність сталевих підземних магістральних трубопроводів при ремонтних роботах та в стаціонарних умовах експлуатації / С. Ф. Пічугін, О. Є. Зима // Промислове будівництво та інженерні споруди. – 2013. – №4. – С. 6 – 12.
40. Пічугін С. Ф. Оцінка лінеаризації функції надійності сталевого магістрального трубопроводу / С. Ф. Пічугін, О. Є. Зима // Збірник наукових праць (галузеве машинобудування, будівництво). – Вип. 24. – Полтава: ПолтНТУ, 2009. – С. 65 – 71.
41. Пічугін С.Ф. Розрахунок рівня надійності лінійної частини підземних магістральних трубопроводів / Пічугін С.Ф., Зима О.Є., Винников П.Ю. // Зб. наук. праць (галузеве машинобуд., буд-во)/ Полт. нац. техн. ун-т ім. Юрія Кондратюка. Вип. 1 (40). – Полтава: ПНТУ, 2014. – С. 109 – 119.
42. Пічугін С.Ф. Оцінка безвідмовності лінійної частини магістрального трубопроводу / Пічугін С.Ф., Зима О.Є., Винников П.Ю. // Зб. наук. праць Української державного університету залізничного транспорту. Вип. 155. – Харків, 2015. С. 165 – 172.
43. Пічугін С.Ф. Надійність лінійної частини підземних магістральних трубопроводів / Пічугін С.Ф., Зима О.Є., Винников П.Ю. // Зб. наук. праць (галузеве машинобуд., буд-во)/ ПолНТУ ім. Юрія Кондратюка. Вип. 1 (43). – Полтава: ПНТУ, 2015. – С. 17 – 29.
44. Пічугін С.Ф. Розрахунок надійності магістрального трубопроводу при капітальному ремонті / С.Ф. Пічугін, О.Є. Зима, П.Ю. Винников // Зб. науч. труд. «Современные строительные конструкции из металла и древесины» Одесская государственная академия строительства и архитектуры №61. Одесса, ООО «Внешрекламсервис», 2015. С. 95 – 100.

45. Пичугин С.Ф. Влияние просадочных деформаций основания на прочность и надежность линейной части трубопровода / Пичугин С.Ф., Винников Ф.Ю. // Журнал «Механика и технологии»: №3,2016. – Таразский гос. университет им. М.Х. Дулати. – Тараз, 2016. – С.107 – 114. <http://inspcedirect-service.theiet.org/private/home.aspx>
46. Пичугін С.Ф. Розрахунок надійності будівельних конструкцій: монографія / С.Ф. Пичугін. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2016. – 520 с.
47. Ржаницын А.Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность / А.Р. Ржаницын. – М.: Стройиздат, 1978 – 239 с.
48. Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев: Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.
49. Свешников А.А. Прикладные методы теории случайных функций, изд. 2-е переработанное и дополненное / А.А. Свешников. – М.: Наука, 1968. – 463 с.
50. Семенова, И. И. Разработка программно-аналитического комплекса для контроля состояния линейной части магистральных нефтегазопроводов в условиях коррозионного износа: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. тех. наук: спец. 05.11.13 / И. И. Семенова. – Омск, 2002. – 24 с.
51. Смирнов И.В. Курс теории вероятностей и математической статистики для технических приложений / И.В. Смирнов, И.В. Дунин-Барковский. – 3-е изд. – М.: Наука, 1969. – 512 с.
52. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.
53. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1980. – 41 с.
54. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 15с.
55. Тимошенко С.П. Соппротивление материалов / С.П. Тимошенко. – М.: «Наука», 1965. – 480 с.
56. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. - Уфа.: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. – 658с.
57. Трегуб А.С. Исследование напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов, подрабатываемых крутопадающими пластами в Донбассе: автореф. дис... канд. техн. наук: 05.480 / А.С. Трегуб – К.: НИИСК, – 1970. – 19 с.
58. Харченко М.О. Дослідження властивостей ущільнених ґрунтів штучних основ та імовірнісний аналіз цих даних / М.О. Харченко. – Світ геотехніки. – №2(34). – 2012. С.13 – 20.
59. Харченко М.О. Імовірнісне оцінювання напружено-деформованого стану штучних основ фундаментів / М.О. Харченко, Ю.Лі. Винников //

- Будівельні конструкції: Міжвід. наук.-техн. зб. наукових праць (будівництво). – Вип. 75. – Кн. 1 – К.: ДП НДІБК, 2011. – С. 157 – 164.
60. Хохлов, Г. П. Исследование точности и методики геодезических работ при изысканиях трубопроводов в сельскохозяйственных районах: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. тех. наук: спец. 05.24.01 / Г. П. Хохлов. – К. : КИСИ, 1977. – 15 с.
 61. Хрустева Ж.В. Строительные свойства лессовых грунтов района г. Херсона: автореф. дис... канд. техн. наук: // Ж.В. Хрустева – К.: КИСИ, – 1966. – 15 с.
 62. Шацький І.П. Деформування підземного трубопроводу в місцях локального руйнування основи / І.П. Шацький, А.Б. Струк // Доповіді Національної академії наук України. – №12. – 2009. С. 69 – 74.
 63. Яваров А.В. Численное моделирование сопротивления массива грунта перемещениям подземного трубопровода / А.В. Яваров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 3. – С. 360 – 374 URL: http://ogbus.ru/authors/Yavarov/Yavarov_1.pdf
 64. ANSYS Mechanical User's Guide. Release 15.0. – USA. Canonsburg, PA, 2013. – 1832 p.
 65. Cornell C.A. Bounds on the Reliability of Structural Systems / C.A. Cornell // American Society of Civil Engineers: Journal of the Structural Division, ASCE, Vol. 93, No. ST., February 1967. – P. 171 – 200.
 66. Cramer Harald / Stationary and Related Stochastic Processes: Sample Function Properties and Their Applications // H. Cramer. – USA.: Dover, 2004. – 368 p.
 67. Ellenberger J.P. Piping and Pipeline Calculations Manual. Construction, Design Fabrication and Examination / J. Philipp Ellenberger. – USA, Oxford: Elsevier, 2014. – 398 P.
 68. EN 1990:2002/A1:2005/AC Eurocode: Basis of Structural Design [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC], 2010. – 144 p.
 69. Girish S. Agarwal Stochastic Processes, Formalism and Applications / Girish S. Agarwal, Sushanta Dattagupta – Hyderabad, 1982. – 324 p.
 70. Gresnigt A.M. / Plastic Design of Buried Pipelines / A.M. Gresnigt. – HERON, VoL 31, no.4. – 1986. – 113 p.
 71. Klebaner, F.C. / Introduction to Stochastic Calculus With Applications / F.C. Klebaner. – Imperial College Press. – 2005. – 432 p.
 72. Palmer A. Settlement of a pipeline on thawing permafrost / A. Palmer // [Journal of the Transportation Engineering Division](#), Vol. 98, No. 3. – 1972. – Pp. 477 – 491.
 73. Phoon, K. Reliability-based design in geotechnical engineering. Computations and applications / K. Phoon. – New York: Taylor & Francis, 2008. – 530 p.

74. Pichugin S. F. Calculation of the reliability of steel underground pipelines / S. F. Pichugin, A. V. Makhin'ko // *Strength of Materials*.– Springer Science, 2009. – Vol. 41, Number 5. – P. 541 – 547.
75. Pichugin S. Probabilistic calculation of the buried petroleum and gas pipelines / Pichugin S., Vynnykov P. // *Conf. reports materials. «Problems of energy and nature use 2013»*. – Budapest, 2014 – P.108 – 115.
76. Pichugin S. Verification of the pipeline deformational model in non-standard soil conditions / S.Pichugin, V. Rozhko, P. Vynnykov // *Зб. наук. праць (галузеве машинобуд., буд-во)/ Полт. нац. техн. ун-т ім. Юрія Кондратюка. Вип. 1 (46)*. – Полтава: ПНТУ, 2016. – С. 153 – 163.
77. Pichugin S. Reliability level of the buried main pipelines linear part / Pichugin S., Zyma O., Vynnykov P. // *Conf. reports materials. 13 th Intern. Conf. on Metal Structures (ICMS 2016), June 15-17, 2016, Zielona Gora, Poland*.
78. Pichugin S. Pipeline reliability level for the different collapsible strata / S.Pichugin, P. Vynnykov // *Зб. наук. праць (галузеве машинобуд., буд-во)/ ПолНТУ ім. Юрія Кондратюка. Вип. 1 (48)*. – Полтава: ПНТУ, 2017. – С. 192 – 205.
79. Zotsenko M. Evaluation of Failure Probability of Soil Cushions / M. Zotsenko, Y. Vynnykov, M. Kharchenko // *Geotechnical Safety and Risk: Proc. of the 3rd International Symposium on Geotechnical Safety and Risk (ISGSR 2011)*. – Germany: Munich. – 2011. – Pp. 249 – 257.

Частина 3

**ВПЛИВ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ
НА НАДІЙНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНИХ
ТРУБОПРОВODІВ**

Розділ 7

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ КОРОЗИЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

Спочатку отримайте факти – спотворити їх можна й пізніше!

Марк Твен

*Наука складається з фактів, як будинок із каменів, але набір фактів
ще не наука, так само, як купа каміння ще не будинок.*

Анрі Пуанкаре

7.1. ХАРАКТЕРНІ ПОШКОДЖЕННЯ ТА МЕТОДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

У процесі експлуатації виникають пошкодження лінійних частин трубопроводів, одним з найбільш поширених і небезпечних серед яких є корозія стінок труб [2, 7, 10, 14, 28]. Корозійні пошкодження лінійних частин нафто- і газопроводів виявляються засобами внутрішньотрубної діагностики, робота яких базується на методах ультразвукової та магнітної дефектоскопії.

Внутрішньотрубна діагностика трубопроводів проводиться за допомогою автономних снарядів-дефектоскопів (поршнів), які рухаються усередині контрольованої труби під напором продукту, що перекачується. Снаряд оснащений великою кількістю ультразвукових чи магнітних сенсорів, які виявляють дефекти й пошкодження по усьому периметру труби, електронною апаратурою для зберігання в пам'яті даних контролю та службової інформації, а також джерелами живлення апаратури [7, 10, 28].

Сенсори ультразвукового снаряда випромінюють ультразвук в тіло труби і приймають відбиті дефектами сигнали. У магнітному снаряді феромагнітний матеріал труби намагнічується постійними магнітами, а викликані дефектами потоки розсіювання реєструються магніточутливими сенсорами. Ультразвукові снаряди

зазвичай використовують для контролю труб нафтопроводів, оскільки для проходження ультразвуку необхідний акустичний контакт датчиків з трубою, який забезпечується нафтою. Магнітні снаряди застосовують для контролю як нафто-, так і газопроводів.

Снаряд вводиться в контрольований трубопровід через спеціально влаштовану камеру пуску–приймання, проходить по трубі десятки чи сотні кілометрів, накопичуючи в бортовій пам'яті результати діагностики, та виводиться через аналогічну камеру. Для цього всі сполучні елементи та запірна арматура лінійної частини повинні бути рівнопрохідними з трубопроводом. Після виводу снаряда інформація передається в базу даних для обробки з використанням спеціального програмного забезпечення.

За даними [28], сучасні засоби внутрішньотрубної діагностики дозволяють виділити області аномалій труби та ідентифікувати до 15 видів аномалій, дефектів і пошкоджень, зокрема: втрати металу внаслідок корозії, вищерблень та заводських металургійних дефектів виготовлення труб; пошкодження в процесі будівництва; розшарування поверхні труб; кільцеві, поздовжні та спіральні зварні шви; аномалії зварних з'єднань, включаючи тріщини всередині швів; зміни номінальної товщини стінки; трубопровідну арматуру; наявність металевих предметів поблизу трубопроводу, які негативно впливають на ізоляційне покриття та систему катодного захисту трубопроводу. Встановлюється також місце розташування та розміри кожної виявленої аномалії.

Залежно від принципу дії та конструкції снаряду, при швидкості пересування від 0,5 м/сек до 2 м/сек він може виявити дефекти та пошкодження з лінійними розмірами порядку десяти міліметрів та глибиною близько 10% товщини стінки.

Висока продуктивність, достатня роздільна здатність щодо виявлення аномалій та точність вимірювання їх розмірів робить внутрішньотрубну діагностику незамінним засобом контролю технічного стану лінійних частин нафто- і газопроводів.

7.2. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ СТАТИСТИЧНОГО АНАЛІЗУ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ

Статистичний аналіз корозійних пошкоджень сталевих труб виконано на прикладі лінійної частини одного з магістральних нафтопроводів України, який має широтну орієнтацію і загальну протяжність понад 400 км. Лінійна частина нафтопроводу виконана зі сталевих труб діаметром 1020 мм і товщиною стінки 9...12 мм. Підземний трубопровід прокладений паралельно рельєфу місцевості на глибині від 0,8 м до 2 м до його верхньої твірної. Це складна транспортна система, яка безперервно експлуатується 35 років, відноситься до об'єктів з підвищеною небезпекою та має значну кількість пошкоджень труб і антикорозійного захисту.

Основні розрахункові параметри температурного режиму ґрунту в зоні траси нафтопроводу наведені в *табл. 7.1* за даними технічного паспорта нафтопроводу. Температури ґрунту можна вважати незмінними уздовж усього нафтопроводу завдяки його широтній орієнтації.

Таблиця 7.1

Температурний режим зони розміщення магістрального нафтопроводу

<i>Розрахункові температури</i>	<i>Зима</i>		<i>Літо</i>	
	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>
<i>на поверхні ґрунту</i>	0	-30	30	8
<i>на глибині залягання труб</i>	5	-3	17	5

На *рис. 7.1* відображена корозійна активність ґрунту за даними паспорта нафтопроводу. З рисунка видно, що в зоні 330...413 кілометра ґрунти більш активні і становлять більшу небезпеку для трубопроводу.

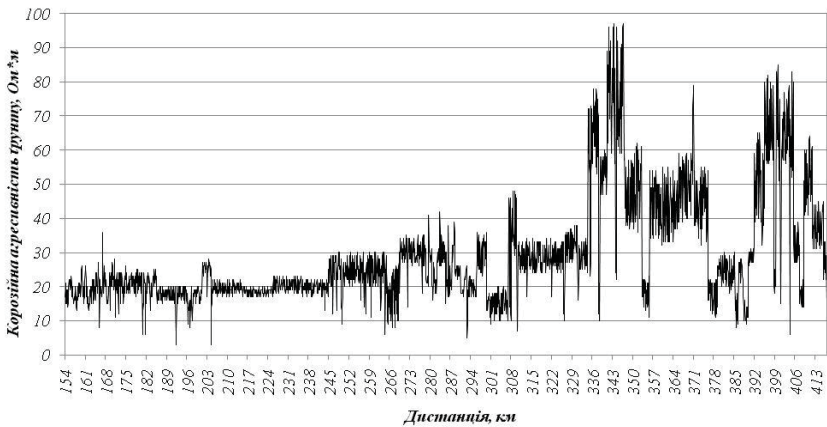


Рис. 7.1. Корозійна агресивність ґрунту уздовж нафтопроводу

Для аналізу корозійних пошкоджень вибрано вісім ділянок нафтопроводу, загальна характеристика яких наведена в *табл. 7.2*. З метою аналізу корозійних пошкоджень, що реалізуються в різних експлуатаційних умовах, дослідні ділянки обрані з різних місць траси нафтопроводу, які експлуатуються в дещо відмінних кліматичних та ґрунтових умовах.

Таблиця 7.2

Загальна характеристика ділянок нафтопроводу, обраних для аналізу

<i>Номер ділянки</i>	<i>Розміщення на трасі, км</i>	<i>Довжина ділянки, км</i>	<i>Кількість секцій</i>	<i>Товщина стінки, мм</i>
1	243-244	0,941	83	9
2	247-248	1,585	139	9, 10, 11
3	249-250	0,842	74	9
4	324-325	1,057	94	9, 10
5	353	0,246	43	11, 12
6	388	0,339	30	9
7	398-399	0,603	54	9, 10
8	406-407	0,313	34	9, 10, 11, 12

Розміщення та довжини обраних ділянок обумовлюються найбільш характерними скупченнями корозійних пошкоджень, тому вони є різними і коливаються від 250 м до 1,6 км. Маркування ділянок, наведене на *рис. 7.2*, в *табл. 7.2* і використане нижче, прийняте за порядковим номером ділянки вздовж труби. Ділянки складаються з секцій, що відповідають окремим трубам заводського виготовлення. Межею секцій є монтажні кільцеві зварні шви, які з'єднують окремі труби в суцільний трубопровід. Виходячи з заводського розміру труби, довжина кожної секції коливається від 10,5 м до 11,6 м.

Для кожної з обраних ділянок у результаті проведення внутрішньотрубної діагностики отримана інформація у вигляді відомості дефектів з характеристикою усіх виявлених дефектів та експлуатаційних пошкоджень. Фрагмент відомості дефектів у якості зразка наведено в *табл. 7.3*. Для подальших досліджень корозійного зношування з відомості дефектів вибрана інформація про особливості, позначені як "втрата металу – корозія".

Для кожної з восьми обраних ділянок нафтопроводу в середовищі табличного процесора Microsoft Excel сформовані таблиці з такими даними: координата розташування корозійного пошкодження по довжині нафтопроводу, відсоток втрат металу, глибина корозійної язви, початкова й залишкова товщина стінки.

Головною характеристикою, обраною для подальшого аналізу, є глибина корозійних пошкоджень, яка залежить від якості сталі, ґрунтових умов і терміну експлуатації трубопроводу. Залишкова товщина стінки труби та відсоток втрат металу є вирішальним для оцінювання надійності, але вони залежать ще й від початкової товщини труби, яка є різною на різних ділянках. Тому об'єктом подальшого статистичного аналізу є саме глибина корозійних пошкоджень, а перехід до залишкової товщини стінки здійснюється в процесі оцінювання напружено-деформованого стану та рівня надійності трубопроводу.

Таблиця 7.3

Результати внутрішньотрубної діагностики (фрагмент даних для ділянки 3)

Порядковий номер особливості	КМ по трасі	Дистанція особливості м	Дистанція по ТТЗ	Код опису особливості	Вирази металу, %	Товщина стінки в зоні особливості, мм	Загальна товщина стінки, мм	Глибина особливості, мм	Довжина особливості, мм	Ширина особливості, мм	Кутове положення особливості	Відносна дистанція особливості від зварного шва	Тип особливості
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
135940	250	95763,68	249364,48	Кільцевий шов		12					6:18	5,77	
б/н	250	95769	249369,8	НУ_Муфта		28,6							
135950	250	95769,45	249370,25	Кільцевий шов		30					11:46	5,82	
б/н	250	95769,87	249370,67	КУ_Муфта		11							
135960	250	95775,27	249376,07	НУ_ТС <		9					4:24	11,67	
135970	250	95786,94	249387,74	Кільцевий шов		9					6:09	11,39	
б/н	250	95798,24	249399,04	впратка металу - корозія	20	9	7,2	1,8	39	40	6:52	-11,3	зовн
135980	250	95798,33	249399,13	Кільцевий шов		9					1:23	11,48	
б/н	250	95798,65	249399,45	впратка металу - корозія	13	9	7,8	1,2	16	17	6:42	-0,32	зовн
б/н	250	95799,42	249400,22	впратка металу - корозія	10	9	8,1	0,9	16	17	4:12	-1,08	зовн
б/н	250	95802,26	249403,06	впратка металу - корозія	10	9	8,1	0,9	22	19	7:09	-3,93	зовн
б/н	250	95802,34	249403,14	впратка металу - корозія	10	9	8,1	0,9	19	49	6:48	-4	зовн
б/н	250	95803,33	249404,13	впратка металу - корозія	8	9	8,3	0,7	47	78	4:35	-4,99	зовн
б/н	250	95803,54	249404,34	впратка металу - корозія	14	9	7,7	1,3	32	72	4:39	-5,21	зовн
б/н	250	95805,3	249406,1	впратка металу - корозія	16	9	7,6	1,4	21	19	4:59	-6,97	зовн
136000	250	95815,58	249416,38	Кільцевий шов		11					12:00	5,75	
136010	250	95821,33	249422,13	Кільцевий шов		11					11:12	5,78	
136020	250	95827,11	249427,91	Кільцевий шов		11					10:54	5,81	

Узагальнені дані про корозійні пошкодження обраних для аналізу ділянок нафтопроводу наведені в *табл. 7.4*.

Таблиця 7.4

Загальна характеристика корозійних пошкоджень ділянок трубопроводу

<i>Ділянка</i>	<i>Загальна кількість корозійних пошкоджень</i>	<i>Кількість пошкоджень на один кілометр</i>	<i>Середня глибина пошкодження, мм</i>	<i>Найбільша глибина пошкодження, мм</i>	<i>Найбільше зменшення товщини стінки, %</i>
1	213	226	1,1	3,4	38
2	385	243	1,1	3,6	33
3	349	415	1,3	4,1	46
4	471	446	1,0	2,8	31
5	331	1346	1,4	5,1	46
6	405	1194	1,4	3,4	38
7	277	460	1,6	4,8	48
8	324	1035	1,2	3,2	35

З таблиці видно, що усі обрані ділянки мають значну кількість корозійних пошкоджень. Кількість пошкоджень на 1 км коливається від 226 для ділянки 1 до 1346 для ділянки 5. Середня глибина пошкоджень на різних ділянках змінюється від 1,0 мм до 1,6 мм, а максимальна – від 2,8 мм до 5,1 мм, що складає 31...46% початкової товщини стінки. При близьких значеннях середньої глибини пошкоджень, максимальні втрати металу на кожній ділянці є досить різноманітними, що свідчить про істотну неоднорідність умов експлуатації по довжині нафтопроводу.

Загальна кількість корозійних пошкоджень на кожній ділянці змінюється від 213 до 471. Такі обсяги даних достатні для проведення статистичного аналізу та імовірнісного подання глибини корозійних пошкоджень у формі випадкових величин чи випадкових функцій.

7.3. ІМОВІРНІСНЕ ПОДАННЯ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ ТРУБ У ФОРМІ ВИПАДКОВИХ ФУНКЦІЙ

Корозійні пошкодження стінок трубопроводу являють собою сукупність язв випадкової глибини, розмішених на випадкових відстанях уздовж труби. Такому характеру пошкоджень відповідає імовірнісна модель імпульсної випадкової функції [3, 19, 22]. Для обґрунтування цієї моделі необхідно встановити закон розподілу величини імпульсу (глибини корозійних пошкоджень) h , закон розподілу відстані між імпульсами b , а також перевірити параметри цих розподілів на стаціонарність відносно координати уздовж трубопроводу.

Статистична обробка описаних вище результатів діагностики восьми ділянок трубопроводу зводилася до аналізу двох випадкових величин: глибини корозійних пошкоджень h та відстані між сусідніми пошкодженнями уздовж трубопроводу b . Для вибірок кожної з цих величин за методикою [6, 8] у середовищі табличного процесора Excel виконано наступне:

- визначені числові характеристики (оцінки математичного сподівання, стандарту, коефіцієнтів варіації та асиметрії) за відомими формулами [6, 8], реалізованими у вигляді вбудованих функцій Microsoft Excel;
- побудовані та відображені графічно гістограми розподілу;
- за виглядом гістограм та співвідношенням числових характеристик обрані теоретичні закони розподілу;
- виконана перевірка відповідності обраних розподілів до дослідних гістограм за критерієм узгодженості Пірсона [5, 6];
- проаналізована стаціонарність середніх значень по довжині трубопроводу.

Числові характеристики глибини корозійних пошкоджень наведені в *табл. 7.5*, де вказані такі величини: кількість виявлених пошкоджень N , кількість пошкоджень на один

кілометр довжини C , максимальна глибина пошкодження h_{max} у міліметрах, середня глибина пошкоджень \bar{h} у міліметрах, стандарт глибини пошкоджень \hat{h} у міліметрах, коефіцієнт варіації \check{h} та коефіцієнт асиметрії глибини пошкоджень.

Таблиця 7.5

Числові характеристика глибини корозійних пошкоджень

<i>Номер ділянки</i>	N	C	h_{max}	\bar{h}	\hat{h}	\check{h}	<i>Коеф. асиметрії</i>
1	213	229	3,4	1,062	0,457	0,430	1,664
2	385	243	3,6	1,073	0,489	0,456	1,790
3	349	420	4,1	1,333	0,715	0,536	1,565
4	471	448	2,8	0,999	0,383	0,383	1,878
5	331	1378	5,1	1,396	0,749	0,537	2,068
6	405	1237	3,4	1,361	0,625	0,459	1,203
7	277	470	4,8	1,622	0,885	0,546	1,489
8	324	1041	3,2	1,175	0,534	0,454	1,548

З таблиці видно, що обрані для аналізу ділянки нафтопроводу мають від 229 до 1378 корозійних пошкоджень на 1 кілометр довжини. Найбільша глибина пошкоджень змінюється від 3,2 мм до 5,1 мм, тобто може сягати половини початкової товщини стінки. Середня глибина корозійних пошкоджень змінюється від 1,00 мм на ділянці 4 до 1,62 мм на ділянці 7.

Аналіз взаємних залежностей між характеристиками з *табл. 7.5* показав, що значення числових характеристик глибини корозії мало залежать від кількості пошкоджень на одному кілометрі (коефіцієнти кореляції для цих залежностей не перевищують 0,37). Стандарт \hat{h} і коефіцієнт варіації \check{h} зростають при збільшенні середньої глибини пошкоджень \bar{h} , що видно з *рис. 7.2* та підтверджується коефіцієнтами кореляції, відповідно рівними 0,98 і 0,86. Судячи з коефіцієнта кореляції 0,34, коефіцієнт асиметрії мало залежить від середньої глибини пошкоджень.

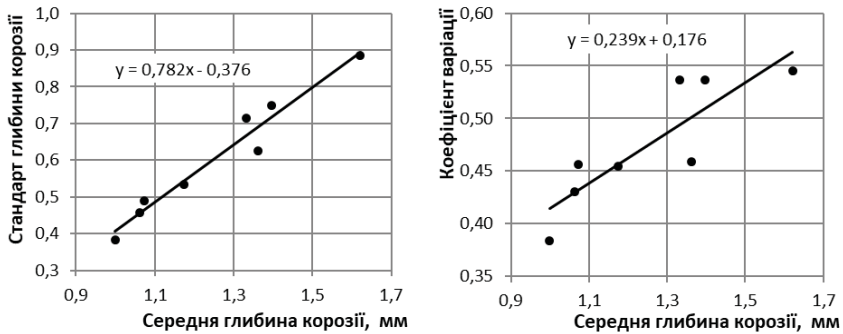


Рис. 7.2. Залежності стандарту й коефіцієнта варіації від середньої глибини корозії

Досить тісна залежність стандарту від середнього значення глибини корозії, зображена на *рис. 7.2*, дозволяє описати її аналітичним виразом

$$\hat{h} = 0,78 \times \bar{h} - 0,38, \quad (7.1)$$

який може використовуватися для наближеного оцінювання стандарту \hat{h} за середньою глибиною корозії \bar{h} .

Гістограми розподілу глибини корозійних пошкоджень для усіх розглянутих ділянок наведені на *рис. 7.3*. Звертає на себе увагу істотна правостороння асиметрія усіх розподілів, яка підтверджується також наведеними в *табл. 7.5* значеннями коефіцієнтів асиметрії $A=1,49\dots 2,07$. Тому для імовірнісного опису випадкової величини глибини корозійних пошкоджень необхідно використовувати асиметричний закон розподілу, визначений в області додатних чисел.

Одним із відомих асиметричних законів розподілу, який може бути використаний для імовірнісного опису глибини корозійних пошкоджень, є логарифмічно нормальний (далі – логнормальний) закон [16, 29]. Він отриманий як нормальний розподіл логарифма досліджуваної випадкової величини та є граничним розподілом добутку багатьох випадкових величин.

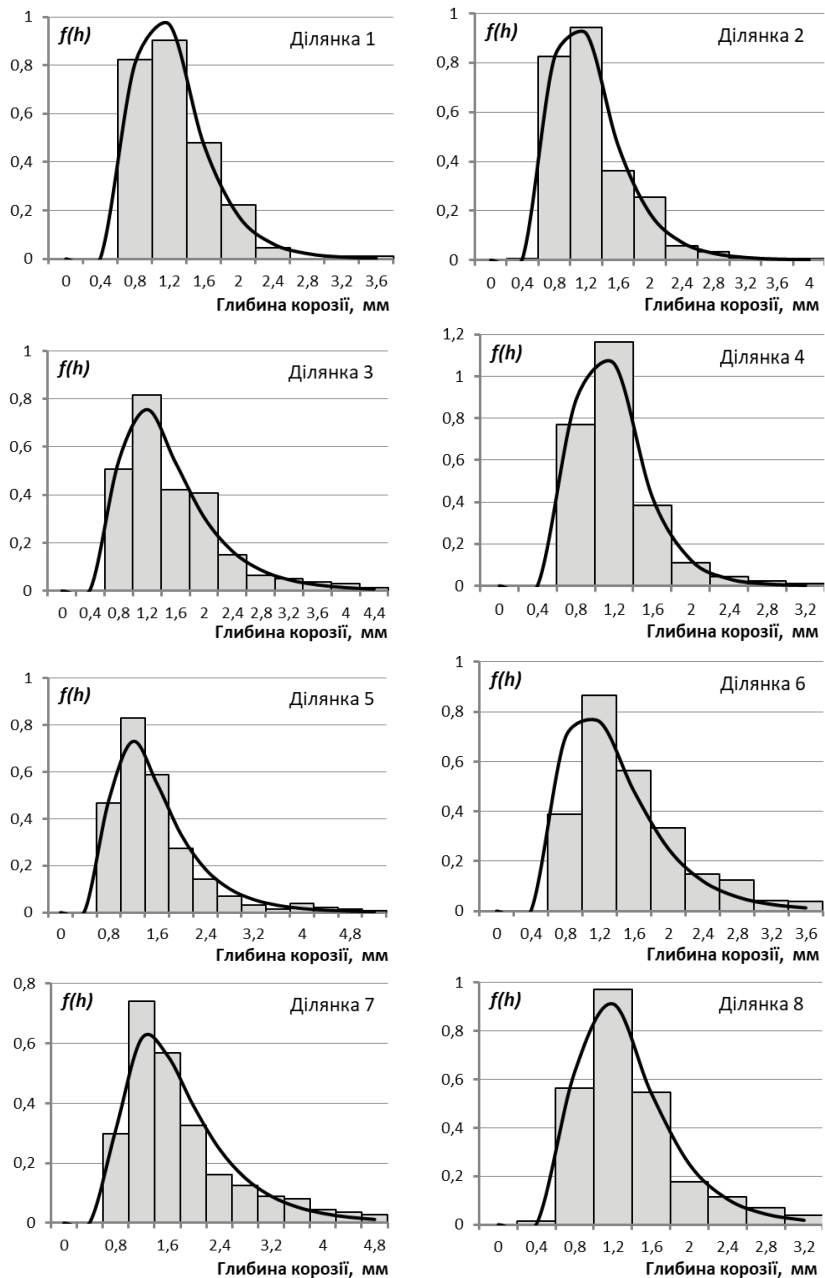


Рис. 7.3. Гістограми розподілу глибини корозійних пошкоджень

Логнормальний розподіл визначений в області додатних чисел і має правосторонню асиметрію. Згідно з [29], густина логнормального розподілу дорівнює

$$f(x) = \frac{1}{\beta h \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(\ln h - \alpha)^2}{2\beta^2} \right], \quad (7.2)$$

а інтегральна функція визначається через інтегральну функцію стандартного нормального розподілу F_0 :

$$F(x) = F_0 \left[\frac{\ln h - \alpha}{\beta} \right]. \quad (7.3)$$

Параметри логнормального розподілу визначаються через оцінки математичного сподівання \bar{h} та коефіцієнта варіації \check{h} досліджуваної випадкової величини за формулами

$$\beta = \sqrt{\ln(\check{h}^2 + 1)}; \quad \alpha = \ln(\bar{h}) - \beta^2/2. \quad (7.4)$$

Параметри підібраних розподілів глибини корозії, обчислені за формулами (7.4), наведені в *табл. 7.6*, а відповідні криві густини розподілів зображені на *рис. 7.3*.

Таблиця 7.6

Результати перевірки узгодженості логнормального закону з дослідними гістограмами розподілу глибини корозії

Ділянка	N	Параметри (7.4)		Результати перевірки		
		α	β	χ^2	K	α
1	213	-0,0245	0,4119	6,09	5	0,2978
2	385	-0,0240	0,4346	16,46	7	0,0212
3	349	0,1608	0,5027	13,55	7	0,0599
4	471	-0,0697	0,3703	13,07	4	0,0109
5	331	0,2073	0,5030	18,61	9	0,0287
6	405	0,2127	0,4373	9,10	5	0,1051
7	277	0,3532	0,5104	14,29	8	0,0744
8	324	0,0674	0,4331	9,92	5	0,0776

Візуальний аналіз *рис. 7.3* вказує на близькість теоретичних кривих до дослідних гістограм. Результати їх перевірки за критерієм узгодженості Пірсона [5, 6] наведені в *табл. 7.6*, де окрім параметрів логнормального розподілу (7.2) вказані вибіркові значення критерію χ^2 Пірсона, кількість ступенів свободи K та рівні значимості α , на яких підібрані розподіли не суперечать дослідним гістограмам. З таблиці видно, що п'ять з восьми підібраних логнормальних розподілів не суперечать дослідним даним на рівнях значимості $\alpha > 0,05$, а інші три – на рівнях значимості $\alpha > 0,01$. Згідно з рекомендаціями [6, 8] такі рівні значимості можна вважати достатніми для підтвердження гіпотези про придатність логнормального розподілу (7.2) для імовірнісного опису випадкової величини глибини корозії.

Другим параметром імовірнісної моделі імпульсної випадкової функції глибини корозійних пошкоджень є відстань між сусідніми пошкодженнями b . Вибірки цих відстаней (у метрах) отримані як різниці координат сусідніх корозійних язв уздовж трубопроводу. Результати статистичної обробки цих вибірок наведені в *табл. 7.7*, де вказані характеристики, аналогічні даним *табл. 7.5* для глибини корозії.

Таблиця 7.7

Числові характеристика відстані між корозійними пошкодженнями

<i>Номер ділянки</i>	<i>N</i>	<i>C</i>	\bar{b}	\hat{b}	\check{b}	<i>Коеф. асиметрії</i>
1	213	229	4,87	14,37	2,950	5,104
2	385	243	3,17	14,51	4,581	6,886
3	349	420	2,75	11,64	4,232	8,688
4	471	448	2,38	4,68	1,970	3,928
5	331	1378	0,94	3,79	4,051	7,135
6	405	1237	0,98	3,43	3,482	6,485
7	277	470	2,52	9,37	3,719	6,065
8	324	1041	1,19	4,12	3,464	6,545

Аналіз даних *табл. 7.7* показав, що середнє значення відстані між сусідніми пошкодженнями \bar{b} обернено пропорційне кількості пошкоджень на одному кілометрі C . Інші характеристики не залежать від C . Залежність стандарту \hat{b} від середнього значення \bar{b} має коефіцієнт кореляції 0,88. Коефіцієнт варіації \check{b} та коефіцієнт асиметрії не залежать від середнього значення \bar{b} , на що вказують коефіцієнти кореляції $-0,12$ і $-0,26$.

Закони розподілу відстані між пошкодженнями наведені на *рис. 7.4* у формі полігонів розподілу [8]. З метою збільшення масштабу та наочного відображення характеру графіків перші інтервали з дуже великими значеннями густини розподілу та останні інтервали з близькими до нуля значеннями на рисунках не показані. Розподіли відстані між пошкодженнями мають виражений експонентоподібний характер, але набагато більші від одиниці коефіцієнти варіації та великі значення коефіцієнтів асиметрії не дозволяють описати ці розподіли експоненціальним законом [6]. Форма та співвідношення числових характеристик розподілів відстані між пошкодженнями притаманні закону розподілу Вейбулла з коефіцієнтом варіації, більшим за одиницю.

Розподіл Вейбулла визначений в області додатних чисел, а його густина й інтегральна функція виражаються формулами:

$$f(x) = \alpha \beta b^{\alpha-1} \exp(-\beta b^\alpha), \quad (7.5)$$

$$F(x) = 1 - \exp(-\beta b^\alpha). \quad (7.6)$$

де α і β – параметри, які визначаються через математичне сподівання \bar{b} і коефіцієнт варіації розподілу \check{b} .

Параметри закону Вейбулла α і β для усіх розглянутих розподілів обчислені шляхом розв'язання трансцендентного рівняння з [19, 29] і наведені в *табл. 7.8*. Отримані за формулою (7.5) і цими параметрами криві густини розподілу Вейбулла нанесені на дослідні полігони, зображені на *рис. 7.4*.

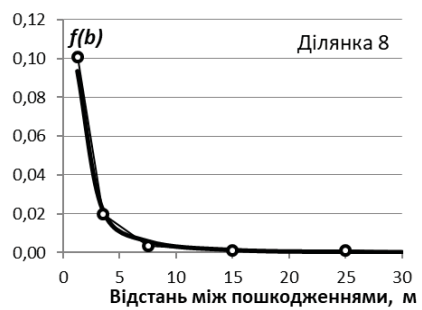
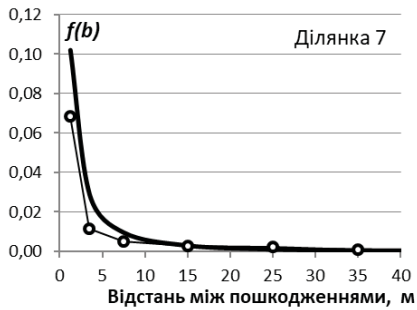
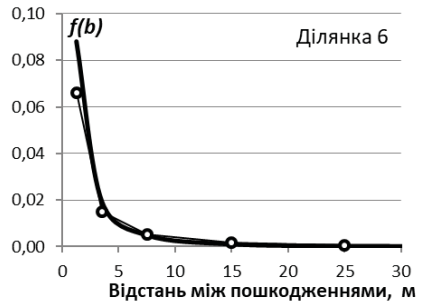
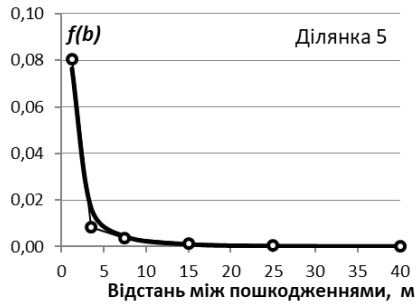
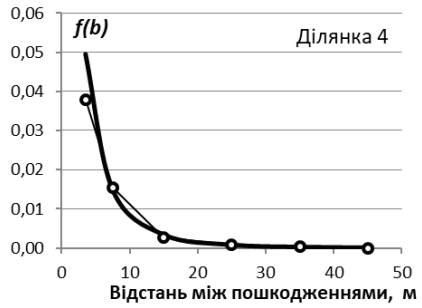
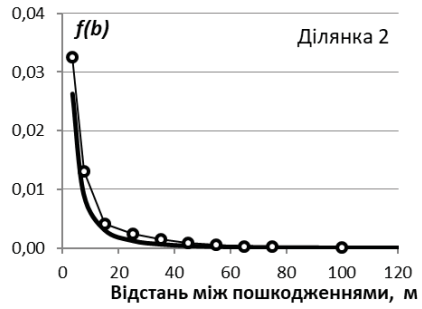
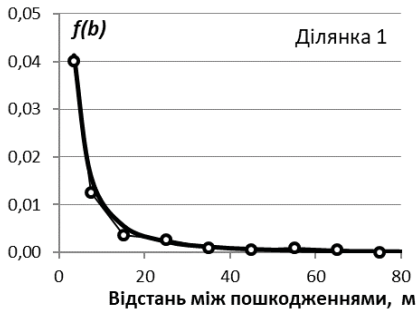


Рис. 7.4. Розподіли відстані між корозійними пошкодженнями

З рис. 7.4 видно, що криві густини розподілу Вейбулла (7.5) загалом відображають характер дослідних полігонів розподілу відстані між корозійними пошкодженнями. Результати перевірки за критерієм узгодженості Пірсона [5, 6] наведені в табл. 7.8.

Таблиця 7.8

Результати перевірки узгодженості закону розподілу Вейбулла з дослідними даними про відстань між корозійними пошкодженнями

Ділянка	N	Параметри розподілу		Результати перевірки		
		α	β	χ^2	K	α
1	213	0,4157	0,8174	16,29	11	0,1305
2	385	0,3250	1,2701	18,48	10	0,0474
3	349	0,3385	1,2774	23,09	8	0,0032
4	471	0,5488	0,8343	17,89	4	0,0013
5	331	0,3463	1,8138	8,93	4	0,0629
6	405	0,3765	1,6897	15,31	4	0,0041
7	277	0,3628	1,2302	34,51	7	0,0000
8	324	0,3776	1,5696	9,09	5	0,1055

Дані табл. 7.8 показують, що чотири розподіли з восьми не суперечать дослідним даним на рівнях значимості 0,05 і вище, а ще три розподіли – на рівнях значимості 0,001...0,004. Отже, закон Вейбулла можна використовувати лише для наближеного опису розподілів відстаней між корозійними пошкодженнями.

Для більш точного імовірнісного опису необхідно вибрати інший закон розподілу. Одним з можливих варіантів може бути поліномо-експоненціальний розподіл, описаний у [19, 20]. При його підборі окрім середнього значення й стандарту враховується також коефіцієнт асиметрії, або навіть коефіцієнт ексцесу. Це робить поліномо-експоненціальний розподіл більш адаптивним до дослідних гістограм, але вимагає більшого обсягу даних для визначення числових характеристик. Слід також врахувати, що поліномо-експоненціальний розподіл не має аналітичного виразу інтегральної функції, тому всі операції з його використанням

виконуються чисельними методами. Ці недоліки поліномо-експоненціального закону розподілу спонукають до використання наближеного опису випадкової величини відстані між корозійними пошкодженнями законом розподілу Вейбулла.

Стаціонарність імпульсної функції корозійних пошкоджень уздовж трубопроводу проаналізована за двома дослідженими вище основними характеристиками: середнім значенням глибини корозії та середньою відстанню між сусідніми пошкодженнями. Послідовності цих значень для восьми розглянутих ділянок наведені в *табл. 7.9*. Для аналізу використано критерій серій [4, 5], який базується на підрахунку кількості серій однозначних відхилень послідовності, що аналізується, від її медіани. Перевірка виконана в такому порядку:

- встановлюється медіана даної послідовності, яка ділить 8 наявних значень на дві рівні частини по 4 значення;
- підраховується кількість серій, кожна з яких представляє собою послідовність однозначних відхилень від медіани;
- за таблицями [5] залежно від довжини наявної послідовності та рівня значимості вибирається нижня критична межа кількості серій (для послідовності з 8 значень та рівня значимості 0,1 критична межа дорівнює 3);
- якщо кількість серій перевищує критичну межу, перевірені дані утворюють стаціонарну випадкову послідовність; в іншому випадку слід констатувати наявність закономірного тренду характеристики, що перевіряється.

Результати перевірки послідовностей з 8 значень середньої глибини корозії та середньої відстані між пошкодженнями наведені в *табл. 7.9*. Для наочності відображення серії даних, які перевищують медіану, відмічені жирним курсивом.

Таблиця 7.9

Результати перевірки на стаціонарність послідовностей середньої глибини корозії та середньої відстані між сусідніми пошкодженнями

<i>Ділянка</i>	<i>Середня глибина корозії</i>	<i>Середня відстань між пошкодженнями</i>
1	1,06	4,87
2	1,07	3,17
3	1,33	2,75
4	1,00	2,38
5	1,40	0,94
6	1,36	0,98
7	1,62	2,52
8	1,17	1,19
<i>Медіана</i>	1,20	2,40
<i>Кількість серій</i>	5	4

З таблиці видно, що перевірені послідовності містять 4 (для середньої відстані між пошкодженнями) та 5 (для середньої глибини корозії) серій однозначних відхилень від медіани. Оскільки ці значення перевищують вказану вище критичну кількість серій, послідовності середніх значень глибини корозії та відстані між корозійними пошкодженнями слід вважати стаціонарними випадковими послідовностями.

Проведений аналіз підтверджує гіпотезу про стаціонарність імпульсної випадкової функції глибини корозійних пошкоджень уздовж трубопроводу та можливість осереднення отриманих числових характеристик при необхідності узагальненого опису корозійних пошкоджень нафтопроводу в цілому.

7.4. ІМОВІРНІСНЕ ПОДАННЯ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ ТРУБ У ФОРМІ РОЗПОДІЛІВ МАКСИМАЛЬНИХ ЗНАЧЕНЬ

Практика проведення ремонтних робіт на магістральних трубопроводах показує, що у випадку значних корозійних пошкоджень замінюється не довільний відрізок труби, а ціла секція трубопроводу, тобто вся труба заводської поставки, а приєднання нової труби здійснюється в зоні існуючих зварних швів. Оскільки при наявності в межах секції хоча б одного критичного корозійного пошкодження замінюється уся секція, визначальним фактором для оцінювання надійності секції є максимальне корозійне пошкодження в межах цієї секції.

Такий підхід до оцінювання надійності трубопроводів і виконання ремонтних робіт дозволяє застосувати для опису глибини корозійних пошкоджень імовірнісну модель розподілу максимальних значень, яка широко використовується при дослідженні й нормуванні кліматичних навантажень і впливів на будівельні конструкції [18...21]. Досвід показує, що імовірнісна модель послідовності максимальних значень є більш простою, ніж імовірнісні моделі випадкових функцій, але дозволяє досить точно відобразити явища та величини, для яких визначальну роль відіграють їх максимальні значення.

Для проведення статистичного аналізу із результатів внутрішньотрубної діагностики вибрані максимальні в межах кожної секції значення глибини корозійних пошкоджень, які утворюють випадкові послідовності. В якості прикладу на *рис. 7.5* наведена послідовність максимальних значень глибини корозії на ділянці 1, яка по суті є реалізацією випадкової функції максимальної глибини корозії. Реалізації цієї функції для інших ділянок нафтопроводу мають подібний вигляд.

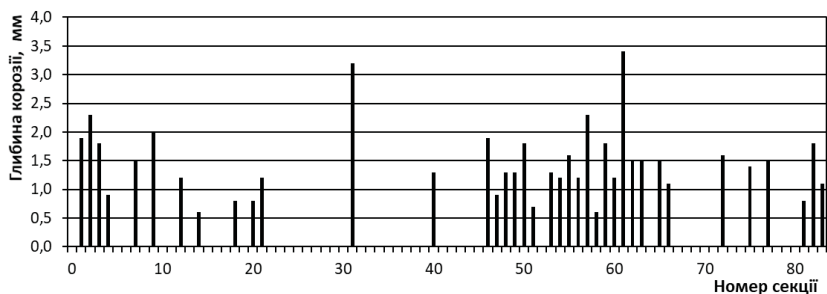


Рис. 7.5. Максимальні в межах секцій значення глибини корозії на ділянці 1

Для наведеної реалізації характерні зосередження корозійних пошкоджень на одних відрізках та їх повна відсутність на інших. Найбільша глибина корозійного пошкодження сягає 3,4 мм, а на значній частині секцій корозійні пошкодження взагалі відсутні. Наявність значної кількості непошкоджених секцій на інших ділянках нафтопроводу ілюструє *табл. 7.10*, у якій наведені узагальнені характеристики корозійних пошкоджень усіх проаналізованих ділянок нафтопроводу.

Таблиця 7.10

Загальна характеристика корозійних пошкоджень секцій

<i>Ділянка</i>	<i>Загальна кількість секцій</i>	<i>Кількість пошкоджених секцій</i>	<i>Відсоток пошкоджених секцій</i>	<i>Найбільша глибина пошкодження</i>
1	84	38	45,2	3,4
2	139	69	49,6	3,6
3	74	32	43,2	4,1
4	94	77	81,9	2,8
5	43	23	53,5	5,1
6	30	25	83,3	3,6
7	54	25	46,3	4,8
8	34	23	67,6	3,2

З таблиці видно, що на різних ділянках частка пошкоджених секцій коливається від 43% до 83%, а найбільша в межах ділянки глибина корозійних пошкоджень змінюється від 2,8 мм до 5,1 мм, тобто може перевищувати половину початкової товщини труби.

Результати статистичної обробки вибірок максимальної глибини корозії для кожної з розглянутих ділянок нафтопроводу наведені в *табл. 7.11*. Обсяги вибірок N дорівнюють кількості секцій, що мають корозійні пошкодження, а через C позначені частки пошкоджених секцій відносно їх загальної кількості на даній ділянці. Іншими словами, значення C виражає імовірність корозійних пошкоджень окремої секції трубопроводу. Оцінки середнього значення \bar{h} , стандарту \hat{h} і коефіцієнта варіації \check{h} обчислені в середовищі Excel за відомими формулами [6, 8].

Таблиця 7.11

Результати статистичної обробки вибірок максимальної по секції глибини корозії для розглянутих ділянок нафтопроводу

Ділянка	N	C	\bar{h}	\hat{h}	\check{h}
1	38	0,452	1,47	0,617	0,420
2	69	0,496	1,25	0,562	0,451
3	32	0,432	1,79	0,757	0,424
4	77	0,819	1,33	0,500	0,376
5	23	0,535	2,00	1,180	0,591
6	25	0,833	2,04	0,904	0,442
7	25	0,463	1,86	1,013	0,544
8	23	0,676	1,89	0,716	0,379

Спроби встановити взаємні залежності між отриманими характеристиками відображені на *рис. 7.6*. Найбільша на ділянці глибина корозії має тенденцію до зменшення при зростанні частки секцій з корозійними пошкодженнями C . Ця залежність сильно розмита (коефіцієнт кореляції дорівнює $-0,55$), але підтверджує випадковий характер локалізації корозійних пошкоджень та їх значну обумовленість якістю сталі: найбільше

пошкодження виникає не в зоні, де утворюється багато корозійних язв унаслідок впливу агресивного середовища, а в окремих точці з погіршеними властивостями сталі.

Аналогічний аналіз показав, що середнє значення й стандарт максимальної глибини корозії практично не залежать від частки пошкоджених секцій С (коефіцієнти кореляції цих залежностей не перевищують 0,16 за модулем).

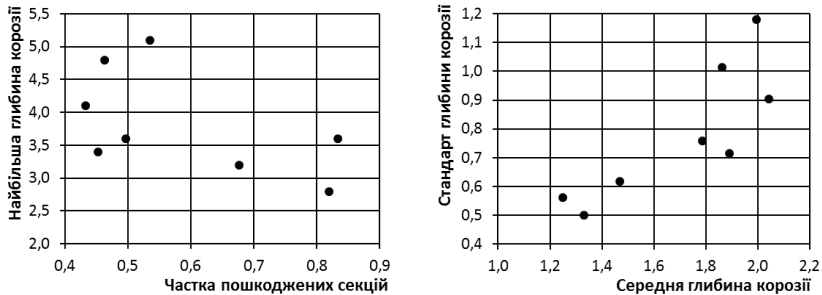


Рис. 7.6. Залежності між статистичними характеристиками максимальної глибини корозії

Зображена на *рис. 7.6* залежність стандарту від середнього значення глибини корозії має коефіцієнт кореляції 0,83 і свідчить про те, що при загальному зростанні середньої глибини корозії зростає також розкид глибини корозійних пошкоджень у різних секціях нафтопроводу. Коефіцієнт варіації при цьому змінюється в порівняно вузьких межах від 0,38 до 0,59 при середньому значенні 0,45. Виявлена відносна стабільність коефіцієнта варіації може бути використана при узагальненні даних про корозійні пошкодження трубопроводів.

На *рис. 7.7* наведені гістограми розподілу максимальних у межах секції значень глибини корозії для усіх восьми ділянок нафтопроводу. Усі гістограми мають пагорбоподібну форму з вираженою правосторонньою асиметрією.

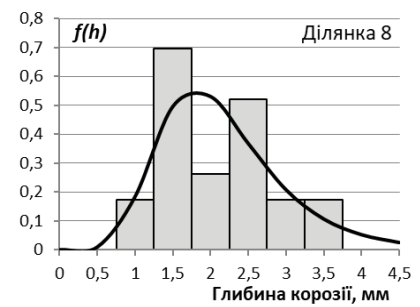
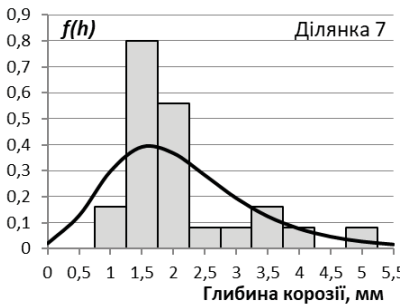
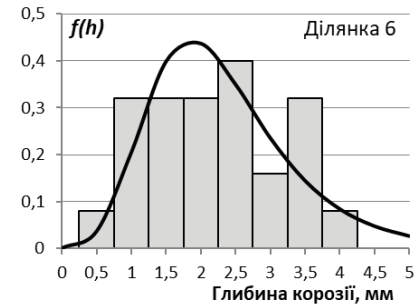
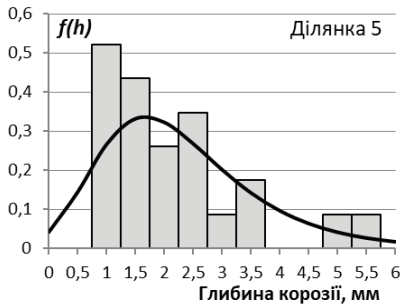
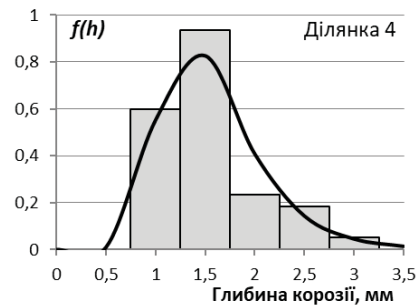
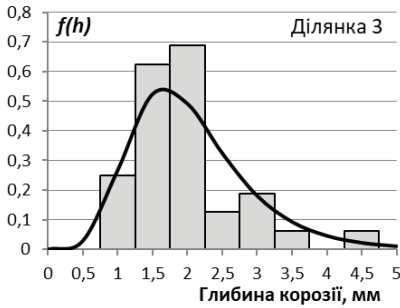
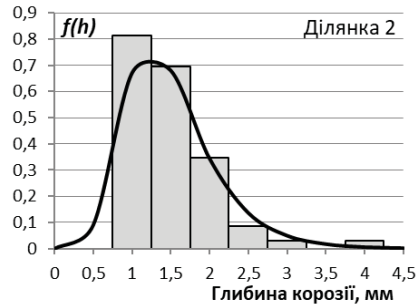
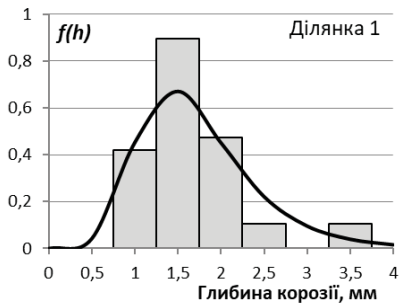


Рис. 7.7. Гістограми розподілу максимальної глибини корозії

Природа досліджених випадкових величин (максимальні значення глибини корозії) та вигляд наведених на *рис. 7.7* гістограм обумовлюють використання для їх імовірнісного опису подвійного експоненціального закону розподілу Гумбеля [11]. Цей розподіл широко використовується для імовірнісного подання вибірок максимальних значень різних випадкових величин, у тому числі річних та місячних максимумів кліматичних навантажень і впливів на будівельні конструкції [18, 19, 20].

Закон розподілу Гумбеля [11, 19] має нескінчену область визначення та правосторонню асиметрію з фіксованим значенням коефіцієнта асиметрії, рівним 1,14. Аналітичні вирази густини та інтегральної функції розподілу Гумбеля мають вигляд

$$f(x) = \frac{1}{\beta} \exp \left[\frac{\alpha - h}{\beta} - \exp \left(\frac{\alpha - h}{\beta} \right) \right]; \quad (7.7)$$

$$F(x) = \exp \left[-\exp \left(\frac{\alpha - h}{\beta} \right) \right], \quad (7.8)$$

де h – значення досліджуваної випадкової величини (у нашому випадку – глибини корозійного пошкодження);

α і β – параметри, що визначаються через середнє значення \bar{h} і стандарт \hat{h} вибірки максимумів за формулами

$$\alpha = \bar{h} - k_{\alpha} \hat{h}; \quad \beta = k_{\beta} \hat{h}, \quad (7.9)$$

У граничному випадку, при нескінченному чи достатньо великому обсязі екстремальної вибірки, коефіцієнти у формулі (7.9) можна наближено приймати рівними $k_{\alpha}=0,45$ і $k_{\beta}=0,78$. Більш точно перехідні коефіцієнти рекомендується визначати з урахуванням обсягу вибірки екстремумів N за таблицею Е. Гумбеля з [11], яка в [19] апроксимована формулами:

$$k_{\alpha} = 0,45 + 0,34 N^{-0,69}; \quad k_{\beta} = 0,78 + 1,54 N^{-0,75}. \quad (7.10)$$

Параметри розподілу Гумбеля для усіх розглянутих ділянок нафтопроводу обчислені за формулами (7.9), (7.10) і вказані в

табл. 7.12. Зображені на рис. 7.7 криві густини розподілу (7.7) з цими параметрами загалом задовільно описують дослідні гістограми розподілу. В табл. 7.12 наведені також результати перевірки узгодженості закону розподілу Гумбеля з дослідними гістограмами за критерієм Пірсона: значення критерію χ^2 , кількість ступенів свободи K та рівень значимості α , на якому розподіл Гумбеля не суперечить дослідним даним.

Таблиця 7.12

Результати перевірки узгодженості закону розподілу Гумбеля з дослідними гістограмами

Ділянка	N	Параметри (7.9)		χ^2	K	α
		α	β			
1	38	1,174	0,543	6,81	3	0,08
2	69	0,985	0,475	6,15	4	0,19
3	32	1,423	0,677	5,77	5	0,33
4	77	1,098	0,420	4,57	2	0,10
5	23	1,418	1,094	8,47	7	0,29
6	25	1,604	0,829	4,31	3	0,23
7	25	1,371	0,930	12,17	6	0,06
8	23	1,541	0,663	3,88	3	0,27

Для усіх восьми проаналізованих розподілів отримані рівні значимості α , не менші за 0,06. Оскільки в технічних дослідженнях вважається достатнім рівень значимості $\alpha \geq 0,05$, усі розподіли максимальних по секції значень глибини корозії можна описувати законом Гумбеля з густиною розподілу (7.7) та інтегральною функцією (7.8).

Інтегральна функція розподілу (7.8) дозволяє обчислити імовірність того, що глибина корозії не перевищує заданого значення X . При цьому слід урахувати, що вище виконувалася статистична обробка значимих частин вибірок максимальної глибини корозійних пошкоджень (сукупностей нелінійних

значень). Тому закон Гумбеля з параметрами, наведеними в *табл. 7.12*, описує вибірки ненульових значень глибини корозії і не враховує наявність непошкоджених секцій. Результат обчислення за формулою (7.8) є імовірністю, що відноситься до сукупності пошкоджених секцій. Для визначення імовірності відносно усіх секцій обраної ділянки трубопроводу отриманий результат слід перемножити на частку секцій, що мають корозійні пошкодження, наведену в *табл. 7.11* і позначену через *C*.

7.5. ІМОВІРНІСНЕ ПОДАННЯ РОЗМІРІВ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ У ПЛОЩИНІ ТРУБИ

Методика оцінювання несучої здатності трубопроводів з корозійними пошкодженнями [1, 23, 24, 34] вимагає урахування не лише глибини корозії, але й площинних розмірів пошкоджень. Для цього можуть бути використані результати внутрішньотрубної діагностики, які поряд зі значеннями глибини корозійних язв, містять також найбільші розміри цих язв по периметру труби та вздовж її довжини. З урахуванням структури використаних нижче розрахункових формул для оцінювання несучої здатності, виконано статистичний аналіз розмірів пошкоджень уздовж труби, які далі названі довжиною пошкоджень. У попередньому підрозділі глибина корозії представлена у формі послідовності максимальних значень в межах кожної секції. За результатами внутрішньотрубної діагностики вибрані й проаналізовані значення довжини кожного з цих максимальних пошкоджень.

В якості прикладу на *рис. 7.8* наведена послідовність значень довжини корозійних пошкоджень на ділянці 1, які відповідають найглибшим у межах кожної труби пошкодженням. Цю діаграму можна вважати реалізацією випадкової функції змін довжини пошкоджень уздовж трубопроводу.

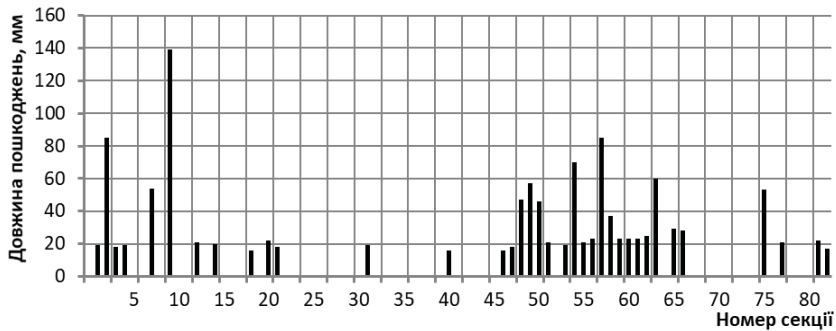


Рис. 7.8. Довжина корозійних пошкоджень, які мають найбільші в межах секцій значення глибини, на ділянці 1

Як і максимальні значення глибини корозії, зображені на *рис. 7.5*, відповідні значення довжини пошкоджень стохастично розподіляються вздовж ділянки трубопроводу. Найбільша довжина корозійного пошкодження дорівнює 137 мм, а найменша – 16 мм; на значній частині секцій корозійні пошкодження взагалі відсутні. Аналогічний характер змін довжини пошкоджень уздовж трубопроводу спостерігається й на інших розглянутих ділянках.

Результати статистичної обробки сформованих вибірок довжини пошкоджень для кожної з розглянутих ділянок нафтопроводу наведені в *табл. 7.13*. Як і в *табл. 7.11* та *7.12*, обсяги вибірок N дорівнюють кількості секцій, які мають корозійні пошкодження, а через C позначені частки секцій з пошкодженнями відносно їх загальної кількості на даній ділянці. В *табл. 7.13* наведені також оцінки середнього значення \bar{l} , стандарту \hat{l} та коефіцієнта варіації \tilde{l} , обчислені в середовищі Excel за відомими формулами [6, 8].

З таблиці видно, що середні значення довжини корозійних пошкоджень змінюються від 20 мм до 35 мм, а коефіцієнти варіації в основному приймають значення від 0,44 до 0,77. Виняток складає ділянка 7, для якої отримано $\hat{l} = 0,16$.

Таблиця 7.13

Результати статистичної обробки вибірок довжини пошкоджень

Ділянка	N	C	\bar{l}	\hat{l}	\check{l}	R
1	38	0,452	34,27	26,24	0,766	0,242
2	69	0,496	34,43	23,83	0,692	0,289
3	32	0,432	34,90	23,42	0,671	0,290
4	77	0,819	24,87	12,28	0,494	0,138
5	23	0,535	34,59	15,70	0,454	0,221
6	25	0,833	26,64	11,77	0,442	0,351
7	25	0,463	19,78	3,13	0,158	-0,049
8	23	0,676	30,00	20,16	0,672	-0,081

Аналіз залежностей між числовими характеристиками з *табл. 7.13* показав, що середня довжина корозійних пошкоджень \bar{l} мало залежить від частки секцій C , що мають корозійні пошкодження. Для цієї залежності отримано коефіцієнт кореляції $R = -0,38$. Як і для глибини корозії з *рис. 7.6*, слабка обернена залежність від частки пошкоджених секцій C підтверджує випадковий характер локалізації корозійних пошкоджень та істотний вплив якості сталі на розвиток корозії.

Стандарт \hat{l} і коефіцієнт варіації \check{l} довжини корозійних пошкоджень зростають при збільшенні середнього значення \bar{l} , що видно з *рис. 7.9*. Про тісноту цих залежностей свідчать коефіцієнти кореляції, відповідно рівні 0,90 та 0,81. Виявлені та відображені на графіках лінійні рівняння можуть бути використані при узагальненні даних про корозійні пошкодження нафтопроводів.

Проаналізовані також залежності між глибиною корозії h та довжиною пошкоджень l . Коефіцієнти кореляції між цими величинами, наведені в останньому стовпчику *табл. 7.13*, не перевищують 0,35, причому для ділянок № 7 і № 8 вони мають від'ємні значення. Це свідчить про слабкий зв'язок між глибиною та довжиною корозійних пошкоджень і дозволяє в подальших розрахунках вважати їх незалежними випадковими величинами.

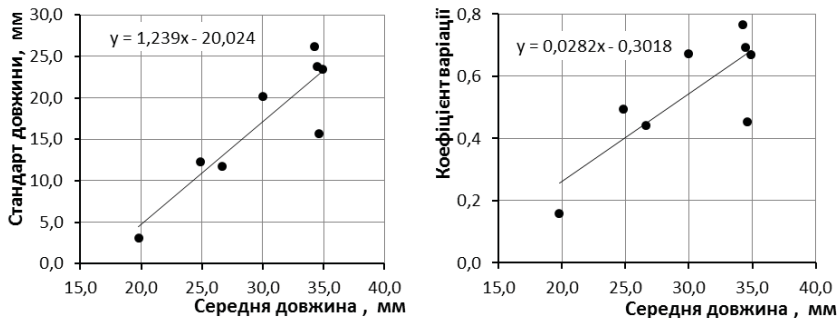


Рис. 7.9. Залежності між числовими характеристиками довжини корозійних пошкоджень

Для імовірнісного опису довжини корозійних пошкоджень необхідно вибрати вид закону розподілу цієї випадкової величини. Числові характеристики, отримані в результаті статистичної обробки вибірок довжини пошкоджень для кожної з восьми проаналізованих ділянок нафтопроводу, наведені в *табл. 7.13*, а гістограми розподілу цих вибірок зображені на *рис. 7.10*.

Усі гістограми з *рис. 7.10* мають пагорбоподібний характер з правосторонньою асиметрією. Їх вигляд наводить на думку про можливість використання логнормального закону розподілу з густиною (7.2) та інтегральною функцією (7.3), який у підрозділі 7.3 був використаний для опису глибини корозійних пошкоджень.

Параметри логарифмічно нормального закону розподілу довжини корозійних пошкоджень для усіх розглянутих ділянок нафтопроводу обчислені за формулами (7.4) і вказані в *табл. 7.14*. Побудовані за формулою (7.3) криві густини логнормального розподілу, які зображені на *рис. 7.10*, відповідають формі дослідних гістограм. В *табл. 7.14* наведені також результати перевірки узгодженості закону логнормального закону розподілу з дослідними гістограмами за критерієм Пірсона: значення критерію χ^2 , кількість ступенів свободи K та рівень значимості α , на якому логарифмічно нормальний розподіл не суперечить дослідним даним.

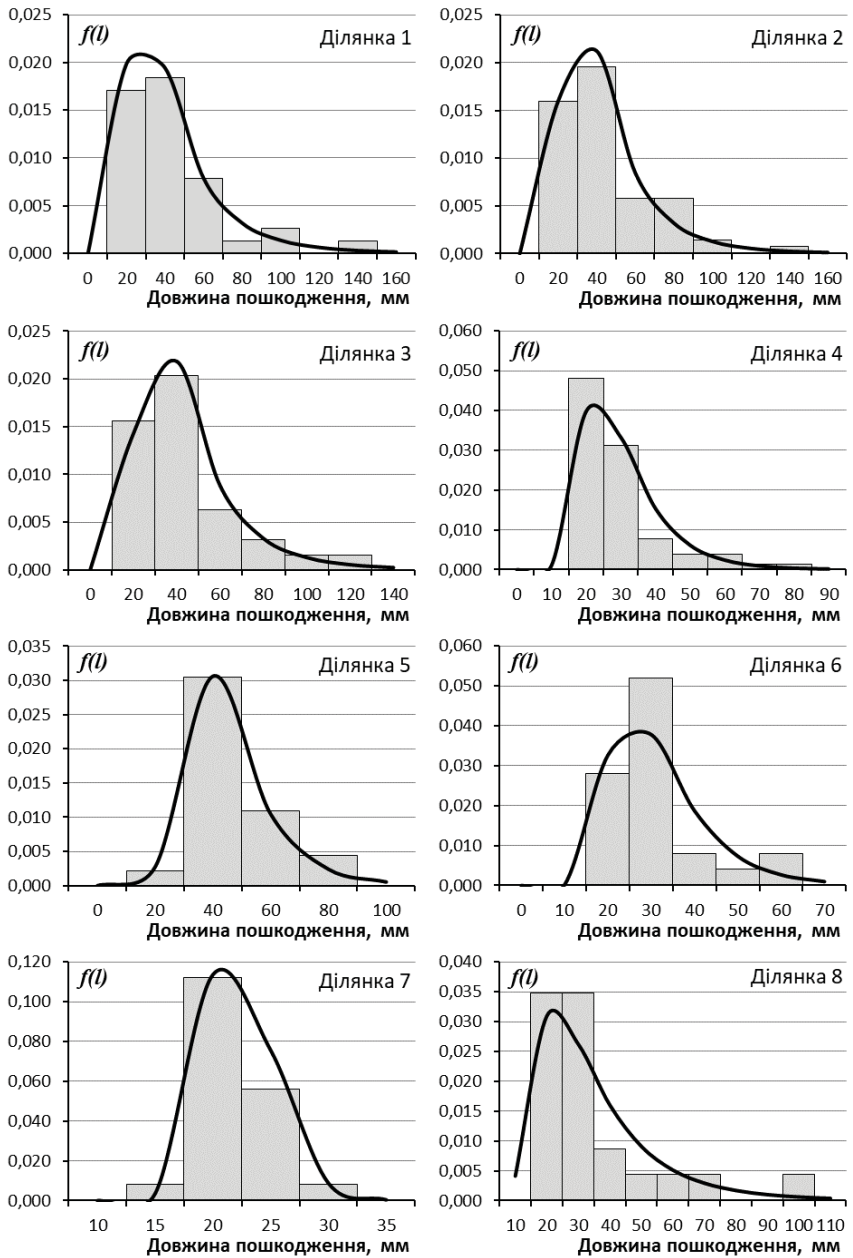


Рис. 7.10. Гістограми розподілу довжини пошкоджень

Таблиця 7.14

Результати перевірки узгодженості логарифмічно нормального закону розподілу з дослідними гістограмами

Ділянка	N	Параметри (7.4)		χ^2	K	α
		α	β			
1	38	3,304	0,679	4,44	4	0,350
2	69	3,343	0,626	6,13	4	0,189
3	32	3,367	0,610	1,94	3	0,585
4	77	3,104	0,467	8,69	4	0,069
5	23	3,450	0,433	2,18	1	0,140
6	25	3,193	0,422	6,49	3	0,090
7	25	2,972	0,157	0,85	1	0,356
8	23	3,215	0,610	7,84	6	0,250

Для усіх восьми проаналізованих розподілів довжини корозійних пошкоджень отримані рівні значимості α , не менші за 0,07. Враховуючи, що в технічних дослідженнях вважається достатнім рівень значимості $\alpha \geq 0,05$, логарифмічно нормальний закон (7.2), (7.3) не суперечить дослідним даним і може використовуватися для імовірного подання розподілів довжини корозійних пошкоджень труб. Параметри розподілів для усіх восьми розглянутих ділянок нафтопроводу наведені в табл. 7.14.

7.6. РЕЗЮМЕ

1. Найбільш поширеним і небезпечним експлуатаційним пошкодженням лінійних частин магістральних нафтопроводів є корозія стінок труб, яка має характер язв із випадковою глибиною та довжиною, а також випадковим розміщенням по довжині трубопроводу.
2. Надійним засобом виявлення корозійних пошкоджень є внутрішньотрубна діагностика, яка дозволяє з високою точністю виміряти розміри кожної корозійної язви, а також встановити її розміщення по довжині трубопроводу.

3. З метою імовірнісного опису корозійних пошкоджень проаналізовані результати внутрішньотрубної діагностики на восьми ділянках одного з нафтопроводів України, які мають довжину від 0,2 км до 1,6 км.
4. За результатами статистичного аналізу встановлено, що корозійні пошкодження можуть бути описані імовірнісною моделлю стаціонарної імпульсної випадкової функції з некорельованими імпульсами, висота яких (глибина корозійних пошкоджень) розподілена за логарифмічно нормальним законом, а відстань між імпульсами (окремими корозійними язвами) – за законом Вейбулла.
5. Більш простою імовірнісною моделлю є послідовність максимальних у межах кожної секції (заводської труби) значень глибини корозії. Параметрами такої моделі є частка пошкоджених секцій та розподіл глибини корозійних пошкоджень, який описується подвійним експоненціальним законом розподілу Гумбеля.
6. Довжина корозійних пошкоджень уздовж твірної труби може бути подана у формі випадкової величини з логарифмічно нормальним законом розподілу, незалежної від випадкової величини глибини корозії.
7. Пріоритетною імовірнісною моделлю є послідовність максимальних значень глибини корозії, яка забезпечує імовірнісний опис корозійних пошкоджень, достатньо точний для оцінювання надійності. Ця модель відповідає прийнятій технології виконання ремонтних робіт, при якій на сильно пошкоджених ділянках замінюються цілі секції трубопроводу.

Розділ 8

РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

Нічого немає більш практичного, ніж хороша теорія.

Людвіг Больцман

*Не користуйтеся моделлю до тих пір, поки не встановите
на яких спрощеннях вона побудована і не перевірите,
наскільки надійні ці спрощення*

Із законів Мерфі

8.1. ПЕРЕДУМОВИ ТА ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКІВ НАДІЙНОСТІ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

Лінійна частина дослідженого нафтопроводу складається із сталевих труб зовнішнім діаметром 1020 мм і довжиною близько 10 м кожна, об'єднаних у цілісну систему для сумісної роботи. Кожна труба є окремим виробом з власними випадковими механічними характеристиками, але усі вони працюють під одним і тим же внутрішнім тиском нафти. Завдяки контролю якості початкові дефекти труб не мають критичних розмірів. У процесі експлуатації утворюються локальні корозійні пошкодження язвенного типу, які характеризуються випадковим розміщенням уздовж трубопроводу, а також випадковими значеннями глибини та поверхневих розмірів (ширини і довжини вздовж труби).

Виходячи із загальноприйнятих підходів до оцінювання показників надійності сталевих конструкцій, викладених вище особливостей роботи та результатів аналізу корозійних пошкоджень лінійних частин магістральних нафтопроводів, сформульовані такі передумови розрахунків надійності:

- окремим елементом нафтопроводу вважається секція, що складається з однієї заводської труби;
- початкова товщина стінок труб вважається детермінованою величиною, визначеною за паспортом нафтопроводу;

- характеристики міцності сталі окремих труб є незалежними випадковими величинами з нормальним законом розподілу;
- максимальна в межах кожної секції глибина корозійного пошкодження є випадковою величиною з розподілом Гумбеля, параметри якого встановлені в розділі 7 шляхом статистичної обробки результатів внутрішньотрубної діагностики;
- довжина пошкодження уздовж твірної труби є випадковою величиною з логарифмічно нормальним законом розподілу, параметри якого встановлені в розділі 7 шляхом статистичної обробки результатів внутрішньотрубної діагностики;
- як встановлено в розділі 7, глибина й довжина пошкодження є незалежними випадковими величинами;
- основним навантаженням на стінку труби є внутрішній тиск, однаковий для усіх секцій нафтопроводу і заданий у формі випадкової величини з нормальним законом розподілу;
- імовірність безвідмовної роботи секції дорівнює імовірності виконання однієї з граничних нерівностей, наведених в розділі 2 відповідно до обраної математичної моделі роботи труби, причому вибір цієї моделі обумовлюється співвідношенням складності розрахунку та точності його результатів;
- імовірність безвідмовної роботи певної ділянки трубопроводу визначається через показники надійності окремих секцій з урахуванням корельованості їх відмов, обумовленої рівністю внутрішнього тиску для всіх секцій;
- для оцінювання надійності ділянки трубопроводу в цілому використовуються узагальнені статистичні характеристики випадкової величини глибини корозії, отримані в розділі 7.

Вихідними даними для розрахунків надійності є числові характеристики розподілів, номінальні та розрахункові значення параметрів, що визначають напружений стан труби. Перелік цих параметрів, а також їх числові значення для нафтопроводу, що аналізується, наведений в *табл. 8.1*.

Таблиця 8.1

Вихідні дані для розрахунків надійності трубопроводу

Вхідні параметри	Позначення	Номінальні значення	Числові характеристики		
			середнє	стандарт	варіація
Межа міцності сталі	R_b , кН/см ²	27,5	61,2	7,3	0,12
Межа текучості сталі	R_y , кН/см ²		43,8	5,2	0,12
Внутрішній діаметр труби	d , см	100	—	—	—
Початкова товщина стінки	δ_0 , см	0,9	—	—	—
Внутрішній тиск у трубопроводі	p , кН/см ²	0,54	0,46	0,046	0,1
Величина температурного перепаду	Δt , °C		-18,6	3,04	0,164
Глибина корозійних пошкоджень	h , см	0	Для кожної ділянки нафтопроводу		
Довжина корозійних пошкоджень	l , см	0	Для кожної ділянки нафтопроводу		

Числові характеристики розподілу межі міцності матеріалу труб встановлені за характеристичним опором сталі 17Г1С (бракувальним мінімумом тимчасового опору), який згідно з ГОСТ 1981-90 [9] дорівнює $R_{um}=490$ МПа. При відомому з літератури коефіцієнті варіації межі міцності високоміцних сталей $\tilde{R}=0,12$ та встановленій нормами [12] забезпеченості 0,95 характеристичний опір визначається за формулою

$$R_{um} = \bar{R} - 1,64 \hat{R} = \bar{R} (1 - 1,64 \tilde{R}) = 0,8 \bar{R}, \quad (8.1)$$

де \bar{R} , \hat{R} і \tilde{R} – математичне сподівання, стандарт і коефіцієнт варіації межі міцності (тимчасового опору) сталі.

З урахуванням (8.1) необхідні для розрахунків статистичні характеристики межі міцності можна отримати за формулами

$$\bar{R} = 1,25R_{un} = 612 \text{ МПа}; \quad \hat{R} = 0,12\bar{R} = 73 \text{ МПа}. \quad (8.2)$$

Аналогічним чином за встановленим [9] бракувальним мінімумом межі текучості $R_{yn}=350$ МПа визначені статистичні характеристики межі текучості, які також наведені в *табл. 8.1*.

Розрахунковий опір сталі 17Г1С визначено за таблицями та формулою СНиП 2.05.06-85 [24], яка в сучасних позначеннях набуває вигляду:

$$R_u = \frac{R_{un}\gamma_c}{\gamma_m\gamma_n} = \frac{490 \times 0,75}{1,34 \times 1,0} = 274 \text{ МПа} \approx 275 \text{ МПа}, \quad (8.3)$$

де $\gamma_c=0,75$ – коефіцієнт умов роботи нафтопроводу II класу;

$\gamma_m=1,34$ – коефіцієнт надійності за матеріалом;

$\gamma_n=1,0$ – коефіцієнт надійності за призначенням
(коефіцієнт відповідальності).

Внутрішній діаметр труби та початкова товщина стінки встановлені за паспортом нафтопроводу. У подальших розрахунках у запас надійності враховується найменша з усіх використаних труб початкова товщина стінки $\delta_o=9$ мм.

Статистичні характеристики внутрішнього тиску в нафтопроводі встановлені, виходячи з припущення, що проектний робочий тиск за паспортом нафтопроводу (5,4 МПа), має забезпеченість близько 0,95 при коефіцієнті варіації $\check{p}=0,1$. Такі параметри відповідають коефіцієнту надійності за навантаженням $\gamma_{\check{p}}=1,15$, встановленому нормами [13, 24].

Характеристики сезонного перепаду температури ґрунту на глибині залягання трубопроводу встановлені за даними довідника [26] та методикою [13]. Використані результати спостережень за температурою ґрунту на п'яти метеостанціях, розміщених в районі прокладення нафтопроводу. Перелік метеостанцій та необхідні характеристики температури ґрунту наведені в *табл. 8.2*.

Таблиця 8.2

Статистичні характеристики перепаду температури трубопроводу

Метеостанції	t_{max}	$P_{t<0}$	t_{mid}	$\bar{\Delta}_t$	$\hat{\Delta}_t$	$\check{\Delta}_t$
Старобільськ	20,4	0,107	2,6	17,8	2,11	0,118
Полтава	20,8	0,423	0,7	20,1	3,41	0,169
Асіївка	19,3	0,316	1,8	17,5	3,71	0,212
Комісарівка	20,4	0,233	2,3	18,1	3,16	0,175
Артемівськ	21,9	0,188	2,5	19,4	2,83	0,146
Середні значення характеристик				18,6	3,04	0,163

При перевірці міцності трубопроводу вирішальними є напруження розтягу, тому слід визначити температурний перепад між середньомісячною температурою замикання конструкції в теплий період та мінімально можливою температурою в холодний період року. Найбільша середньомісячна температура ґрунту в теплий період t_{max} на глибині, близькій до глибини залягання трубопроводу, визначена безпосередньо за табл. 3 довідника [26]. За тією ж таблицею обчислена середня температура ґрунту протягом холодного періоду t_{mid} . До холодного періоду включені місяці з наявністю від'ємних температур ґрунту на дослідженій глибині за [26]. Імовірність $P_{t<0}$ появи від'ємних температур ґрунту дорівнює відношенню кількості днів з температурами ґрунту $t<0$ до тривалості холодного періоду. Ця ж імовірність дорівнює функції нормального розподілу при значенні аргументу

$$x = (0 - t_{mid}) / \hat{t}_c \quad (8.4)$$

Визначивши x , як аргумент функції нормального розподілу для імовірності $P_{t<0}$, з формули (8.4) легко обчислити стандарт розподілу температури ґрунту в холодний період року \hat{t}_c . Тоді математичне сподівання $\bar{\Delta}_t$, стандарт $\hat{\Delta}_t$ і коефіцієнт варіації температурного перепаду $\check{\Delta}_t$ дорівнюють:

$$\bar{\Delta}_t = t_{max} - t_{mid}; \quad \hat{\Delta}_t = \hat{t}_c; \quad \check{\Delta}_t = \hat{\Delta}_t / \bar{\Delta}_t; \quad (8.5)$$

Описані вище вихідні дані та результати обчислень за формулами (8.4) і (8.5) для п'яти обраних метеостанцій наведені в *табл. 8.2*. Близькість результатів для п'яти проаналізованих метеостанцій дозволила їх осереднити і в подальших розрахунках надійності використовувати узагальнені значення статистичних характеристик, наведені в останньому рядку *табл. 8.2*.

Розміри корозійних пошкоджень (глибина й довжина язв) встановлені в розділі 7 шляхом статистичної обробки результатів внутрішньотрубно́ї діагностики. Для кожної окремої труби (секції трубопроводу), виявлені детерміновані значення найбільших в межах секції пошкоджень. Для восьми розглянутих ділянок нафтопроводу, що складаються з багатьох секцій, в розділі 7 отримані числові характеристики та параметри законів розподілу випадкових величин глибини й довжини корозійних язв.

8.2. МЕТОДИКА ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ СЕКЦІЙ ТРУБОПРОВОДУ

Завдання розрахунків, методика яких викладена нижче, полягає в оцінюванні імовірностей відмови та безвідмовної роботи окремої секції трубопроводу в зоні найбільшого корозійного пошкодження. В основу цих розрахунків покладено дві моделі напруженого стану, описані в розділі 2:

- ✓ спрощена модель враховує лише кільцеві напруження в трубі в точці з найглибшим корозійним пошкодженням, визначені за формулою (2.15);
- ✓ модель, заснована на енергетичній теорії міцності, базується на приведених напруженнях (2.19), визначених з урахуванням кільцевих та поздовжніх напружень в зоні з найглибшим корозійним пошкодженням.

Аналіз розрахункових формул, наведених у розділі 2 для обох моделей, показує, що при оцінюванні надійності необхідно виконувати нелінійні перетворення випадкових величин. Такі перетворення реалізуються методом статистичного моделювання або шляхом лінеаризації функцій випадкових величин. Оскільки розподіли аргументів розрахункових формул є нормальними чи близькими до нормального, результат їх перетворення також буде розподілений за законом, близьким до нормального. Це дозволяє оцінювати імовірності відмови елементів на базі опису резерву несучої здатності нормальним законом розподілу, математичне сподівання й стандарт якого визначені методом лінеаризації функцій випадкових величин [6].

Спрощена модель враховує при оцінюванні надійності лише кільцеві напруження в стінці труби, що визначаються за формулою (2.15). У цьому випадку умову надійності можна записати через резерв міцності у вигляді

$$Y = R - \frac{p \times D_{\text{вн}}}{2\delta} = R - \frac{p \times D_{\text{вн}}}{2(\delta_0 - h)} > 0, \quad (8.6)$$

де Y – резерв міцності;

p – тиск у трубопроводі;

$D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труби;

δ – товщина стінки труби;

δ_0 – початкова товщина стінки;

h – глибина корозії.

Діаметр і початкову товщину стінки труби можна вважати детермінованими величинами, а всі інші параметри формули (8.6) є випадковими. Згідно з правилами лінеаризації функцій багатьох випадкових величин [6], математичне сподівання резерву міцності (8.6) визначається за формулою

$$\bar{Y} = \bar{R} - \frac{\bar{p} D_{\text{вн}}}{2(\delta_0 - \bar{h})}. \quad (8.7)$$

Частинні похідні функції резерву міцності (8.6) по трьох випадкових параметрах дорівнюють

$$\frac{\partial Y}{\partial R} = 1; \quad \frac{\partial Y}{\partial p} = -\frac{D_{\text{вн}}}{2(\delta_0 - h)}; \quad \frac{\partial Y}{\partial h} = -\frac{p D_{\text{вн}}}{2(\delta_0 - h)^2}, \quad (8.8)$$

а їх підстановка до загальної формули з [6] дає вираз для стандарту резерву міцності у вигляді

$$\hat{Y} = \sqrt{\left(\hat{R} \frac{\partial Y}{\partial R}\right)^2 + \left(\hat{p} \frac{\partial Y}{\partial p}\right)^2 + \left(\hat{h} \frac{\partial Y}{\partial h}\right)^2} = \sqrt{\hat{R}^2 + \left[\frac{-D_{\text{вн}} \hat{p}}{2(\delta_0 - \bar{h})}\right]^2 + \left[\frac{-D_{\text{вн}} \bar{p} \hat{h}}{2(\delta_0 - \bar{h})^2}\right]^2}. \quad (8.9)$$

Імовірність відмови однієї секції трубопроводу (окремої заводської труби) дорівнює імовірності того, що випадкова величини резерву міцності прийме значення, менше нуля:

$$Q = \text{prob}(Y < 0) = F_Y(0), \quad (8.10)$$

у якій $F_Y(0)$ – значення функції нормального розподілу резерву міцності (8.6) з математичним сподіванням (8.7) і стандартом (8.9) при значенні аргументу $Y = 0$.

Імовірність безвідмовної роботи (показник надійності) секції трубопроводу дорівнює

$$P = 1 - Q = \text{prob}(Y > 0) = 1 - F_Y(0). \quad (8.11)$$

Для виконання реальних розрахунків до наведених формул слід підставляти номінальні значення, математичні сподівання й стандарти величин, вказаних в *табл. 8.1*, а також статистичні характеристики максимальної глибини корозії на обраній ділянці нафтопроводу за даними *табл. 7.11*.

Модель, заснована на енергетичній теорії міцності, окрім кільцевих враховує також поздовжні напруження в трубі. Оскільки приведені напруження перевіряються за формулою (2.19), вираз для резерву міцності приймає вигляд

$$Y = R - \sigma_{екв} = R - \sqrt{\sigma_k^2 + \sigma_n^2} - \sigma_k \sigma_n > 0, \quad (8.12)$$

де $\sigma_{екв}$ – приведені (еквівалентні) напруження в трубі;

$$\sigma_k = \frac{p D_{ен}}{2(\delta_0 - h)} - \text{кільцеві напруження в трубі викликані дією}$$

внутрішнього тиску;

$$\sigma_n = \frac{\mu p D_{ен}}{2(\delta_0 - h)} + \alpha E \Delta t - \text{поздовжні напруження в трубі,}$$

викликані дією внутрішнього тиску та

температурного перепаду Δt ;

$\mu=0,3$ – коефіцієнт поперечної деформації;

$\alpha=0,00012$ – коефіцієнт лінійного температурного розширення;

$E=20600$ кН/см² – модуль пружності сталі.

Усі інші позначення відповідають формулі (8.6).

Підставивши до (8.12) константи, виконавши необхідні перетворення та округлення числових коефіцієнтів, отримуємо формулу для обчислення резерву міцності

$$Y = R - \sqrt{\frac{0,2 p^2 D_{ен}^2}{(\delta_0 - h)^2} - \frac{0,05 p D_{ен} \Delta t}{(\delta_0 - h)} + 0,06 \Delta t^2}. \quad (8.13)$$

Вважаючи, як і раніше, діаметр і початкову товщину стінки труби детермінованими, а всі інші параметри формули (8.13) – випадковими величинами, за правилами лінеаризації функцій декількох випадкових величин [6] визначимо математичне сподівання резерву міцності (8.13) у вигляді

$$\bar{Y} = \bar{R} - \sqrt{\frac{0,2 \bar{p}^2 D_{ен}^2}{(\delta_0 - \bar{h})^2} - \frac{0,05 \bar{p} D_{ен} \bar{\Delta}_t}{(\delta_0 - \bar{h})} + 0,06 \bar{\Delta}_t^2}. \quad (8.14)$$

Частинні похідні функції резерву міцності (8.13) по випадкових параметрах визначаються за формулами

$$\begin{aligned} \frac{\partial Y}{\partial p} &= \frac{-1}{2\sqrt{0,2 \frac{p^2 D_{\text{вн}}^2}{(\delta_0 - h)^2} - \frac{0,05 p D_{\text{вн}} \Delta t}{(\delta_0 - h)} + 0,06 \Delta t^2}} \times \left[\frac{0,4 p D_{\text{вн}}^2}{(\delta_0 - h)^2} - \frac{0,05 D_{\text{вн}} \Delta t}{(\delta_0 - h)} \right]; \\ \frac{\partial Y}{\partial h} &= \frac{-1}{2\sqrt{0,2 \frac{p^2 D_{\text{вн}}^2}{(\delta_0 - h)^2} - \frac{0,05 p D_{\text{вн}} \Delta t}{(\delta_0 - h)} + 0,06 \Delta t^2}} \times \left[\frac{0,4 p^2 D_{\text{вн}}^2}{(\delta_0 - h)^3} - \frac{0,05 p D_{\text{вн}} \Delta t}{(\delta_0 - h)^2} \right]; \\ \frac{\partial Y}{\partial \Delta t} &= \frac{-1}{2\sqrt{0,2 \frac{p^2 D_{\text{вн}}^2}{(\delta_0 - h)^2} - \frac{0,05 p D_{\text{вн}} \Delta t}{(\delta_0 - h)} + 0,06 \Delta t^2}} \times \left[0,12 \Delta t - \frac{0,05 p D_{\text{вн}}}{(\delta_0 - h)} \right]; \\ \frac{\partial Y}{\partial R} &= 1. \end{aligned} \quad (8.15)$$

Стандарт резерву міцності обчислюється за формулою

$$\hat{Y} = \sqrt{\left(\hat{R} \frac{\partial Y}{\partial R} \right)^2 + \left(\hat{p} \frac{\partial Y}{\partial p} \right)^2 + \left(\hat{h} \frac{\partial Y}{\partial h} \right)^2 + \left(\hat{\Delta}_t \frac{\partial Y}{\partial \Delta t} \right)^2}, \quad (8.16)$$

до якої, згідно з правилами [6], слід підставляти частинні похідні (8.15) при значеннях випадкових параметрів, рівних їх математичним сподіванням. Громіздкість частинних похідних (8.15) робить нераціональним отримання загального аналітичного виразу для стандарту резерву міцності шляхом підстановки (8.15) до (8.16). Простішим рішенням є послідовне обчислення похідних та підстановка до (8.16) готових числових значень.

Імовірність відмови та імовірність безвідмовної роботи (показник надійності) секції визначаються за формулами (8.10) і (8.11) з урахуванням математичного сподівання (8.14) та стандарту (8.16) резерву міцності. Необхідні для обчислень статистичні характеристики глибини корозійних пошкоджень слід приймати за розділом 7, а інші вхідні параметри – за *табл. 8.1*.

8.3. НАДІЙНІСТЬ ОКРЕМИХ СЕКЦІЙ ТРУБОПРОВОДУ ПРИ ДЕТЕРМІНОВАНИХ РОЗМІРАХ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ

Викладені в попередньому підрозділі методики розрахунків надійності окремих секцій трубопроводу враховують випадковий характер таких параметрів:

- межа міцності сталі;
- тиск у трубопроводі;
- величина температурного перепаду;
- розміри корозійних пошкоджень.

Механічні характеристики сталі, внутрішній тиск у трубі та величину експлуатаційного температурного перепаду завжди слід вважати випадковими величинами. Для отримання узагальнених оцінок характеристик надійності ділянки трубопроводу розміри корозійних пошкоджень труб на цій ділянці також слід вважати випадковою величиною із статистичними характеристиками, отриманими в розділі 7.

При аналізі рівня надійності окремої секції трубопроводу слід враховувати конкретне корозійне пошкодження, найбільше в межах обраної секції. Розміри цього пошкодження для конкретної секції (заводської труби) приймають детерміновані значення, урахування яких дасть оцінку надійності саме цієї секції.

Нижче наведені результати таких розрахунків для ряду детермінованих значень глибини й довжини корозійних пошкоджень в межах від нуля до максимально можливих значень, виявлених за проаналізованими в розділі 7 результатами внутрішньотрубної діагностики. Інші вихідні дані прийняті згідно з *табл. 8.1*. В окремому випадку, при нульових значеннях глибини та довжини корозійних пошкоджень, отримуємо показники надійності непошкоджених секцій трубопроводу, які можна вважати характеристикою проектного рівня надійності.

Розрахунки за **спрощеною методикою** для значень глибини корозії h від нуля до 5 мм виконані в середовищі Microsoft Excel за формулами (8.7)...(8.11). Результати цих розрахунків наведені в *табл. 8.3*, де вказані математичне сподівання й стандарт резерву міцності, а також отримані значення імовірності відмови Q та імовірності безвідмовної роботи P .

Таблиця 8.3

Показники надійності секцій трубопроводу з детермінованими значеннями розмірів корозійних пошкоджень, обчислені за спрощеною методикою

<i>Глибина корозії h, см</i>	<i>Характеристики резерву міцності, кН/см²</i>		<i>Показники надійності</i>	
	\bar{Y}	\hat{Y}	Q	P
0	35,43	7,74	0,0000024	0,999998
0,05	33,91	7,79	0,0000068	0,999993
0,10	32,21	7,85	0,0000206	0,999979
0,15	30,27	7,93	0,0000672	0,999933
0,20	28,06	8,02	0,0002322	0,999768
0,25	25,51	8,13	0,0008448	0,999155
0,30	22,54	8,26	0,0031795	0,996821
0,35	19,03	8,43	0,0120130	0,987987
0,40	14,81	8,65	0,0434431	0,956557
0,45	9,65	8,94	0,1400155	0,859985
0,50	3,21	9,32	0,3652940	0,634706

З *табл. 8.3* видно, що імовірність відмови непошкодженої секції трубопроводу дорівнює $Q=2,4 \times 10^{-6}$, що свідчить про досить високий рівень надійності. Зі збільшенням глибини корозійного пошкодження імовірність відмови зростає. При зношуванні труби на третину початкової товщини (3 мм) імовірність відмови зростає до $Q=0,0032$, а при 50% зношуванні (4,5 мм) імовірність відмови $Q=0,14$ стає явно недопустимою.

Розрахунки за енергетичною теорією міцності виконані за формулами (8.14)...(8.16), (8.10), (8.11). Окрім факторів, які враховувалися при розрахунку за спрощеною методикою, враховані поздовжні напруження в трубі, викликані внутрішнім тиском та змінами температури трубопроводу в процесі експлуатації. Результати розрахунків з вихідними даними з *табл. 8.1* наведені в *табл. 8.4*, структура якої та позначення наведених величин повторюють *табл. 8.3*.

Таблиця 8.4

Показники надійності секцій трубопроводу з детермінованими значеннями розмірів корозійних пошкоджень, обчислені за енергетичною теорією

Глибина корозії h , см	Характеристики резерву міцності, кН/см^2		Показники надійності	
	\bar{Y}	\hat{Y}	Q	P
0	36,70	7,65	0,00000080	0,9999992
0,05	35,37	7,69	0,00000213	0,9999979
0,10	33,86	7,74	0,00000608	0,9999939
0,15	32,16	7,80	0,00001873	0,9999813
0,20	30,20	7,87	0,00006235	0,9999377
0,25	27,94	7,96	0,00022365	0,9997763
0,30	25,31	8,07	0,00085705	0,9991430
0,35	22,19	8,21	0,00344257	0,9965574
0,40	18,44	8,39	0,01399319	0,9860068
0,45	13,85	8,63	0,05422101	0,9457790
0,50	8,11	8,95	0,18244950	0,8175505

Дані *табл. 8.4* вказують на дещо менші значення імовірності відмови секції трубопроводу, ніж при розрахунку за спрощеною теорією. Для непошкодженої секції отримано $Q=8,0 \times 10^{-7}$, при зношуванні труби на третину початкової товщини імовірність відмови зростає до $Q=0,00086$, а при 50% зношуванні (4,5 мм) дорівнює $Q=0,054$.

Порівняння показників надійності, отриманих за різними методиками оцінювання напруженого стану трубопроводу, виконане в табл. 8.5 і на рис. 8.1.

Таблиця 8.5

Імовірності відмови окремих секцій трубопроводу з детермінованими значеннями розмірів корозійних пошкоджень, обчислені за різними методиками

Глибина корозії h , см	Імовірності відмови за методиками		Відношення імовірностей відмови
	спрощеною	енергетичною	
0	0,00000237	0,00000080	3,0
0,05	0,00000677	0,00000213	3,2
0,10	0,00002065	0,00000608	3,4
0,15	0,00006718	0,00001873	3,6
0,20	0,00023220	0,00006235	3,7
0,25	0,00084483	0,00022365	3,8
0,30	0,00317947	0,00085705	3,7
0,35	0,01201299	0,00344257	3,5
0,40	0,04344310	0,01399319	3,1
0,45	0,14001548	0,05422101	2,6
0,50	0,36529398	0,18244950	2,0

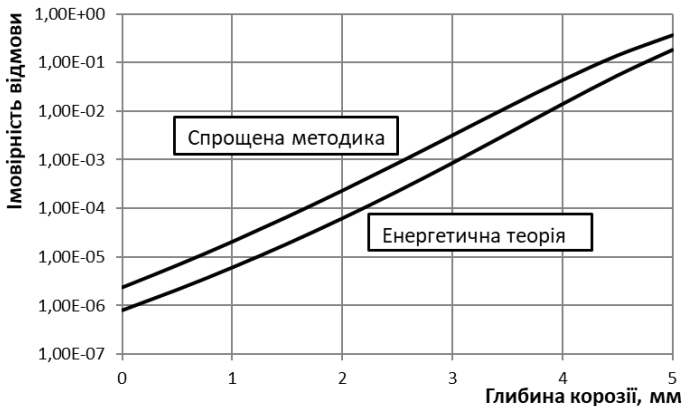


Рис. 8.1. Залежності імовірності відмови секції від глибини корозійних пошкоджень

З табл. 8.5 та рис. 8.1 видно, що енергетична теорія дає у 2...3 рази менші імовірності відмови, ніж спрощена методика розрахунку. Це можна пояснити тим, що енергетична теорія враховує плоский напружений стан стінки трубопроводу, при якому зростають характеристики міцності сталі. Напруження розтягу від змін температури є меншими, ніж напруження від поперечних деформацій і мало впливають на напружено-деформований стан стінки труби. При високих рівнях надійності, характерних для мало пошкоджених секцій, виявлена різниця імовірностей відмови не є істотною. Надалі в запас надійності можна використовувати спрощену методику, яка дає дещо менший рівень надійності, або методику, засновану на енергетичній теорії міцності, яка точніше враховує напружений стан стінки труби.

8.4. НАДІЙНІСТЬ ОКРЕМИХ СЕКЦІЙ ТРУБОПРОВОДУ ПРИ ВИПАДКОВИХ РОЗМІРАХ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ

У розділі 7 проаналізовані результати внутрішньотрубної діагностики і встановлені статистичні характеристики найбільшої в межах окремої секції глибини корозійних пошкоджень, а також відповідних значень їх довжини для кожної з восьми розглянутих ділянок нафтопроводу. Урахування цих характеристик, а також відсотка пошкоджених секцій дозволяє за методикою підрозділу 8.2 отримати значення показників надійності однієї секції, узагальнені в межах кожної ділянки нафтопроводу. В якості початкової товщини δ_0 враховувалися середні значення товщини стінки труби кожної ділянки, які змінюються в межах від 9,0 мм до 1,1 мм. Нижче наведені результати розрахунків для кожної з восьми розглянутих ділянок нафтопроводу за обома методиками, викладеними в підрозділі 8.2, а також проведено порівняльний аналіз отриманих показників надійності.

Розрахунки за **спрощеною методикою** виконані за формулами (8.7)...(8.11) з урахуванням загальних даних *табл. 8.1* та статистичних характеристик глибини корозії з *табл. 7.11* для кожної з восьми ділянок нафтопроводу. Результати розрахунків, наведені в *табл. 8.6*, містять значення початкової товщини стінки δ_0 , математичного сподівання й стандарту глибини корозії та резерву міцності, а також отримані значення імовірності відмови Q та імовірності безвідмовної роботи P .

Таблиця 8.6

**Показники надійності секцій трубопроводу
з випадковими значеннями розмірів корозійних пошкоджень,
обчислені за спрощеною методикою**

Номер ділянки	δ_0 , см	Глибина корозії, см		Резерв міцності, кН/см ²		Показники надійності	
		\bar{h}	\hat{h}	\bar{Y}	\hat{Y}	Q	P
1	0,900	0,15	0,062	30,40	8,32	0,000128	0,999872
2	0,904	0,13	0,056	31,27	8,18	0,000060	0,999940
3	0,900	0,18	0,076	29,03	8,66	0,000403	0,999597
4	0,903	0,13	0,050	30,96	8,14	0,000067	0,999933
5	1,102	0,20	0,118	28,06	9,77	0,000013	0,999987
6	0,900	0,20	0,090	27,87	9,12	0,001118	0,998882
7	0,909	0,19	0,101	28,71	9,22	0,000734	0,999266
8	1,009	0,19	0,072	28,58	8,64	0,000030	0,999970

З *табл. 8.6* видно, що імовірність відмови окремих секцій трубопроводу коливається від $Q=0,000013$ для ділянки № 5 до $Q=0,00112$ для ділянки № 6. Розкид імовірностей відмови у два порядки свідчить про значний вплив глибини корозійних пошкоджень на рівень надійності секцій трубопроводу. Це й висновок підтверджується також *рис. 8.2*, де зображені залежності імовірності відмови секцій трубопроводу від середніх значень глибини корозії та залишкової товщини стінки труби.

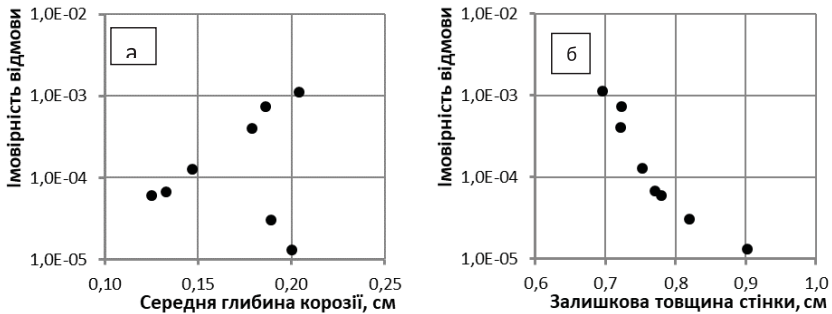


Рис. 8.2. Залежності імовірності відмови окремих секцій від середніх значень глибини корозії та залишкової товщини стінки

З ростом середньої глибини корозії імовірність відмови загалом зростає (рис. 8.2, а). Ця залежність порушується набагато нижчими імовірностями відмови на ділянках 5 і 8, які мають значно більшу початкову товщину стінки. Залежність імовірності відмови від середнього значення залишкової товщини стінки має більш чіткий характер, зображений на рис. 8.2, б.

Розрахунки за енергетичною теорією міцності виконані за формулами (8.14)...(8.16), (8.10) з урахуванням статистичних характеристик глибини корозії з табл. 7.11 та загальних даних згідно з табл. 8.1. Як і в табл. 8.6, для кожної з восьми розглянутих ділянок нафтопроводу в табл. 8.7 наведені значення початкової товщини стінки δ_0 , математичного сподівання й стандарту глибини корозії, отримані за формулами (8.14) і (8.16) характеристики резерву міцності, а також значення імовірності відмови Q та імовірності безвідмовної роботи P .

Як і в попередньому варіанті розрахунку, імовірність відмови окремих секцій трубопроводу коливається в значних межах: від $Q=0,0000037$ для ділянки № 5 до $Q=0,0003039$ для ділянки № 6. Залежності імовірності відмови окремих секцій від середніх значень глибини корозії та залишкової товщини стінки

мають такий же характер, як і зображені на *рис. 8.2* залежності для спрощеної методики розрахунку.

Таблиця 8.7

**Показники надійності секцій трубопроводу
з випадковими значеннями розмірів корозійних пошкоджень,
обчислені за енергетичною теорією міцності**

Номер ділянки	δ_0 , см	Глибина корозії, см		Резерв міцності, кН/см ²		Показники надійності	
		\bar{h}	\hat{h}	\bar{Y}	\hat{Y}	Q	P
1	0,900	0,15	0,062	32,27	8,11	0,0000346	0,999965
2	0,904	0,13	0,056	33,17	7,99	0,0000166	0,999983
3	0,900	0,18	0,076	31,06	8,39	0,0001072	0,999893
4	0,903	0,13	0,050	32,87	7,96	0,0000184	0,999982
5	1,102	0,20	0,118	36,75	8,20	0,0000037	0,999996
6	0,900	0,20	0,090	30,03	8,76	0,0003039	0,999696
7	0,909	0,19	0,101	31,14	8,79	0,0001979	0,999802
8	1,009	0,19	0,072	34,49	8,02	0,0000086	0,999991

Порівняння показників надійності, отриманих на базі різних методик оцінювання напруженого стану, виконане в *табл. 8.8* і на *рис. 8.3*.

Таблиця 8.8

**Імовірності відмови окремих секцій трубопроводу,
обчислені за різними методиками**

Номер ділянки	Імовірності відмови за методиками		Відношення імовірностей відмови
	спрощеною	енергетичною	
1	0,000128	0,0000346	3,7
2	0,000060	0,0000166	3,6
3	0,000403	0,0001072	3,8
4	0,000067	0,0000184	3,6
5	0,000013	0,0000037	3,5
6	0,001118	0,0003039	3,7
7	0,000734	0,0001979	3,7
8	0,000030	0,0000086	3,6

З табл. 8.8 і рис. 8.3, а видно, що енергетична теорія дає приблизно у 3,6 рази менші імовірності відмови, ніж спрощена методика оцінювання напруженого стану. За обома методиками найменша імовірність відмови секцій отримана на ділянці № 5, а найбільша – на ділянці № 6.

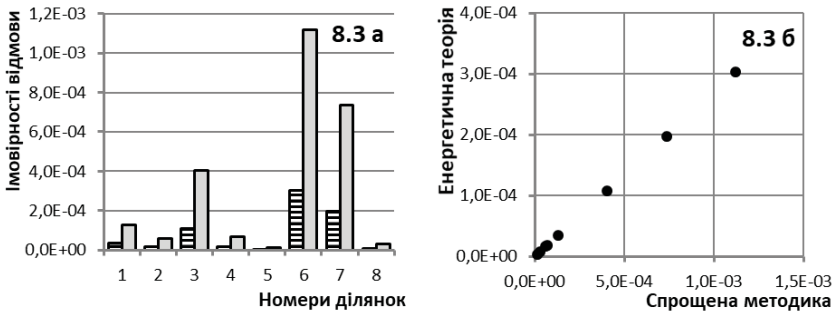


Рис. 8.3. Співвідношення узагальнених імовірностей відмови окремих секцій, обчислених за різними методиками

На рис. 8.3, б вздовж осі абсцис відкладені імовірності відмови, обчислені за спрощеною методикою, а вздовж осі ординат – за енергетичною теорією. Чітка лінійна залежність імовірностей відмови дозволяє використовувати для порівняння рівнів надійності окремих ділянок трубопроводу між собою обидві проаналізовані методики.

8.5. НАДІЙНІСТЬ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН НАФТОПРОВОДУ ЯК СИСТЕМИ ТРУБ З КОРОЗІЙНИМИ ПОШКОДЖЕННЯМИ

Ділянка лінійної частини трубопроводу представляє собою систему, складену з окремих елементів – секцій труб, відмови яких є взаємно залежними. Розглянемо випадкові параметри, які враховуються при оцінюванні імовірності відмови секцій, та їх

взаємний зв'язок. Механічні характеристики матеріалу труб можна вважати взаємно незалежними випадковими величинами, зміни яких обумовлені природною мінливістю властивостей сталі. Максимальні в межах кожної секції значення розмірів корозійних пошкоджень також можна вважати взаємно незалежними випадковими величинами. Взаємна залежність відмов секцій трубопроводу обумовлюється тим, що усі вони працюють під одним і тим же навантаженням, викликаним внутрішнім тиском продукту, що транспортується. Перепад експлуатаційної температури, обумовлений сезонними змінами температури ґрунту, також практично однаковий для усіх секцій в межах однієї ділянки нафтопроводу довжиною в декілька кілометрів.

Зміни розглянутих параметрів по довжині трубопроводу можна вважати стаціонарними випадковими функціями. Їх частотна структура задається кореляційними функціями, які мають ступінчастий вигляд:

для характеристики міцності

$$K_R(\tau) = \hat{R}^2 \text{ при } \tau=0; \quad K_R(\tau) = 0 \text{ при } \tau>0;$$

для глибини корозії

$$K_h(\tau) = \hat{h}^2 \text{ при } \tau=0; \quad K_h(\tau) = 0 \text{ при } \tau>0;$$

для довжини корозійних пошкоджень

$$K_L(\tau) = S_L^2 \text{ при } \tau=0; \quad K_L(\tau) = 0 \text{ при } \tau>0;$$

для внутрішнього тиску в трубопроводі

$$K_p(\tau) = \hat{p}^2 \text{ при } \tau \geq 0;$$

для перепаду температур трубопроводу

$$K_\Delta(\tau) = \hat{\Delta}_t^2 \text{ при } \tau \geq 0.$$

Згідно з правилами перетворень випадкових функцій [6, 22], кореляційна функція суми випадкових функцій дорівнює сумі їх кореляційних функцій. Поширюючи це правило на перетворення типу (8.6), засноване на спрощеній методиці оцінювання надійності стінки труби, з урахуванням похідних (8.8) можна

отримати кореляційну функцію резерву міцності, як випадкової функції вздовж труби, у вигляді:

$$K_Y(\tau) = \hat{Y}^2 \quad \text{при } \tau=0;$$

$$K_Y(\tau) = \hat{p}^2 \left[\frac{D_{6H}}{2(\delta_0 - \bar{h})} \right]^2 \quad \text{при } \tau>0. \quad (8.17)$$

Нормована кореляційна функція, отримана шляхом ділення (8.16) на дисперсію резерву міцності \hat{Y}^2 , має вигляд:

$$R_Y(\tau) = 1 \quad \text{при } \tau=0;$$

$$\rho = R_Y(\tau) = \frac{\hat{p}^2}{\hat{Y}^2} \left[\frac{D_{6H}}{2(\delta_0 - \bar{h})} \right]^2 \quad \text{при } \tau>0. \quad (8.18)$$

Позначення в (8.17) і (8.18) відповідають формулам (8.6)...(8.9), а величини \hat{p} і \hat{Y} обчислюються за (8.8) і (8.9) з підстановкою математичних сподівань випадкових аргументів.

Друга формула (8.18) є узагальненим коефіцієнтом кореляції випадкової величини резерву міцності для суміжних секцій обраної ділянки трубопроводу.

При використанні енергетичної теорії міцності резерв міцності стінки труби виражається формулою (8.13), а частинні похідні по параметрах – формулами (8.15). Тоді по аналогії з (8.17) кореляційна функція резерву міцності визначається за формулою

$$K_Y(\tau) = \hat{Y}^2 \quad \text{при } \tau=0;$$

$$K_Y(\tau) = \left(\hat{p} \frac{\partial Y}{\partial p} \right)^2 + \left(\hat{\Delta}_t \frac{\partial Y}{\partial \Delta t} \right)^2 \quad \text{при } \tau>0, \quad (8.19)$$

у якій стандарти внутрішнього тиску в трубопроводі та приросту температури визначаються з *табл. 7.1*, а похідні резерву міцності по цих параметрах – за формулами (8.15).

Розділивши (8.19) на дисперсію резерву міцності (8.16), отримуємо узагальнений коефіцієнт кореляції, аналогічний (8.18)

$$\rho = K_Y(\tau) / \hat{Y}^2. \quad (8.20)$$

Обчислене за (8.18) або (8.20) значення $R_Y(\tau)$ при $\tau > 0$ є узагальненим коефіцієнтом кореляції відмов окремих секцій $\rho = R_Y(0)$ на обраній ділянці трубопроводу, визначеним на основі передумов спрощеної методики розрахунку чи енергетичної теорії міцності. Цей коефіцієнт кореляції дозволяє обчислювати імовірність безвідмовної роботи ділянки трубопроводу, яка складається з N секцій (елементів), як системи з залежними відмовами згідно з пропозицією [17] за формулою

$$P_{\text{д}} = \rho P_{\text{min}} + (1 - \rho) \times \prod_{i=1}^N P_i, \quad (8.21)$$

де P_i – імовірність безвідмовної роботи i -тої секції;

P_{min} – мінімальна з усіх секцій імовірність безвідмовної роботи.

При $\rho = 0$ (некорельовані відмови) імовірність безвідмовної роботи ділянки за (8.21) дорівнює добуткові імовірностей безвідмовної роботи усіх секцій, що відповідає системі з послідовним з'єднанням незалежних елементів. При $\rho = 1$ (повністю залежні відмови) імовірність безвідмовної роботи ділянки за (8.21) визначається імовірністю безвідмовної роботи найслабкішої секції. Ці значення дають нижню та верхню межі оцінки рівня надійності ділянки трубопроводу. У реальному випадку $0 < \rho < 1$ імовірність безвідмовної роботи ділянки за (8.21) прийматиме проміжні значення, що відповідають частково залежним відмовам окремих секцій.

За викладеною методикою обчислені імовірності безвідмовної роботи та імовірності відмови восьми ділянок нафтопроводу, які аналізувалися в розділі 7. Максимальні в межах кожної секції значення глибини корозії, а також статистичні характеристики глибини корозії для кожної з восьми ділянок нафтопроводу встановлені за результатами статистичної обробки та наведені в розділі 7. Статистичні характеристики межі міцності сталі та внутрішнього тиску в нафтопроводі, а також інші розрахункові параметри прийняті за *табл. 8.1*.

Імовірність безвідмовної роботи кожної секції P_i обчислена з урахуванням фактичних детермінованих значень початкової товщини труби та глибини корозії для цієї секції. Складові формул (8.18) і (8.20) визначені з урахуванням параметрів, узагальнених по обраній ділянці нафтопроводу.

Узагальнений коефіцієнт кореляції відмов окремих секцій для кожної з восьми ділянок нафтопроводу обчислений за (8.18) при використанні спрощеної методики розрахунку та за (8.20) при використанні енергетичної теорії міцності.

Результати визначення показників надійності на основі **спрощеної методики розрахунку** наведені в *табл. 8.9*, де для кожної з восьми ділянок нафтопроводу вказані:

N – кількість секцій на ділянці;

δ_0 – середнє по ділянці початкове значення товщини стінки;

P_C – узагальнена імовірність безвідмовної роботи окремої секції за *табл. 8.6*;

ρ – узагальнений коефіцієнт кореляції за (8.18);

P_3 – найменше значення імовірності безвідмовної роботи секції трубопроводу в межах обраної ділянки;

P_H – імовірність безвідмовної роботи ділянки з незалежними відмовами секцій (добуток імовірностей безвідмовної роботи усіх N секцій):

P_D – результуюча імовірність безвідмовної роботи ділянки за формулою (8.21);

$Q_D = 1 - P_D$ – імовірність відмови ділянки трубопроводу.

За даними *табл. 8.9* збудована діаграма на *рис. 8.4*, де для кожної з восьми ділянок нафтопроводу відображені обчислені значення оцінок показника надійності. Величина P_3 відповідає повністю залежним відмовам секцій і дає верхню межу показника надійності, рівну надійності найслабкішого елемента. Величина P_H відповідає незалежним відмовам секцій і дає оцінку знизу, як для системи з послідовним з'єднанням елементів. Реальна оцінка імовірності безвідмовної роботи ділянки нафтопроводу P_D

обчислена за (8.21) з урахуванням корельованості відмов окремих секцій на ділянці.

Таблиця 8.9

Показники надійності ділянок нафтопроводу,
обчислені за спрощеною методикою розрахунку

Ділянка	N	δ_0	P_c	ρ	P_z	P_H	P_D	Q_D
1	83	9,00	0,99987	0,137	0,9908	0,9822	0,9833	0,0167
2	139	9,04	0,99994	0,133	0,9989	0,9944	0,9950	0,0050
3	74	9,00	0,99960	0,138	0,9444	0,9301	0,9321	0,0679
4	94	9,03	0,99993	0,137	0,9981	0,9907	0,9917	0,0083
5	43	11,02	0,99999	0,093	0,9958	0,9957	0,9957	0,0043
6	30	9,00	0,99887	0,134	0,9908	0,9557	0,9604	0,0396
7	54	9,09	0,99926	0,123	0,9738	0,9580	0,9600	0,0400
8	34	10,09	0,99997	0,119	0,9946	0,9831	0,9845	0,0155

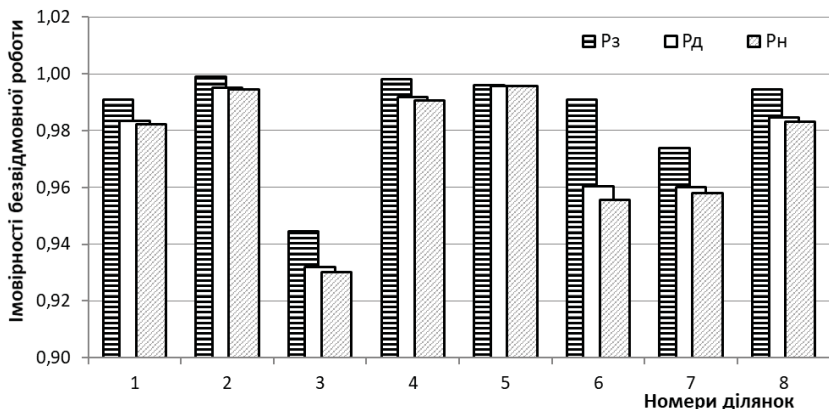


Рис. 8.4. Показники надійності ділянок нафтопроводу,
обчислені за спрощеною методикою розрахунку

З табл. 8.9 і рис. 8.4 видно, що для всіх ділянок нафтопроводу $P_H < P_D < P_z$. Імовірність безвідмовної роботи ділянки P_D , обчислена за формулою (8.21), чисельно ближча до її нижньої межі P_H , обчисленої за передумовою незалежності відмов окремих секцій. Причиною цього є невеликі значення узагальнених

коефіцієнтів кореляції $0,09 < \rho < 0,14$, які вказують на практичну незалежність (слабкий зв'язок) відмов окремих секцій.

Порівняння імовірностей безвідмовної роботи ділянок нафтопроводу P_D з імовірностями безвідмовної роботи окремих секцій P_C вказує на значні відмінності. Значення імовірностей безвідмовної роботи окремих секцій на різних ділянках змінюються в межах від 0,99887 до 0,99999, що відповідає імовірностям відмови в межах від 0,0011 до 0,00001. Імовірності безвідмовної роботи ділянок нафтопроводу змінюються від 0,932 до 0,996, тобто імовірності їх відмови знаходяться в межах 0,068...0,004. Отже, при переході від окремих секцій до цілих ділянок імовірності відмови зростають у 30...500 разів.

Хоча імовірність безвідмовної роботи ділянки P_D повинна залежати від рівня надійності окремих секцій P_C та їх кількості N на ділянці, збудовані за даними *табл. 8.9* діаграми з *рис. 8.5* вказують на відсутність виражених залежностей цих величин.

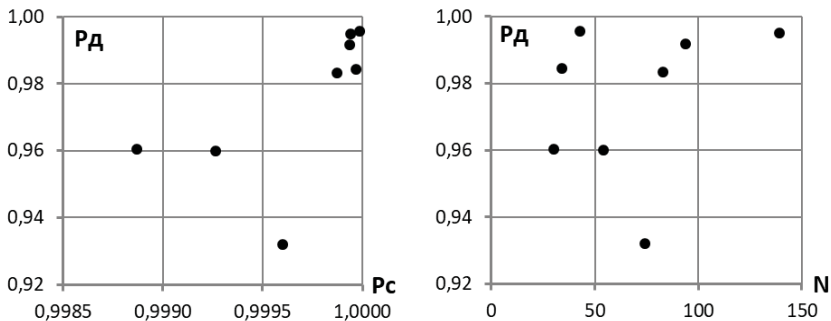


Рис. 8.5. Залежності імовірності безвідмовної роботи ділянок нафтопроводу P_D від імовірності безвідмовної роботи P_C і кількості секцій N у складі ділянки

Результати розрахунку надійності ділянок нафтопроводу на базі **енергетичної теорії міцності** наведені в *табл. 8.10* та на *рис. 8.6*. Для кожної з ділянок вказані значення імовірностей безвідмовної роботи P_3 при повністю залежних відмовах секцій,

P_H при незалежних відмовах секцій та P_D , за (8.21) з урахуванням реальної корельованості відмов окремих секцій на ділянці.

Таблиця 8.10

Показники надійності ділянок нафтопроводу,
обчислені за енергетичною теорією міцності

Ділянка	N	δ_0	P_c	ρ	P_z	P_H	P_D	Q_d
1	83	9,00	0,999966	0,114	0,9974	0,9950	0,9953	0,0047
2	139	9,04	0,999983	0,110	0,9997	0,9985	0,9986	0,0014
3	74	9,00	0,999893	0,116	0,9815	0,9775	0,9779	0,0221
4	94	9,03	0,999982	0,113	0,9995	0,9975	0,9977	0,0023
5	43	11,02	0,999996	0,077	0,9989	0,9988	0,9988	0,0012
6	30	9,00	0,999693	0,114	0,9974	0,9875	0,9887	0,0113
7	54	9,09	0,999801	0,105	0,9920	0,9876	0,9880	0,0120
8	34	10,09	0,999991	0,098	0,9985	0,9954	0,9957	0,0043

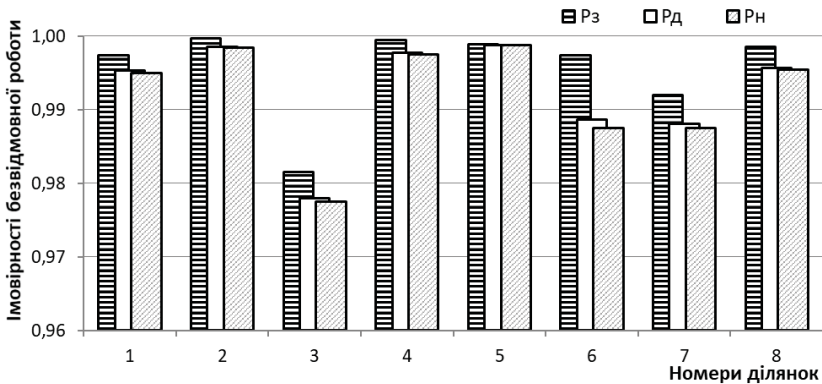


Рис. 8.6. Показники надійності ділянок нафтопроводу,
обчислені за енергетичною теорією міцності

З табл. 8.10 та збудованого за її даними рис. 8.6 видно, що отримані результати якісно не відрізняються від результатів попереднього розрахунку. Так само витримується співвідношення $P_H < P_D < P_{min}$, а результуюча імовірність безвідмовної роботи P_D

ближча до її нижньої межі P_H , обчисленої за умови незалежності відмов окремих секцій. Залежності імовірності безвідмовної роботи ділянок нафтопроводу від імовірностей безвідмовної роботи секцій та від їх кількості в складі ділянки також відсутні. Основна відмінність полягає у вищому загальному рівні та дещо меншому розкиді імовірностей безвідмовної роботи ділянок нафтопроводу порівняно з результатами розрахунку за спрощеною методикою оцінювання напруженого стану труби.

Порівняння показників надійності, отриманих на базі двох проаналізованих методик оцінювання напруженого стану труб, виконане в *табл. 8.11* і на *рис. 8.7* за даними *табл. 8.9* і *8.10*. Енергетична теорія міцності дає приблизно у 3,5 рази менші імовірності відмови, ніж спрощена методика розрахунку. В обох випадках найменшу імовірність відмови має ділянка № 5, а найбільшу – ділянка № 3. З *рис. 8.7* видно, що імовірності відмови, обчислені за спрощеною методикою та за енергетичною теорією, лінійно залежать одна від одної.

Таблиця 8.11

Порівняння імовірностей відмови ділянок нафтопроводу

<i>Номер ділянки</i>	<i>Імовірності відмови ділянок, обчислені за методиками</i>		<i>Відношення імовірностей відмови</i>
	<i>спрощеною</i>	<i>енергетичною</i>	
<i>1</i>	<i>0,0167</i>	<i>0,0047</i>	<i>3,5</i>
<i>2</i>	<i>0,0050</i>	<i>0,0014</i>	<i>3,6</i>
<i>3</i>	<i>0,0679</i>	<i>0,0221</i>	<i>3,1</i>
<i>4</i>	<i>0,0083</i>	<i>0,0023</i>	<i>3,6</i>
<i>5</i>	<i>0,0043</i>	<i>0,0012</i>	<i>3,7</i>
<i>6</i>	<i>0,0396</i>	<i>0,0113</i>	<i>3,5</i>
<i>7</i>	<i>0,0400</i>	<i>0,0120</i>	<i>3,3</i>
<i>8</i>	<i>0,0155</i>	<i>0,0043</i>	<i>3,6</i>

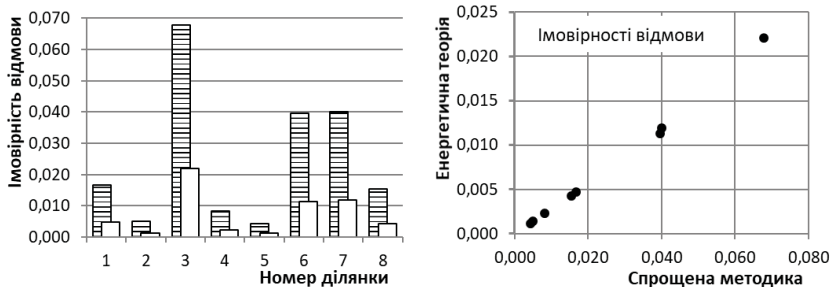


Рис. 8.7. Порівняння імовірностей відмови ділянок трубопроводу, визначених за двома методиками

Порівняння *табл. 8.9* і *8.10* вказує на зменшення ступеню залежності відмов при використанні енергетичної теорії. Якщо при використанні спрощеної методики розрахунку наведені в *табл. 8.9* узагальнені коефіцієнти кореляції змінюються від 0,093 до 0,138, то енергетична теорія міцності дає узагальнені коефіцієнти кореляції в межах від 0,077 до 0,116, що видно з *табл. 8.10*. Ці зміни обумовлені зменшенням частинних похідних резерву міцності по тиску при використанні енергетичної теорії міцності.

Порівняння з нормативними вимогами виконане для показників надійності ділянок нафтопроводу, отриманих на базі більш точної енергетичної теорії міцності. За даними *табл. 8.10* оцінки імовірності безвідмовної роботи проаналізованих ділянок нафтопроводу коливаються в межах від 0,0012 до 0,0221.

Державні будівельні норми [12] відносять магістральні трубопроводи до споруд класу відповідальності СС 2. Оскільки руйнування труби викликає повну непридатність нафтопроводу до експлуатації, його лінійну частину слід вважати конструкцією категорії відповідальності А. Для граничних станів першої групи в стабільній розрахунковій ситуації ДБН [12] рекомендують доцільне значення імовірності відмови 5×10^{-6} , а в аварійній розрахунковій ситуації – 5×10^{-5} . Порівняння отриманих імовірностей відмови ділянок нафтопроводу з рекомендаціями норм вказує на недостатній рівень надійності.

Разом з тим, отримані результати дозволяють визначити параметри трубопроводу, при яких його показники надійності відповідають вимогам норм [12]. Для цього за методикою, що базується на енергетичній теорії міцності, обчислені імовірності безвідмовної роботи та імовірності відмови ділянок трубопроводу при таких вихідних даних:

- початкова товщина стінки труби $\delta_0=9$ мм;
- однакова для усіх секцій детермінована глибина корозії змінюється від 0 до 2 мм;
- довжина ділянки змінюється від 1 до 100 секцій (окремих труб);
- усі інші розрахункові параметри – за *табл. 8.1*.

Результати виконаних розрахунків наведені в *табл. 8.12* та на *рис. 8.8*, де наведена серія кривих, кожна з яких відповідає певній кількості секцій у складі ділянки. Уздовж осі абсцис відкладена глибина корозії, а вздовж осі ординат – імовірність відмови ділянки. Окрім того, пунктирними лініями відмічені імовірності відмови, рекомендовані ДБН [12] для стабільної та аварійної розрахункової ситуації.

Таблиця 8.12

Імовірності відмови ділянок нафтопроводу при різній кількості секцій та глибині корозійних пошкоджень

<i>Глибина корозії, мм</i>	<i>Імовірності відмови ділянок при кількості секцій</i>					
	<i>1</i>	<i>5</i>	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>50</i>	<i>100</i>
<i>0</i>	<i>8,02E-07</i>	<i>3,72E-06</i>	<i>7,37E-06</i>	<i>1,47E-05</i>	<i>3,66E-05</i>	<i>7,31E-05</i>
<i>0,25</i>	<i>1,29E-06</i>	<i>5,99E-06</i>	<i>1,19E-05</i>	<i>2,36E-05</i>	<i>5,88E-05</i>	<i>1,17E-04</i>
<i>0,50</i>	<i>2,13E-06</i>	<i>9,80E-06</i>	<i>1,94E-05</i>	<i>3,86E-05</i>	<i>9,61E-05</i>	<i>1,92E-04</i>
<i>0,75</i>	<i>3,56E-06</i>	<i>1,63E-05</i>	<i>3,23E-05</i>	<i>6,42E-05</i>	<i>1,60E-04</i>	<i>3,19E-04</i>
<i>1,00</i>	<i>6,08E-06</i>	<i>2,77E-05</i>	<i>5,47E-05</i>	<i>1,09E-04</i>	<i>2,71E-04</i>	<i>5,41E-04</i>
<i>1,25</i>	<i>1,06E-05</i>	<i>4,79E-05</i>	<i>9,45E-05</i>	<i>1,88E-04</i>	<i>4,68E-04</i>	<i>9,34E-04</i>
<i>1,50</i>	<i>1,87E-05</i>	<i>8,43E-05</i>	<i>1,66E-04</i>	<i>3,30E-04</i>	<i>8,22E-04</i>	<i>1,64E-03</i>
<i>1,75</i>	<i>3,38E-05</i>	<i>1,51E-04</i>	<i>2,98E-04</i>	<i>5,92E-04</i>	<i>1,47E-03</i>	<i>2,94E-03</i>
<i>2,00</i>	<i>6,23E-05</i>	<i>2,77E-04</i>	<i>5,45E-04</i>	<i>1,08E-03</i>	<i>2,69E-03</i>	<i>5,35E-03</i>

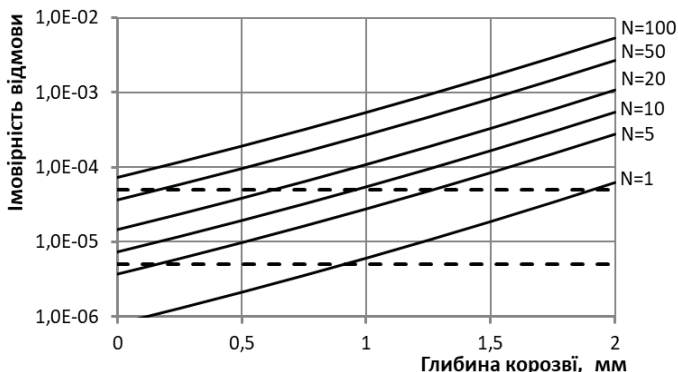


Рис. 8.8. Залежність імовірності відмови від довжини ділянки та глибини корозійних пошкоджень

З рис. 8.8 видно, що навіть при непошкоджених стінках труб рівень надійності, рекомендований нормами [12] для стабільної розрахункової ситуації (імовірність відмови 5×10^{-6}) досягається при довжині ділянки, що не перевищує 7 чи 8 секцій. Рівень надійності, допустимий в аварійній розрахунковій ситуації (імовірність відмови 5×10^{-5}), забезпечується для ділянок з 60...70 непошкоджених труб. За точками перетину кривих на рис. 8.8 з горизонтальними пунктирними лініями, що вказують на рекомендовані імовірності відмови, отримана табл. 8.13 і рис. 8.9. Вони відображають залежності допустимої глибини корозійних пошкоджень від довжини ділянки трубопроводу.

Таблиця 8.13

**Допустима глибина корозії стінок труб
залежно від кількості секцій в ділянці нафтопроводу**

Розрахункова ситуація	Допустима глибина корозії стінки при кількості секцій в ділянці нафтопроводу					
	1	5	10	20	50	100
Стабільна $Q=5 \times 10^{-6}$	0,9	0,2	0	0	0	0
Аварійна $Q=5 \times 10^{-5}$	1,9	1,2	0,9	0,6	0,2	0

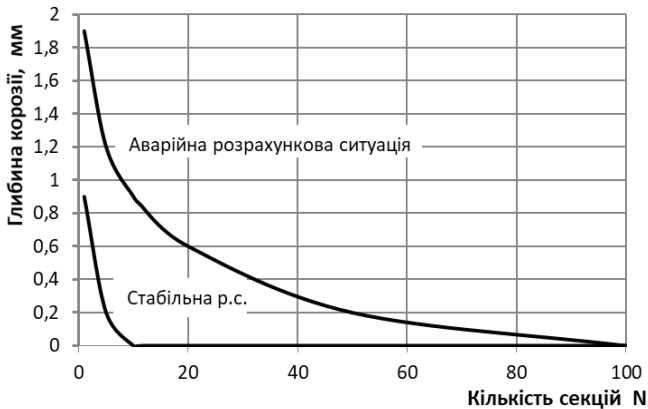


Рис. 8.9. Залежність допустимої глибини корозії стінки труби від кількості секцій в ділянці

З табл. 8.13 і рис. 8.9 видно, що допустимий в аварійній розрахунковій ситуації рівень надійності $Q=5 \times 10^{-5}$ можна забезпечити на ділянках довжиною до 10 секцій при глибині корозії до 0,9 мм, а при 50 секціях у складі ділянки корозійні пошкодження не можуть перевищувати 0,2 мм. У стабільній розрахунковій ситуації при довжині ділянки понад 10 секцій корозія взагалі недопустима.

Отримані результати підтвердили значний вплив корозійних пошкоджень на рівень надійності лінійних частин магістрального нафтопроводу. Істотну роль відіграє також довжина ділянки, що розглядається, хоча вибір ділянки значною мірою можна вважати умовним та суб'єктивним фактором. Розроблену методику та статистичні дані щодо розмірів корозійних пошкоджень труб можна використовувати для аналізу рівня надійності інших ділянок нафтопроводу з урахуванням встановлених вимог до рівня надійності ділянок чи окремих секцій.

8.6. РЕЗЮМЕ

1. Показники надійності елементів магістрального нафтопроводу оцінюються з урахуванням роботи стінок в умовах плоского напруженого стану, викликаного кільцевим та поздовжнім розтягом від дії внутрішнього тиску та змін температури. Напружений стан стінки труби описується енергетичною теорією міцності, або спрощеною методикою, яка враховує лише кільцеві напруження від внутрішнього тиску в трубі.
2. Основні розрахункові параметри для оцінювання надійності елементів лінійної частини нафтопроводу визначаються за його паспортними даними, стандартами на сталь і прокат, результатами кліматологічних спостережень за температурами ґрунту в зоні траси нафтопроводу, а також результатами натурної діагностики корозійних пошкоджень.
3. Значна кількість взаємно пов'язаних випадкових параметрів обумовила необхідність оцінювання показників надійності (імовірності відмови та імовірності безвідмовної роботи) секцій трубопроводу методом лінеаризації функції резерву міцності. Резерв міцності визначався як на основі енергетичної теорії міцності, так і за спрощеною методикою, яка враховує лише кільцеві напруження в трубі. Отримані робочі формули для визначення числових характеристик резерву міцності, які дозволяють оцінювати показники надійності окремих секцій трубопроводу з урахуванням фактичної детермінованої або випадкової величини корозійних пошкоджень.
4. Імовірність безвідмовної роботи ділянок трубопроводу, що складаються з декількох десятків секцій (окремих заводських труб), оцінюється на основі методу узагальненої коваріації А. Кудзіса з урахуванням взаємної залежності відмов окремих секцій, обумовленої єдиними для усієї ділянки трубопроводу значеннями внутрішнього тиску та перепаду температури.

5. Отримані значення імовірностей безвідмовної роботи ділянок трубопроводу лежать між нижньою оцінкою, яка відповідає системі послідовно з'єднаних незалежних елементів (добуток імовірностей безвідмовної роботи), та верхньою оцінкою для системи з повністю залежними відмовами (імовірність безвідмовної роботи найслабкішого елемента).
6. Як для окремих секцій, так і для цілих ділянок нафтопроводу, спрощена методика розрахунку дає дещо завищені значення імовірності відмов порівняно з енергетичною теорією міцності. Порівняння з вимогами ДБН В.1.2-14-2009 для споруд класу відповідальності СС 2 вказує на недостатню надійність розглянутих ділянок трубопроводу з реальними значеннями корозійних пошкоджень.
7. Допустима з точки зору вимог до надійності в стабільній та в аварійній розрахунковій ситуації глибина корозійних пошкоджень залежить від довжини ділянки, що розглядається, і для проаналізованого нафтопроводу зазвичай не перевищує 10% початкової товщини труби.

Розділ 9

РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ З ВИКОНАННЯ РЕМОНТУ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

*Все, що може зіпсуватися – псується.
Все, що не може зіпсуватися – теж псується.*

Закон Чізхолма

Немає речі, яку не можна було б поліпшити.

Аксіома Форда

9.1. ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ ПЛАНУВАННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ

Завдання ремонту лінійної частини нафтопроводу полягає в забезпеченні достатнього рівня надійності при мінімальних витратах на ремонт. Ремонт нафтопроводу зазвичай проводиться шляхом заварювання поодиноких корозійних пошкоджень або заміни однієї чи декількох сильно пошкоджених секцій, кожна з яких представляє собою заводську трубу довжиною близько 11,5 м. Нижче викладені методики вибору оптимальної схеми ремонту, які забезпечують достатній рівень надійності лінійної частини нафтопроводу при мінімальних обсягах ремонтних робіт.

Найбільш коректним підходом до оптимізації обсягів та вибору місць ремонту є вибір оптимального рівня надійності ділянки нафтопроводу згідно з відомим з теорії надійності [15, 21] підходом. Критерієм оптимального вибору схеми ремонтних робіт є мінімум суми витрат на ремонт та збитків від імовірної відмови обраної ділянки нафтопроводу:

$$B_p + Q \times B_A \rightarrow \min, \quad (9.1)$$

де Q – імовірність відмови ділянки;

B_p – вартість ремонту ділянки за обраним варіантом;

B_A – збитки від аварії внаслідок прориву нафтопроводу.

Вартість ремонту B_p визначається згідно з вимогами чинних норм щодо правил визначення вартості будівництва, включаючи вартість підготовчих і основних робіт. До підготовчих робіт входять: відведення земельних ділянок, відшкодування збитків користувачам, перебазування техніки мехколон до місця ремонту тощо. Вартість основного ремонту включає в себе земляні роботи (відкриття труби й зворотна засипка), монтажні та демонтажні роботи, розрізання та зварювання стиків труби, вартість самої труби, ізоляційні роботи, технічну й біологічну рекультивацію.

Орієнтовні кошторисні розрахунки та аналіз витрат на реальні ремонти показують, що витрати на перебазування до нової ремонтної захватки та виконання необхідних підготовчих робіт можуть наближатися до вартості основних ремонтних робіт. Окрім того, для заміни однієї труби необхідно виконати земляні та ізоляційні роботи на відрізьку трубопроводу, більшому за довжину однієї секції. Тому може бути вигідною заміна більшої кількості секцій, але на меншій кількості ремонтних ділянок.

Змінюючи варіанти проведення ремонту (заміна найбільш пошкодженої секції, долучення наступних секцій та їх об'єднання в одну суцільну ділянку для заміни тощо), можна мінімізувати функціонал (9.1) і таким чином визначити оптимальні обсяги ремонтних робіт. Головним недоліком такого підходу є складність чи навіть практична неможливість обчислення збитків від імовірної аварії, обумовлена труднощами вираження усіх наслідків аварії в грошовому еквіваленті та недоступністю частини необхідної для цього інформації.

Альтернативний підхід полягає у встановленні мінімально допустимого рівня надійності та доведенні показника надійності ділянки магістрального нафтопроводу до цього рівня шляхом проведення ремонтних робіт. При цьому також реалізується задача оптимізації ремонтних робіт за критерієм їх загальної вартості, оскільки заміна однієї суцільної ділянки може бути вигіднішою від заміни меншої кількості секцій в різних місцях нафтопроводу.

Мінімально допустимий рівень надійності обраної ділянки нафтопроводу можна визначити одним з таких способів:

- за досвідом експлуатації магістральних нафтопроводів, як найнижчий рівень, при якому не було аварій;
- виходячи з вказівок [25, 27], згідно з якими підлягає заміні труба, пошкоджена більше ніж на 10% товщини стінки, тобто мінімально допустиме значення імовірності безвідмовної роботи ділянки визначається при 10% пошкодженні труб;
- за рекомендаціями ДБН [12] щодо співвідношення доцільної імовірності відмови в стабільній і в перехідній розрахунковій ситуації, яке встановлене рівним 1:10.

Порівняння другого і третього критеріїв за даними розділу 8 вказує на їх близькість. Результати розрахунків показують, що при рівномірних по довжині трубопроводу корозійних пошкодженнях зростання імовірності відмови на один порядок (у 10 разів) спостерігається при глибині корозії близько 12,5% від початкової товщини стінки труби. Виходячи з цього, мінімально допустимий рівень надійності ділянки нафтопроводу визначається за імовірністю відмови у 10 разів більшою, ніж імовірність відмови тієї самої ділянки без корозійних пошкоджень.

Планування обсягів і схеми ремонтних робіт за критерієм досягнення необхідного відношення імовірностей відмови пошкодженої та непошкодженої ділянки має істотні переваги перед прямим урахуванням мінімально допустимого рівня надійності, встановленого іншим чином. По перше, такий підхід компенсує вплив довжини ділянки на її показники надійності, які обчислюються для однієї й тієї ж ділянки у проектному та в пошкодженому стані. По друге, на результати мало впливатимуть методичні похибки обраної методики оцінювання надійності, оскільки визначальним показником необхідності ремонту замість абсолютного значення імовірності відмови стає відношення двох імовірностей, яке мало залежить від методики розрахунку.

9.2. МЕТОДИКА ПЛАНУВАННЯ РЕМОНТІВ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ НАФТОПРОВОДУ ЗА КРИТЕРІЄМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДОСТАТНЬОГО РІВНЯ НАДІЙНОСТІ

Виходячи з викладених міркувань, розроблена й реалізована в середовищі табличного процесора Microsoft Excel процедура вибору оптимальних обсягів ремонтних робіт, яка полягає у виконанні наступних операцій:

1. До розрахункового бланка у вигляді робочого аркуша Excel заносяться загальні дані про ділянку трубопроводу, необхідні для аналізу надійності за методикою розділу 8, а саме: діаметр труби, розрахункові значення й статистичні характеристики межі міцності сталі, внутрішнього тиску в трубопроводі, сезонного перепаду температури.
2. У рядки розрахункового бланка заносяться параметри кожної з секцій обраної для аналізу ділянки: порядковий номер у межах ділянки, товщина стінки, максимальна в межах секції глибина наявних корозійних пошкоджень.
3. За методикою, викладеною в розділі 8, в розрахунковому бланку обчислюється імовірність відмови обраної ділянки нафтопроводу при нульових значеннях глибини корозії усіх секцій Q_0 , після чого встановлюється допустима імовірність відмови $Q_{MAX}=10 \times Q_0$ чи за іншим подібним співвідношенням.
4. За методикою розділу 8 визначається імовірність відмови ділянки нафтопроводу Q при детермінованих значеннях глибини корозії, найбільших у межах кожної секції.
5. Поетапно відмічаються секції, які доцільно замінити при ремонті (шляхом встановлення нульової глибини корозійних пошкоджень цих секцій) та аналізується імовірність відмови ділянки Q , отримана в результаті заміни вибраних секцій.
6. Процес відбору секцій трубопроводу, які підлягають заміні, завершується, коли фактична імовірність відмови Q стане меншою за гранично допустиме значення Q_{MAX} .

При виборі секцій трубопроводу, які підлягатимуть заміні, слід керуватися такими принципами:

- розпочинати відбір з найбільш пошкоджених секцій;
- обов'язково включати в план ремонту всі секції, імовірність відмови яких перевищує максимально допустиму імовірність відмови відремонтованої ділянки;
- по можливості мінімізувати кількість секцій, що підлягають заміні, а також кількість відрізків ремонту (неперервної сукупності секцій, що підлягають заміні);
- об'єднувати сусідні пошкоджені секції з метою мінімізації кількості відрізків ремонту, навіть за рахунок заміни слабо пошкоджених та непошкоджених секцій.

Остаточне рішення щодо плану ремонту слід приймати на підставі порівняння вартості ремонту за декількома можливими варіантами, які відрізняються кількістю секцій, що підлягають заміні, та кількістю відрізків ремонту. При цьому слід урахувати, що може бути вигідною заміна більшої кількості секцій при меншій кількості відрізків ремонту, або навпаки – зменшення загальної кількості заміненних секцій за рахунок виділення більшого числа ремонтних відрізків.

Реалізація описаної процедури проілюстрована прикладом розроблення плану ремонтних робіт на ділянці № 1 розглянутого в розділі 7 магістрального нафтопроводу. Ділянка складається з 83 секцій і має довжину 950 м. Імовірність відмови ділянки з непошкодженими трубами, обчислена за методикою розділу 8, дорівнює $Q_0=6,1 \times 10^{-5}$. Згідно з викладеним вище принципом, максимально допустима імовірність відмови ділянки встановлена рівною $Q_{MAX}=10 \times Q_0=6,1 \times 10^{-4}$. При проаналізованих у розділі 7 наявних корозійних пошкодженнях труб фактична імовірність відмови ділянки, вказана в *табл. 8.10*, дорівнює $Q_d=4,7 \times 10^{-3}$, тобто перевищує максимально допустиму. Отже, обрана ділянка нафтопроводу потребує ремонту.

Найбільш ураженими є секції № 31 та № 61, які мають корозійні пошкодження глибиною 3,2 мм і 3,4 мм та імовірності відмови 0,0015 і 0,0026. Оскільки імовірності відмови кожної з цих секцій перевищують встановлене вище максимально допустиме значення для усїєї ділянки $Q_{MAX}=0,00061$, їх заміна є безумовно необхідною. Наступними за глибиною корозійних пошкоджень у 2,3 мм є секції № 2 і № 57, імовірність відмови кожної з яких дорівнює $0,00013 < Q_{MAX}=0,00061$. Заміна цих секцій можлива і бажана, але не обов'язкова. Мінімально необхідний рівень надійності ділянки можна забезпечити шляхом заміни інших, менш пошкоджених секцій, якщо це дозволить зменшити кількість відрізків ремонту.

Процеси поетапного розроблення чотирьох різних варіантів схем ремонту ділянки № 1 відображені в *табл. 9.1*, кожний рядок якої містить: номер етапу розроблення схеми ремонту, перелік номерів секцій, що підлягають заміні на цьому етапі, кількість ремонтних відрізків та заміненних секцій, а також досягнути в результаті заміни обраних секцій імовірність відмови ділянки.

На кожному етапі розроблення схеми ремонту добавляються нові секції, які слід замінити, та оцінюється імовірність відмови ділянки трубопроводу, досягнута внаслідок виконаних замін. Для обчислення імовірності відмови ділянки після заміни обраних секцій достатньо встановити нульові значення глибини корозії для цих секцій, після цього автоматично виконується розрахунок імовірностей відмови усіх секцій та ділянки нафтопроводу в цілому. Розроблення схеми ремонту завершується, коли імовірність відмови ділянки із заміненними секціями стає меншою за гранично допустиме значення $Q_{MAX}=0,00061$.

Остаточні результати розроблення можливих варіантів ремонту проілюстровані схемами з *рис. 9.1*. На наведених схемах уздовж осі абсцис відкладені порядкові номери секцій (окремих заводських труб), а вздовж осі ординат – найбільші значення глибини корозійних пошкоджень в межах кожної з секцій.

Пошкодження, які залишилися після ремонту (відповідні труби при ремонті не замінені), зображені темними прямокутниками. Пошкодження, ліквідовані в результаті ремонту шляхом заміни труб, зображені світлими прямокутниками. Їх висота вказує на глибину пошкодження до ремонту, а світлий колір – на відсутність пошкоджень після ремонту. Відсутність обох прямокутників для секції означає відсутність корозійних пошкоджень цієї труби, тобто нульову глибину корозії при обстеженні перед ремонтом.

Таблиця 9.1

Розроблення схем ремонту ділянки № 1 магістрального нафтопроводу

<i>Етап вибору</i>	<i>Секції, що підлягають заміні</i>	<i>Відрізків ремонту</i>	<i>Замінених секцій</i>	<i>Імовірність відмови</i>
	<i>Варіант 1</i>			
1	31, 61	2	2	0,00082
2	2, 31, 61	3	3	0,00071
3	2, 31, 57, 61	4	4	0,00058
	<i>Варіант 2</i>			
1	31, 61	2	2	0,00082
2	1–2, 31, 61	3	4	0,00066
3	1–3, 31, 61	3	5	0,00063
4	1–3, 31, 61–63	3	7	0,00060
	<i>Варіант 3</i>			
1	31, 61	2	2	0,00082
2	31, 57–61	2	6	0,00066
3	31, 55–61	2	8	0,00063
4	31, 55–63	2	10	0,00060
	<i>Варіант 4</i>			
1	31, 55–63	2	10	0,00060
2	31, 46–63	2	19	0,00049
3	1–3, 31, 46–63	3	22	0,00029

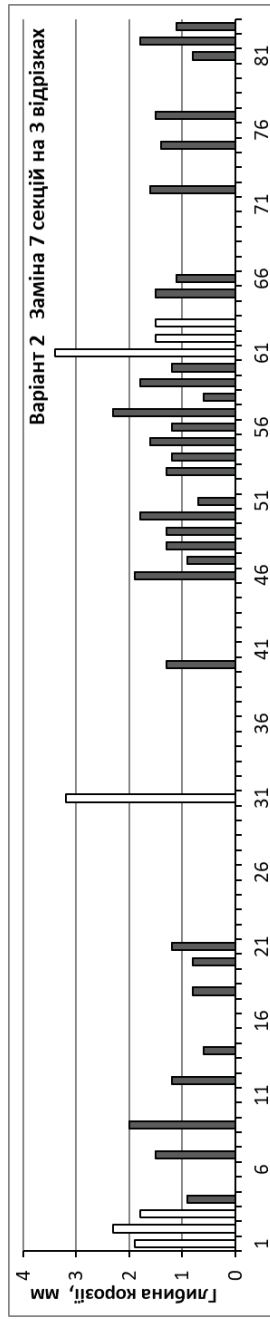
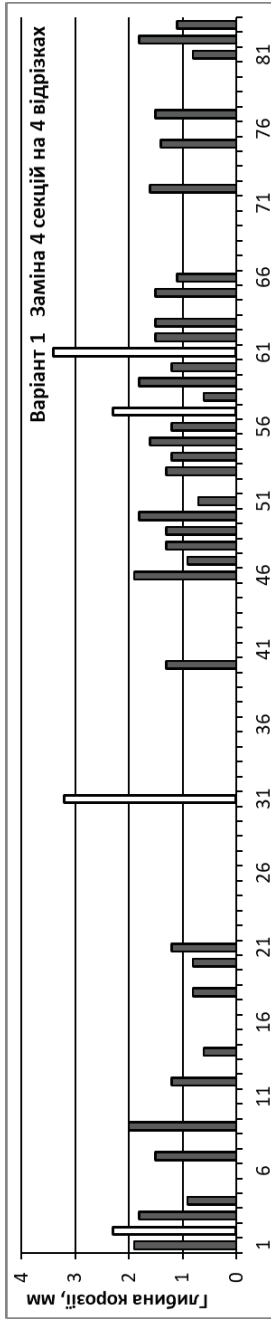


Рис. 9.1, а. Схеми ремонту ділянки № 1 (варіанти 1 і 2)

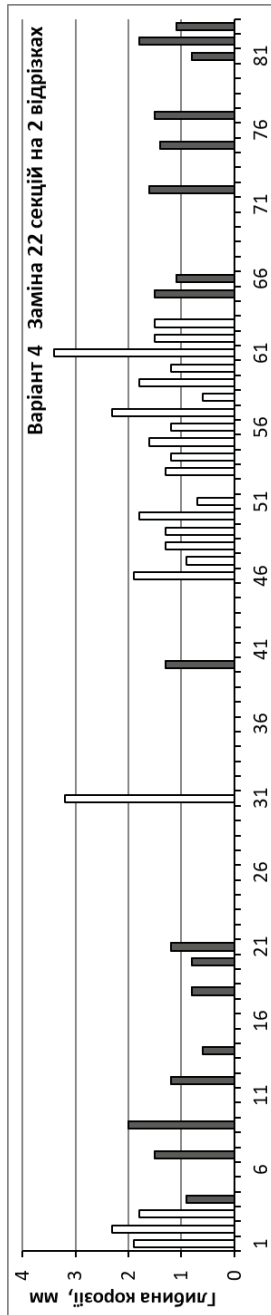
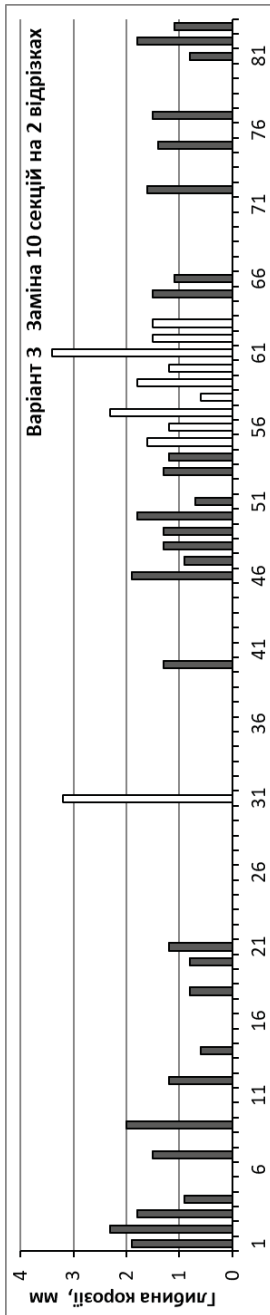


Рис. 9.1, б. Схеми ремонту ділянки № 1 (варіанти 3 і 4)

В *табл. 9.1* і на *рис. 9.1, а* та *9.1, б* відображені чотири можливі варіанти схем ремонтних робіт, які відрізняються кількістю заміненних секцій та кількістю ремонтних відрізків. Перший варіант ремонту розроблений з умови мінімізації кількості заміненних секцій (окремих труб) і тому заснований на послідовній заміні найбільш пошкоджених секцій. Необхідний рівень надійності $Q_D = 0,00058 < Q_{MAX} = 0,00061$ досягнуто за рахунок заміни лише чотирьох секцій № 2, 31, 57 і 61, але усі вони розміщені в різних місцях нафтопроводу й утворюють чотири ремонтні відрізки.

Два подальші варіанти ремонтних робіт розроблені з метою зменшення кількості відрізків ремонту, що неухильно приводить до зростання кількості секцій, які необхідно замінити. З *табл. 9.1* видно, що в другому варіанті ремонту необхідно замінити 7 секцій, об'єднаних у три відрізки. Третій варіант дозволяє обійтися лише двома ремонтними відрізками, але кількість труб, що підлягають заміні, зростає до десяти.

Додаткові розрахунки показали, що для забезпечення достатньої надійності ділянки шляхом виконання ремонту на одному відрізку він повинен включати 31 секцію (від 31 до 61-ої включно), у тому числі 14 непошкоджених секцій. Цей варіант явно нераціональний, оскільки обсяг ремонтних робіт сягає 37% загальної довжини ділянки.

Четвертий варіант виконання ремонтних робіт, наведений в *табл. 9.1*, відповідає більш жорстким вимогам до рівня надійності відремонтованого трубопроводу, а саме допустимій імовірності відмови $Q_{MAX} = 5 \times Q_0 = 3,03 \times 10^{-4}$. Відштовхуючись від варіанту 3, отримуємо раціональне рішення у вигляді заміни 22 секцій на трьох ремонтних відрізках, що дає імовірність відмови $Q_D = 2,85 \times 10^{-4} < 3,03 \times 10^{-4}$. Отже, підвищення вимог до рівня надійності відремонтованого нафтопроводу обумовлює істотне зростання необхідного обсягу ремонтних робіт.

9.3. ПРИКЛАДИ ПЛАНУВАННЯ РЕМОНТУ ДІЛЯНОК НАФТОПРОВОДУ

За описаною вище методикою розроблені можливі схеми ремонтних робіт для усіх восьми ділянок лінійної частини нафтопроводу, які розглядалися в попередніх розділах. В *табл. 9.2* наведені кінцеві результати вибору двох-трьох можливих варіантів ремонту кожної ділянки, які відрізняються кількістю ремонтних відрізків та кількістю секцій труб, що підлягають заміні. Кожен з рядків таблиці, що відповідає певному варіанту ремонту, містить:

- номер ділянки та загальну кількість секцій на ділянці;
- позначення (номер) варіанта ремонту;
- перелік секцій, що підлягають заміні;
- кількість відрізків ремонту та кількість заміненних секцій;
- імовірність відмови пошкодженої ділянки до ремонту;
- максимально допустиму імовірність відмови ділянки;
- досягнуту в результаті ремонту імовірність відмови.

Згідно з викладеними вище рекомендаціями, допустима імовірність відмови прийнята у 10 разів більшою за початкову імовірність відмови непошкодженої ділянки. Імовірність відмови ділянки до ремонту обчислена з урахуванням наявних корозійних пошкоджень кожної секції, а після ремонту – з урахуванням відсутності корозійних пошкоджень (нульової глибини корозії) заміненних секцій нафтопроводу.

Наведені в *табл. 9.2* результати планування ремонтних робіт проілюстровані *рис. 9.2...9.8*. Як і на діаграмах з *рис. 9.1*, на них відображена глибина корозійних пошкоджень кожної секції на момент обстеження та після ремонту. Темні прямокутники відображають максимальну глибину корозії в межах секцій, які не підлягають заміні. Світлі прямокутники вказують на початкову глибину корозії секцій, які слід замінити в процесі ремонту.

Таблиця 9.2

Схеми ремонту ділянок магістрального нафтопроводу

Ділянка	Кількість секцій	Варіант ремонту	Секції, що підлягають заміні	Кількість замін		Імовірність відмови $Q \times 10^4$		
				відрізків	секцій	до ремонту	допустима	після ремонту
1	83	1	2, 31, 57, 61	4	4	47	6,1	5,8
		2	1–3, 31, 61–63	3	7			6,1
		3	31, 55–63	2	10			6,0
2	139	1	57–73	1	17	14	9,5	9,1
		2	61–65, 72–76	2	10			9,5
		3	1, 6, 61–62	3	4			9,4
3	74	1	37–46, 53–54, 65–70	3	18	221	5,4	4,9
		2	15–16, 37–46, 53–54, 65	4	15			4,9
		3	15–16, 37–39, 42, 45–46, 53–54, 65	6	11			4,8
4	94	1	5–25, 41–67	2	48	23	6,5	6,4
		2	5–25, 51–67, 94	3	39			6,4
		3	7–24, 41–51, 61–65, 94	4	35			5,9
5	43	1	7–9, 30–32	2	6	12	0,12	0,12
		2	7–11, 32	2	6			0,11
6	30	1	2–21, 28–29	2	22	113	2,2	1,1
		2	2–7, 13–21, 28–29	3	17			1,3
		3	2, 6–7, 13–21, 28–29	4	14			1,8
7	54	1	17–18, 41–54	2	16	120	3,3	3,1
		2	17–18, 41, 48–54	3	10			3,3
		3	17–18, 41, 47–48, 53–54	4	7			3,3
8	34	1	1–9, 24–31	2	17	43	0,38	0,29
		2	1–4, 8–9, 24–31	3	14			0,39

Аналіз можливих схем ремонту ділянки № 1, опис послідовності їх розроблення та варіанти остаточних рішень виконано в попередньому підрозділі та відображено в *табл. 9.1* і на *рис. 9.1*. Нижче проаналізовані схеми ремонту інших семи ділянок, відображені в *табл. 9.2* і на *рис. 9.2...9.8*.

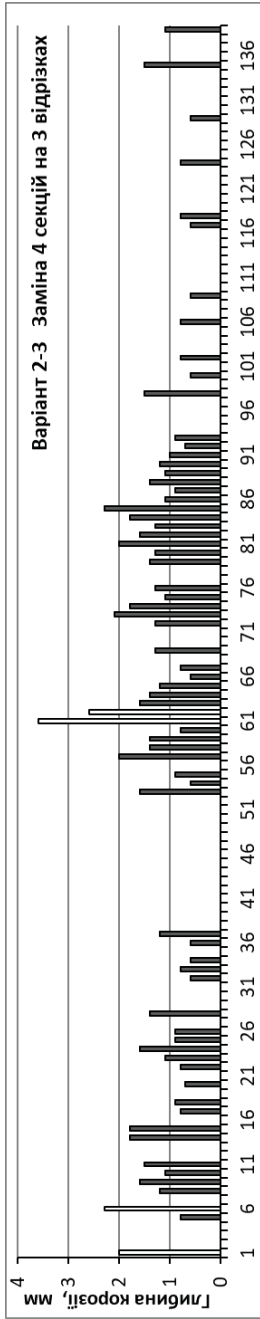
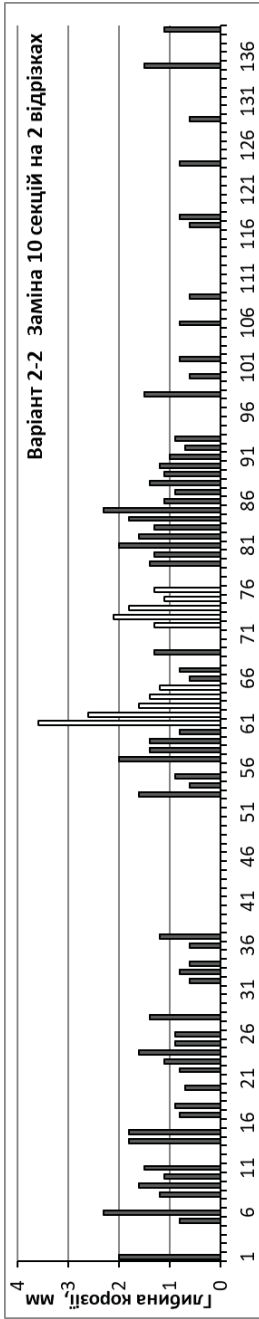
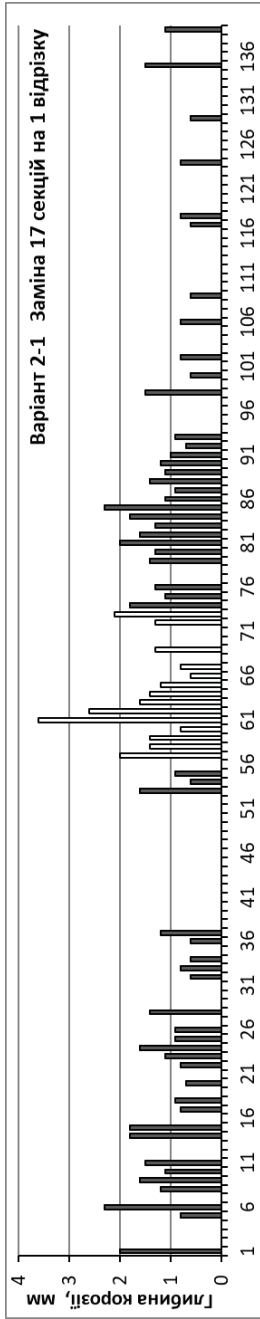


Рис. 9.2. Схеми ремонту ділянки № 2

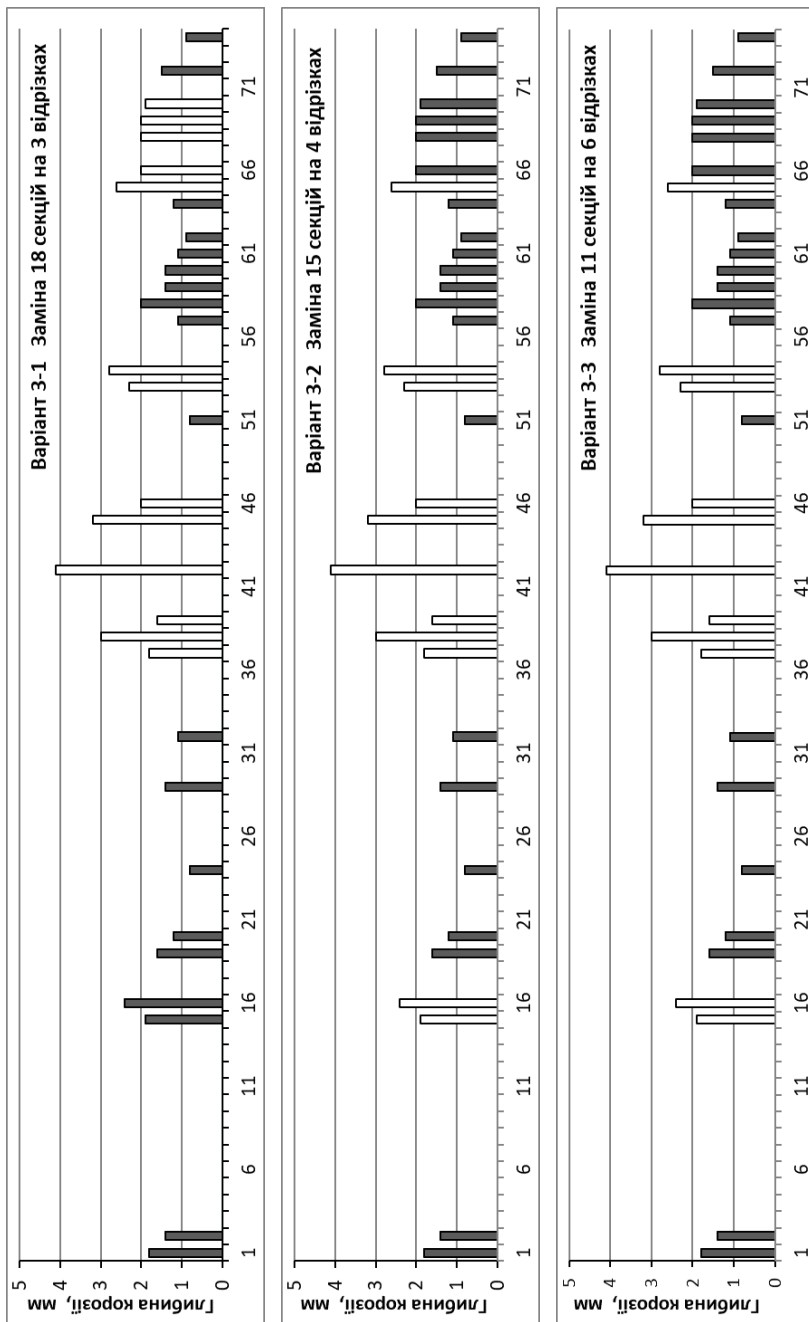


Рис. 9.3. Схеми ремонту ділянки № 3

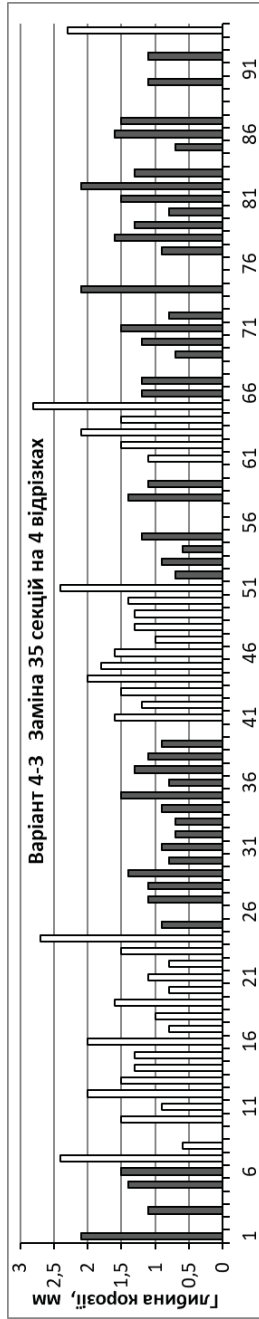
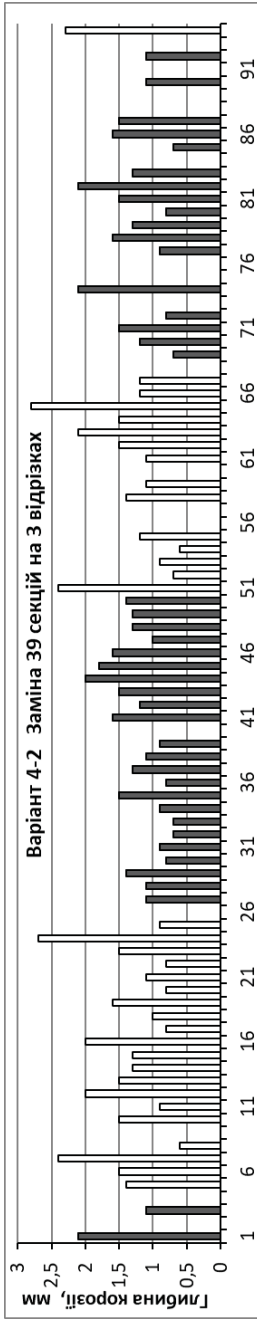
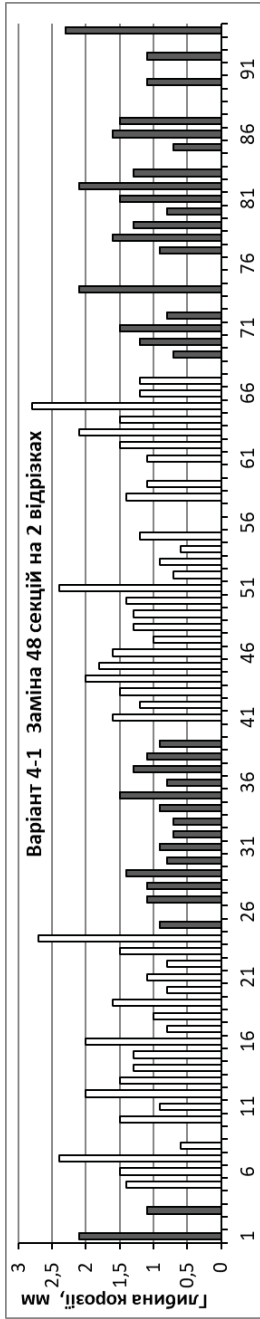


Рис. 9.4. Схеми ремонту ділянки № 4

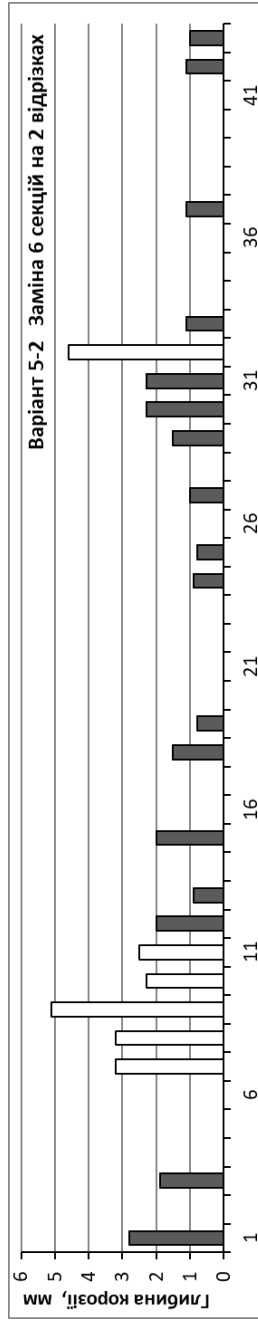
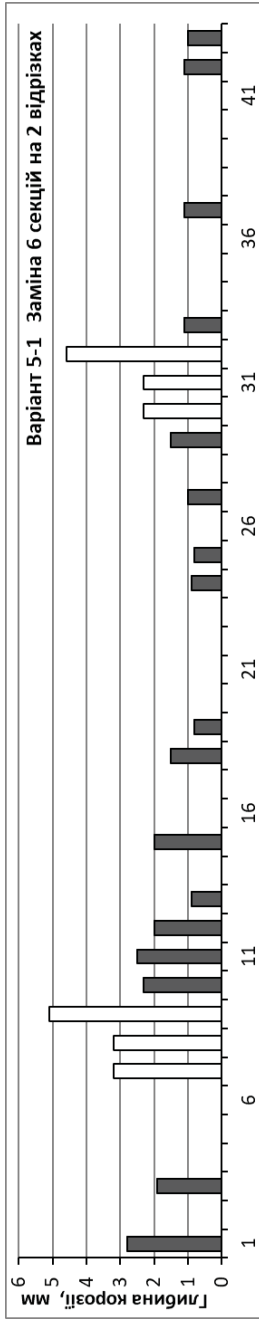


Рис. 9.5. Схеми ремонту ділянки № 5

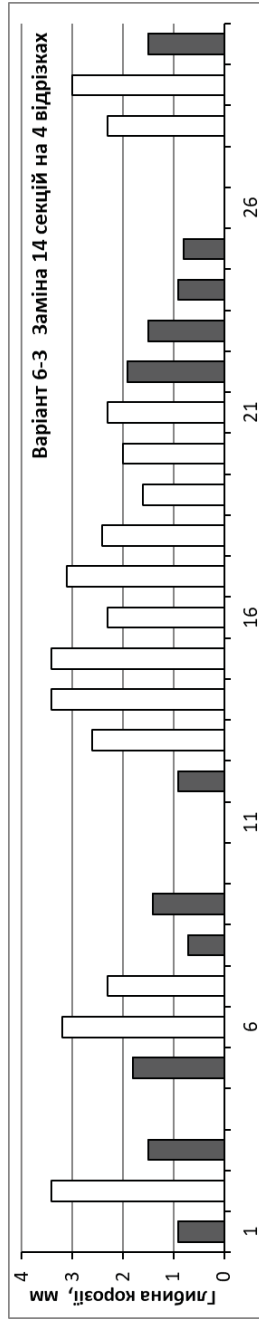
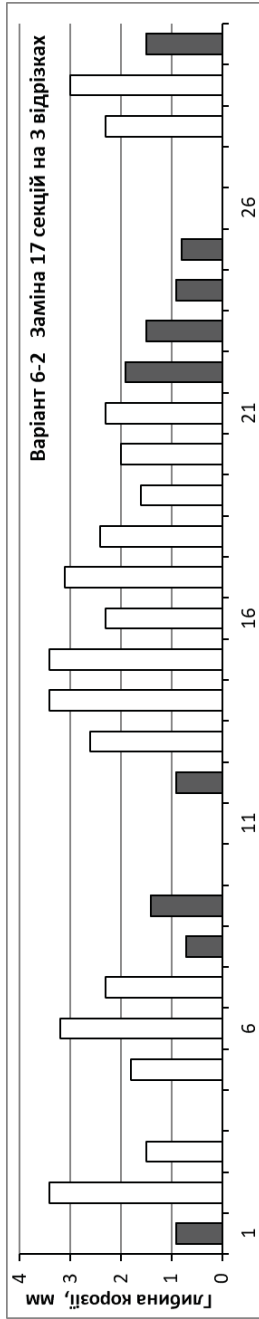
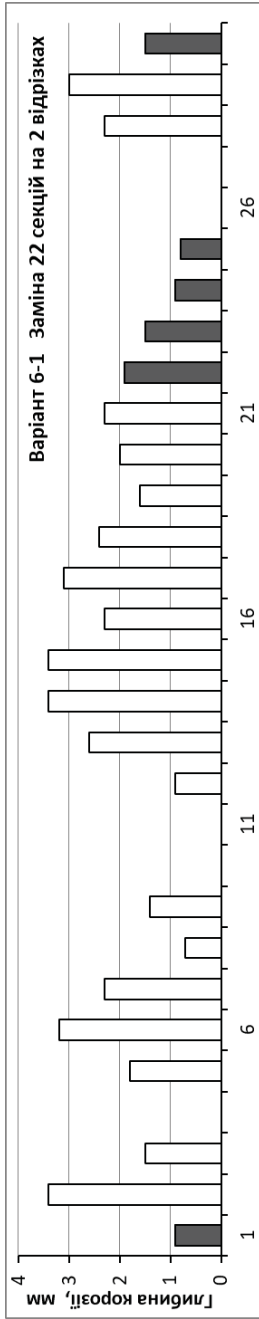


Рис. 9.6. Схеми ремонту ділянки № 6

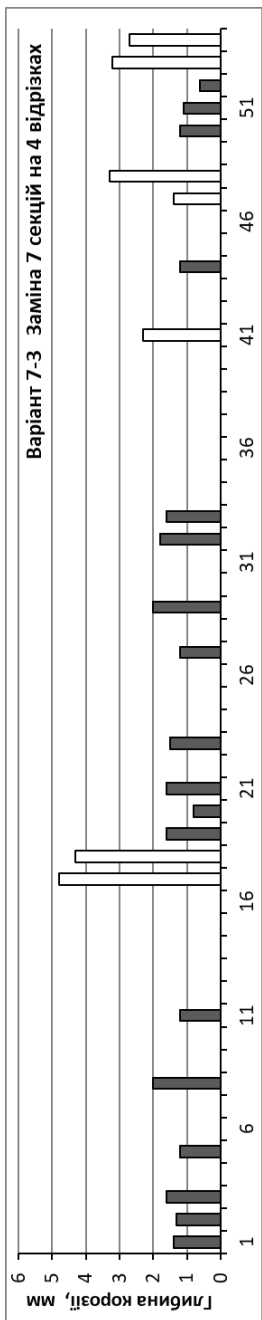
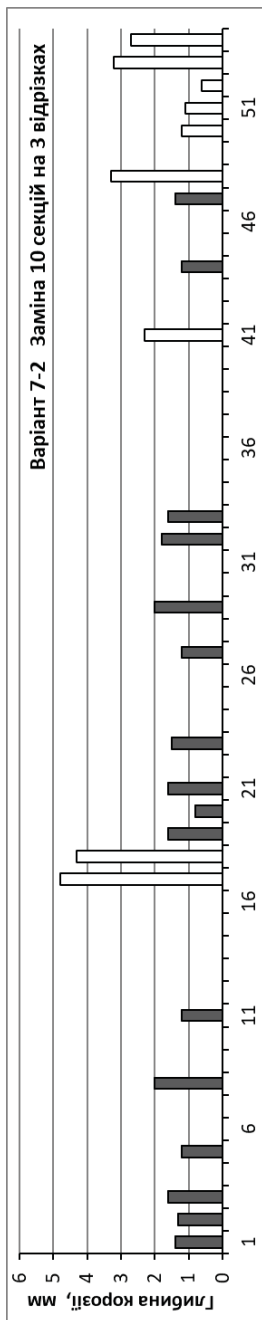
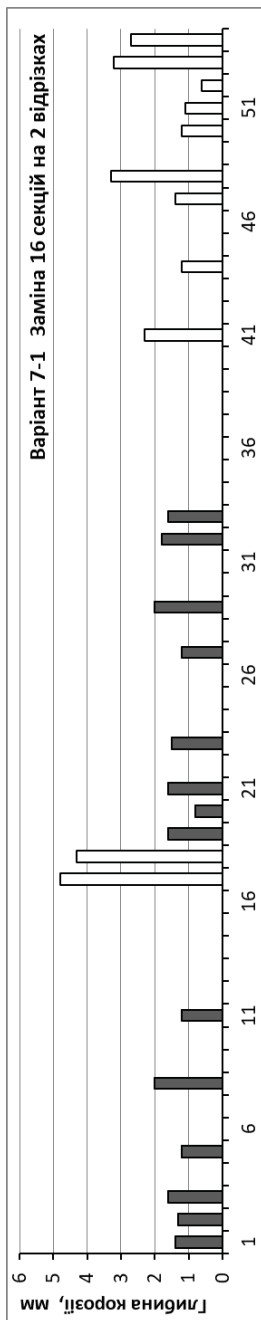


Рис. 9.7. Схеми ремонту ділянки № 7

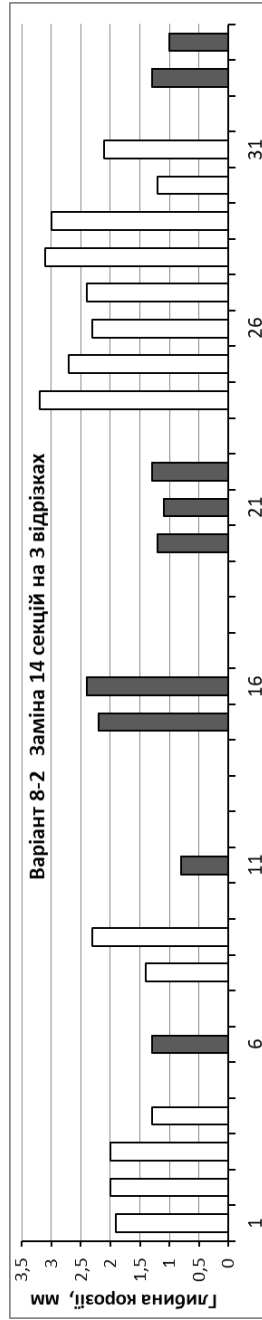
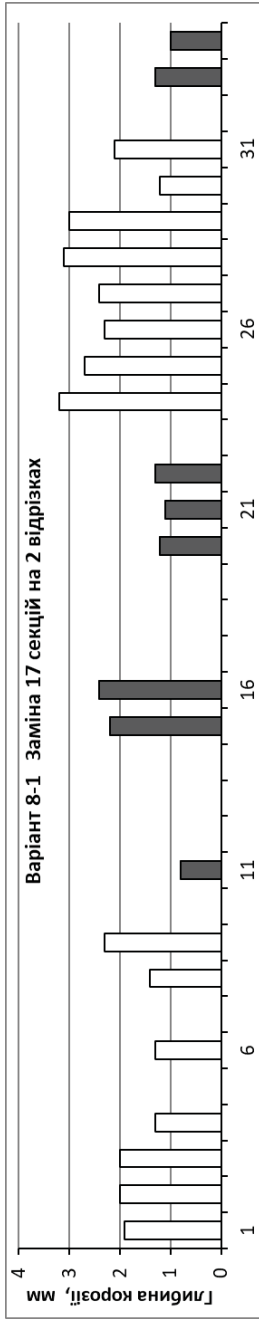


Рис. 9.8. Схеми ремонту ділянки № 8

Для ділянки № 2 розроблено три варіанти схем ремонту, зображені на *рис. 9.2*. У варіантах 1 і 2 в основному вимагають заміни секції в зоні з 61-тої по 76-ту, де виявлено найбільші пошкодження. Заміна сильно пошкоджених секцій № 1 і № 6 (варіант 3) дозволяє суттєво зменшити загальний обсяг ремонту, але вимагає його розосередження на трьох відрізках, що може бути технологічно неефективним рішенням.

На ділянці № 3 найбільш пошкоджені секції в основному зосереджені в середині ділянки (з 37-ої по 54-ту) і розділені непошкодженими секціями. Показане на *рис. 9.3* розміщення корозійних пошкоджень вимагає заміни значної кількості секцій (варіанти ремонту 1 і 2), або розосередження ремонтних робіт на шести відрізках (варіант 3). Перші два рішення вимагають заміни 20% чи 24% усіх труб, а третій варіант вимагає заміни 15% труб і є нераціональним з організаційно-технологічної точки зору.

Ділянка № 4 характеризується значними корозійними пошкодженнями, які рівномірно розподілені уздовж усієї ділянки. З *рис. 9.4* видно, що секції 7, 24, 51 і 65 мають пошкодження глибиною 2,4...2,8 мм. Це обумовлює, надто велику імовірність відмови та необхідність заміни усіх цих секцій. Оскільки вони розосереджені уздовж усієї ділянки, а сусідні з ними секції також мають істотні пошкодження, при ремонті за розробленими схемами потрібно замінити від 35 до 48 секцій з 94, тобто практично половину довжини ділянки.

На ділянці № 5 корозійні пошкодження в основному зосереджені на двох відрізках: з 7 по 12-ту та з 29 по 32-гу секції. Це й обумовило наявність двох ремонтних відрізків (6 замінених секцій) при обох розроблених варіантах ремонту, схеми яких зображені на *рис. 9.5*. Спроба звести пошкоджені секції в один ремонтний відрізок приведе до заміни більшої половини секцій, значна частина яких є непошкодженими. Виділення трьох ремонтних відрізків (заміна секції 1) не зменшить загальної кількості замінених секцій, а тому є нераціональним рішенням.

Ділянка № 6 також має багато сильно пошкоджених секцій, що викликає необхідність заміни більшої половини усіх секцій ділянки на двох, трьох або чотирьох ремонтних відрізках, як це показано на схемах *рис. 9.6*. Перехід від трьох до чотирьох ремонтних відрізків мало впливає на кількість заміненних секцій. Очевидно, що таке рішення є нераціональним.

На ділянці № 7 найбільш пошкодженими є секції 17, 18, 48, 53 і 54. Саме це й обумовило наведені в *табл. 9.2* і на *рис. 9.7* три схеми ремонту, при яких окрім секцій 17...18 відбувається заміна секцій в зоні з 41-ої по 54-ту. Три розроблені варіанти ремонту відрізняються саме кількістю ремонтних відрізків у зоні з 41 по 54-ту секції.

На ділянці № 8 найбільші корозійні пошкодження виявлені в зоні 24...31 секцій. Значні пошкодження мають також секції 15 і 16, але імовірності їх відмови порівняно невеликі за рахунок підвищеної товщини стінок труб (11 мм замість 9 мм для інших секцій). Тому в обох розроблених і відображених в *табл. 9.2* та на *рис. 9.8* варіантах плану ремонтних робіт одним з відрізків ремонту є зона 24...31 секцій, а інші відрізки (два окремі чи об'єднані в один) розташовуються в зоні 1...9 секцій.

Розроблені схеми ремонтних робіт слід розглядати як можливі конкурентоспроможні варіанти. Остаточне рішення щодо доцільності тієї чи іншої схеми ремонту необхідно приймати за критерієм мінімальних витрат на їх реалізацію.

9.4. МЕТОДИКА ПЛАНУВАННЯ ТОЧКОВИХ РЕМОНТІВ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ НАФТОПРОВОДУ

У попередніх підрозділах розроблена й реалізована методика планування обсягів ремонтних робіт, які проводяться шляхом заміни окремих секцій трубопроводу. Альтернативним способом є точковий ремонт, який зводиться до підсилення ослаблених корозією стінок труб шляхом заварювання окремих

корозійних язв. У результаті такого ремонту ліквідується одне або декілька корозійних пошкоджень без заміни секції.

Методика планування точкових ремонтів та оцінювання рівня надійності відремонтованої ділянки трубопроводу близька до розробленої в попередніх підрозділах для випадку заміни цілих секцій. Відмінність полягає в тому, що ремонт одного пошкодження зменшує максимальну глибину корозії в межах секції не до нуля (як при заміні труби), а до наступного найбільшого за величиною значення глибини корозійного пошкодження в межах цієї секції. Тому пункти 5 і 6 алгоритму, викладеного в підрозділі 9.2, слід сформулювати таким чином:

5. Поетапно відмічаються окремі корозійні пошкодження секцій трубопроводу, які слід відремонтувати, шляхом встановлення глибини корозійних пошкоджень, наступних за величиною в межах цих секцій та аналізується імовірність відмови ділянки Q_D , отримана в результаті виконання точкового ремонту обраного пошкодження.
6. Процес відбору пошкоджень для підсилення завершується, коли фактична імовірність відмови Q_D стане меншою за гранично допустиме значення Q_{MAX} .

Як і в підрозділі 9.2, практична реалізація процедури планування ремонту точковим методом продемонстрована на прикладі ділянки № 1, яка складається з 83 секцій. Це дозволить порівняти ефективність двох способів ремонту: шляхом заміни цілих секцій та шляхом точкового ремонту окремих пошкоджень.

В підрозділі 9.2 показано, що імовірність відмови непошкодженої ділянки, обчислена за методикою розділу 8, дорівнює $Q_0=6,07 \times 10^{-5}$. Тому максимально допустима імовірність відмови ділянки встановлена рівною $Q_{MAX}=10 \times Q_0=6,07 \times 10^{-4}$. При більш жорстких вимогах до рівня надійності, які також аналізувалися в підрозділі 9.2, максимально допустима імовірність відмови ділянки дорівнює $Q_{MAX}=5 \times Q_0=3,03 \times 10^{-4}$.

Пошкодження для ремонту відбиралися, починаючи з найбільшої глибини корозії в межах усієї ділянки. Ремонт

обраного пошкодження відмічається в розрахунковій таблиці Excel шляхом заміни глибини корозії на найбільшу глибину з пошкоджень, що залишилися в межах розглянутої секції. Таким чином при оцінюванні надійності завжди враховується максимальна глибина корозії в межах кожної секції, що цілком відповідає розробленій методиці аналізу надійності ділянок трубопроводу. На кожному етапі відбору підраховується також кількість відремонтованих пошкоджень (дорівнює номеру етапу), кількість секцій, на яких відбувався ремонт, максимальна та середня кількість відремонтованих пошкоджень в межах однієї секції, що підлягала ремонту.

Процес послідовного відбору корозійних пошкоджень для ремонту відображено в *табл. 9.3*, де для кожного етапу планування ремонту наведені вказані вище параметри. Жирним шрифтом відмічені етапи ремонту, на яких досягається один із заданих допустимих рівнів надійності ділянки трубопроводу.

Таблиця 9.3

Розроблення схеми точкового ремонту ділянки № 1

<i>Номер етапу</i>	<i>Найбільша по ділянці глибина корозії</i>	<i>Кількість відремонтованих</i>		<i>Кількість точок ремонту в межах секції</i>		<i>Імовірність відмови ділянки</i>
		<i>секцій</i>	<i>точок</i>	<i>максим</i>	<i>середня</i>	
0	3,4	0	0	0	0	0,00472
1	3,2	1	1	1	1,00	0,00234
2	2,3	2	2	1	1,00	0,00088
3	2,3	3	3	1	1,00	0,00078
4	2,3	4	4	1	1,00	0,00076
5	2,1	4	5	2	1,25	0,00072
6	2,0	4	6	3	1,50	0,00067
7	2,0	5	7	3	1,40	0,00067
8	2,0	5	8	3	1,60	0,00067
9	2,0	5	9	3	1,80	0,00067
10	2,0	5	10	4	2,00	0,00064
11	1,9	5	11	4	2,20	0,00060

Закінчення табл. 9.3

Номер етапу	Найбільша по ділянці глибина корозії	Кількість відремонтованих		Кількість точок ремонту в межах секції		Імовірність відмови ділянки
		секцій	точок	максим	середня	
12	1,9	6	12	4	2,00	0,00057
13	1,8	7	13	4	1,86	0,00053
14	1,8	8	14	4	1,75	0,00051
15	1,8	9	15	4	1,67	0,00051
16	1,8	9	16	4	1,78	0,00049
17	1,8	10	17	4	1,70	0,00049
18	1,8	10	18	4	1,80	0,00048
19	1,8	11	19	4	1,80	0,00048
20	1,6	11	20	4	1,80	0,00046
21	1,6	11	21	5	1,91	0,00044
22	1,6	11	22	5	2,00	0,00044
23	1,6	12	23	5	1,92	0,00044
24	1,6	13	24	5	1,92	0,00044
25	1,5	13	25	5	1,92	0,00043
26	1,5	13	26	5	2,00	0,00041
27	1,5	13	27	5	2,08	0,00041
28	1,5	13	28	5	2,15	0,00040
29	1,5	13	29	5	2,23	0,00039
30	1,5	14	30	5	2,14	0,00039
31	1,5	15	31	5	2,07	0,00038
32	1,5	16	32	5	2,00	0,00038
33	1,5	17	33	5	1,94	0,00036
34	1,4	18	34	5	1,89	0,00034
35	1,4	18	35	5	1,94	0,00034
36	1,4	18	36	5	2,00	0,00034
37	1,4	18	37	5	2,06	0,00033
38	1,4	18	38	5	2,11	0,00033
39	1,4	18	39	5	2,17	0,00032
40	1,4	18	40	5	2,22	0,00032
41	1,4	18	41	5	2,28	0,00032
42	1,4	18	42	5	2,33	0,00031
43	1,4	18	43	5	2,39	0,00030
44	1,4	19	44	5	2,32	0,00030
45	1,3	19	45	5	2,37	0,00029

За даними *табл. 9.3* на *рис. 9.9* проаналізована динаміка зміни кількісних показників за етапами ремонту. Аргументом є номер етапу, тобто кількість відремонтованих пошкоджень, а функціями – такі показники:

- загальна кількість відремонтованих секцій (лівий графік);
- найбільша та середня кількість точок ремонту в межах однієї відремонтованої труби (правий графік).

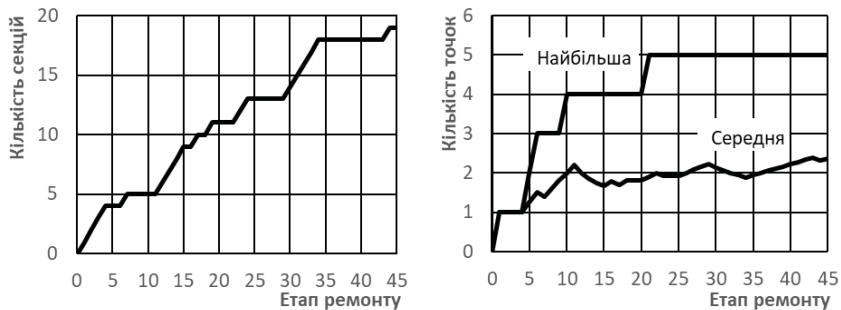


Рис. 9.9. Кількісні показники точкового ремонту ділянки № 1

З *рис. 9.9* видно, що з кожним етапом ремонту зростає кількість секцій (труб), які необхідно ремонтувати. Ця кількість приблизно удвічі менша за номер етапу, рівний кількості відремонтованих пошкоджень. Отже, на кожній із труб, які підлягають ремонту, потрібно відремонтувати в середньому близько двох точкових пошкоджень, що видно також із правого графіка *рис. 9.9*. Найбільша кількість пошкоджень, що підлягають ремонту в межах однієї труби, сягає 5-ти.

З *табл. 9.3* видно, що встановлений вище допустимий рівень імовірності відмови ділянки $Q_{MAX}=10 \times Q_0=6,07 \times 10^{-4}$ досягнуто на етапі 11. Для цього необхідно відремонтувати 11 пошкоджень на п'яти секціях. *Табл. 9.1* показує, що при ремонті шляхом повної заміни секцій необхідно замінити від 4 до 11 секцій залежно від кількості ремонтних відрізків.

При більш жорстких вимогах до рівня надійності, які також аналізувалися в підрозділі 9.2, допустима імовірність відмови ділянки дорівнює $Q_{MAX}=5 \times Q_0=3,03 \times 10^{-4}$. Вона досягається на 43-му етапі точкового ремонту, що вимагає підсилення 43 пошкоджень, розміщених на 18 секціях. Як видно з *табл. 9.1*, при ремонті шляхом повної заміни секцій такий рівень надійності досягається за рахунок заміни 22 труб на трьох відрізках ремонту.

Таким чином, кількості секцій, на яких необхідно проводити точковий ремонт, наближаються до кількості секцій, які необхідно замінити при попередньому (суцільному) варіанті ремонту. Враховуючи, що для здійснення пошуку та підсилення кожного пошкодження необхідно розкопати декілька метрів довжини нафтопроводу, отримуємо досить близькі обсяги земляних робіт при суцільному та при точковому ремонті.

Залежності імовірності відмови ділянки нафтопроводу від кількості відремонтованих точкових пошкоджень та від найбільшої глибини корозійного пошкодження, що залишилося невідремонтованим, наведені на *рис. 9.10*. З рисунка видно, що імовірність відмови ділянки різко зменшується з $Q_D=0,0472$ до $Q_D=0,0088$ внаслідок ремонту двох найбільших пошкоджень глибиною 4,4 і 3,2 мм. Для подальшого зниження імовірності відмови та доведення її до встановленого рівня $Q_{MAX}=6,07 \times 10^{-4}$ необхідно виконати набагато більший обсяг ремонтних робіт, відремонтувавши ще 9 точкових пошкоджень. Характер лівого графіка з *рис. 9.10* вказує на можливість певної оптимізації обсягу ремонтних робіт: доцільно зупинитися на близькій до встановленого допустимого значення імовірності відмови $Q_D=0,0088$, досягнутій ремонтом усього двох пошкоджень, замість $Q_D=0,0060$, яка досягається внаслідок ремонту 11 пошкоджень. Таке рішення істотно зменшує обсяги ремонтних робіт за рахунок незначного завищенні імовірності відмови понад встановлене допустиме значення.

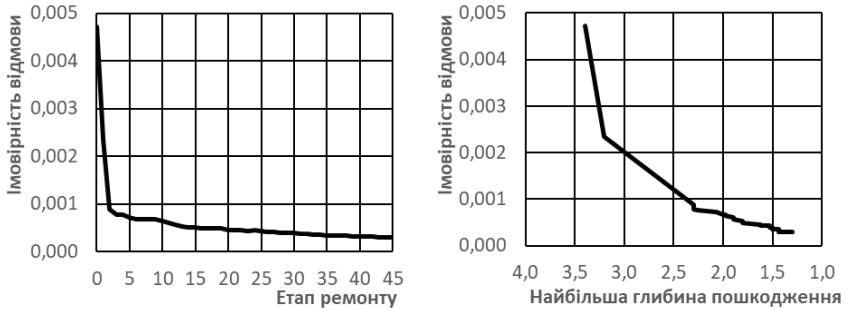


Рис. 9.10. Зміна імовірності відмови ділянки № 1 в результаті проведення точкового ремонту

Результати виконаних розрахунків з планування точкового ремонту на прикладі ділянки 1 показали, що така схема вимагає відремонтувати в середньому по два, а на деяких секціях – до чотирьох чи п'яти пошкоджень на одну секцію. Це призведе до обсягів земляних та ізоляційних робіт, близьких до тих, що необхідно виконати при повній заміні секцій. Додаткові ускладнення та збільшення обсягів земляних робіт при точковому ремонті можуть виникнути, якщо пошкодження розміщені в нижній частині труби.

9.5. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ПЛАНУВАННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ

Досвід розроблення схем ремонтних робіт, відображених в *табл. 9.1...9.3* і на *рис. 9.1...9.10*, показав, що при плануванні ремонтів магістральних частин нафтопроводів слід враховувати такі вимоги, обмеження та рекомендації:

- завданням планування ремонту лінійної частини є мінімізація кількості заміненних секцій та кількості відрізків ремонту при умові забезпечення мінімально достатнього рівня надійності обраної ділянки нафтопроводу;

- доцільно розроблювати декілька варіантів, що відрізняються кількістю ремонтних відрізків та заміненних секцій;
- вибір відрізків трубопроводу для заміни слід розпочинати з найбільш пошкоджених секцій;
- обов'язково замінюються секції, імовірність відмови яких перевищує або наближається до максимально допустимої імовірності відмови ділянки нафтопроводу;
- відбір наступних секцій здійснюється шляхом приєднання до певного ремонтного відрізка суміжних секцій до тих пір, поки імовірність відмови відремонтованої ділянки стане меншою за максимально допустиму імовірність відмови;
- з метою зменшення кількості відрізків ремонту замінюються окремі мало пошкоджені чи навіть цілі секції, розміщені між тими, що підлягають заміні унаслідок великої глибини корозії;
- як правило, зменшення кількості відрізків ремонту призводить до зростання кількості заміненних секцій;
- альтернативою заміни сильно пошкоджених секцій є точковий ремонт, який полягає у вибіркового підсиленні окремих пошкоджень з найбільшою глибиною;
- планування точкового ремонту можна здійснити за схемою, аналогічною до планування заміни секцій, тобто шляхом послідовного підсилення найглибших пошкоджень з метою доведення імовірності відмови ділянки до допустимого рівня;
- аналіз на прикладі ділянки 1 показав, що обсяг земляних та ізоляційних робіт при точковому ремонті наближається до обсягу цих робіт при ремонті шляхом заміни цілих секцій;
- остаточне рішення про вибір схеми ремонту слід приймати з урахуванням технологічності, сумарної вартості, затрат праці та терміну виконання ремонтних робіт.

Виконане планування ремонтів усіх ділянок розглянутого нафтопроводу дозволило зробити певні узагальнення та виявити деякі закономірності. З *рис. 9.11, а* видно, що відсоток секцій, які підлягають заміні на обраній ділянці трубопроводу, зростає при

збільшенні відсотка пошкоджених секцій на цій ділянці. З ростом кількості відрізків ремонту кількість секцій, які потрібно замінити, має тенденцію до зменшення, що видно з *рис. 9.11, б*. Це пояснюється тим, що зменшення кількості відрізків ремонту можливе за рахунок заміни мало пошкоджених та непошкоджених секцій, розміщених між двома раніше обраними відрізками. *Рис. 9.11, в* і *9.11, г* показують, що при збільшенні середнього значення та коефіцієнта варіації глибини корозії відсоток замінених секцій має незначну тенденцію до зростання.

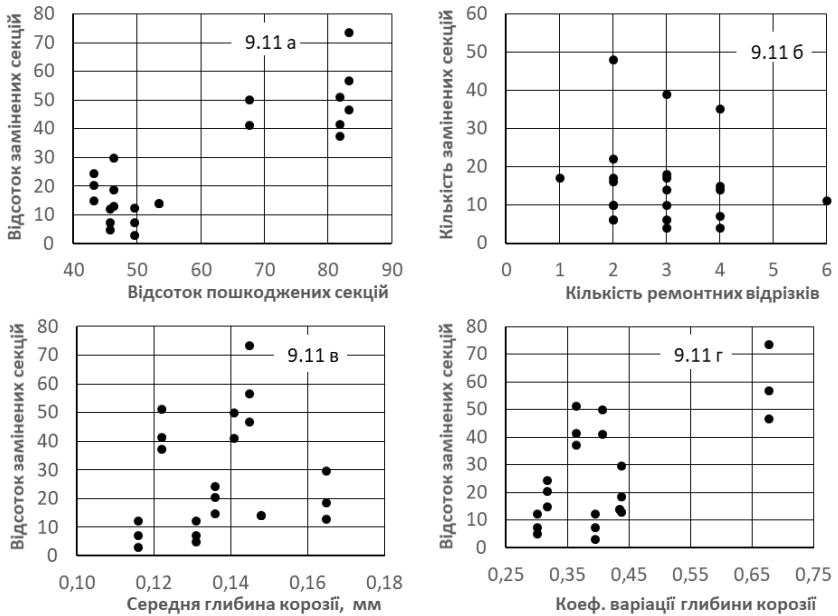


Рис. 9.11. Залежності параметрів ремонту від характеристик стану трубопроводу

Виявлені закономірності не дозволяють безпосередньо планувати обсяги ремонтних робіт за результатами статистичного аналізу глибини корозії, але вказують на можливість їх орієнтовного прогнозування на базі виявлених тенденцій.

9.6. РЕЗЮМЕ

Виконане обґрунтування схем ремонтних робіт ділянок нафтопроводу дозволяє зробити такі висновки:

1. Реально можливий і раціональний підхід до планування ремонтів лінійних частин нафтопроводу полягає в доведенні рівня надійності ділянки до певної допустимої величини, яка може забезпечити безаварійну експлуатацію нафтопроводу.
2. З урахуванням вимог ДБН В.1.2-14-2009, в якості допустимого рівня надійності рекомендується такий, при якому імовірність відмови відремонтованої ділянки перевищує імовірність відмови тієї самої ділянки без корозійних пошкоджень не більше, ніж у 10 разів.
3. Залежно від глибини корозійних пошкоджень та характеру їх розподілу по довжині ділянки, для забезпечення достатнього рівня надійності необхідно замінювати від 3% до 73% секцій. Відсоток секцій, які підлягають заміні, зростає при збільшенні кількості та глибини корозійних пошкоджень, а також при зменшенні кількості відрізків ремонту на ділянці.
4. Спроба планування ремонту при відношенні імовірностей відмови непошкодженої та відремонтованої ділянки 1:5 показала, що для досягнення такого рівня надійності необхідно замінювати близько половини секцій нафтопроводу.
5. Альтернативою повної заміни пошкоджених секцій є точковий ремонт, який полягає у послідовному підсиленні окремих корозійних пошкоджень найбільшої глибини до досягнення заданого гранично допустимого рівня надійності обраної ділянки нафтопроводу.

Аналіз показав, що обсяг земляних та ізоляційних робіт при точковому ремонті наближається до обсягу цих робіт при ремонті шляхом заміни цілих секцій.

Література до частини 3

1. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 284 с.
2. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева // Научный журнал "Безопасность труда в промышленности". – 2010, №7. – М.: ЗАО НТЦ ПБ. – С. 16-22.
3. Андерсон Т. Статистический анализ временных рядов / Т. Андерсон. – М.: Мир, 1976. – 755 с.
4. Бендат Д. Измерение и анализ случайных процессов / Д. Бендат, А. Пирсол. – М.: Мир, 1974. – 464 с.
5. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Л.Н. Большев, Н.В. Смирнов. – М.: ВЦ АН СССР, 1968. – 476 с.
6. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – М.: Наука, 1969. – 576 с.
7. Внутритрубая диагностика магистральных трубопроводов. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.intron.ru/ru/razrabotki/vnutritrubnaja-diagnostika/>
8. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 1977. – 640 с
9. ГОСТ 1981-89. Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1991. – 25 с.
10. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків, О.С. Тараєвський. – Івано-Франківськ, 2012. – 512 с.
11. Гумбель Э. Статистика экстремальных значений. – М: Мир. - 1965. – 450 с.
12. ДБН В.1.2-14-2009. Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009.
13. ДБН В.1.2-2:2006. Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Навантаження і впливи. Норми проектування. К.: Мінбуд України, 2007.
14. Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / О.М. Иванцов, И.И. Мазур. – М.: Елима, 2004. – 1104с.
15. Капур К. Надежность и проектирование систем: Пер. с англ. / К. Капур, Л. Ламберсон. – М.: Мир, 1980. – 606 с.

16. Кендалл М.Дж. Теория распределений. / М.Дж. Кендалл, А. Стюарт. – М.: Наука, 1996. – 588 с.
17. Кудзис А.П. Оценка надежности железобетонных конструкций. / А.П. Кудзис. – Вильнюс: Мокслас, 1985. – 156 с.
18. Нагрузки и воздействия на здания и сооружения / Под общей ред. А.В. Перельмутера. – 4-е изд., перераб. – М.: Изд. СКАД СОФТ, изд. АСВ, изд. ДЩМК Пресс, 2014. – 596 с.
19. Пашинський В.А. Атмосферні навантаження на будівельні конструкції на території України / В.А. Пашинський. – К.: УкрНДІпроектстальконструкція, 1999. – 185 с.
20. Пічугін С.Ф. Розрахунок надійності будівельних конструкцій / С.Ф. Пічугін – Полтава: ТОВ АСМІ, 2016 – 520 с.
21. Райзер В.Д. Теория надежности в строительном проектировании. / В.Д. Райзер. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 1998. – 303 с.
22. Свешников А.А. Прикладные методы теории случайных функций / А.А. Свешников. – М.: Наука, 1968. – 464 с.
23. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 15 с.
24. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.
25. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1980. – 41 с.
26. Справочник по климату СССР. Часть II. Температура воздуха и почвы. Выпуск 10. – Л.: Гидрометеиздат, 1967. – 608 с.
27. Теплинский Ю.А. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов. – М.: ЦентрЛитНефтеГаза, 2007. – 400 с.
28. Технічна енциклопедія TechTrend. Внутрішньотрубна діагностика. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://techtrend.com.ua/index.php?newsid=410>
29. Шор Я.Б. Статистические методы анализа и контроля качества и надежности / Я.Б. Шор. – М.: Советское радио, 1962. – 552 с.
30. ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. American Society of Mechanical Engineers. – New York, 2002. – 126 p.
31. Canadian Standard. CSA Z662 Oil and Gas Pipeline Systems, Canadian Standards Association (1999).
32. Code of Practice for Pipelines. – Part 1: Steel Pipelines on Land. PD 8010. British Standards Institution, 2004.

33. DIN EN 12007-1:2012-10. Gas infrastructure. Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar. Part 1: General functional requirements. German version EN 12007-1:2012, Germany, 2012.
34. EN 1993-4-3 (2007) (English): Eurocode 3: Design of steel structures - Part 4-3: Pipelines [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011. Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC].
35. ISO 13623:2009 Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems. Technical Committee ISO/TC 67, 2009.

SUMMARY

The **introduction** and **first part** are devoted to the relevance of the topic, formulated the goals and objectives of the researches, highlighted the scientific novelty of the obtained results, their practical value. The system of main pipelines of Ukraine is considered and its division into structural elements is carried out, the considerable period of many linear parts operation is marked. A critical analysis of the domestic and foreign authors works was devoted to the study of strength, reliability and standardization of main pipelines construction parameters. The analysis showed that accounting for the variability of loads, influences and materials characteristics of allows to take into account the mutual influence of these factors on the overall reliability of such structures. Methods of probabilistic analysis, however, are rather complex and very limited for main pipelines practical calculations. Existing results in the area of quantitative reliability assessment do not cover all stages of the main pipelines life-cycle: design, construction, operation, overhaul and current repairs. The distinguished stages of the life cycle of the linear part of the main oil pipeline, which are reducing and increasing the reliability of the system, are described. The distinguished stages of the main oil pipeline linear part life-cycle, which are reducing and increasing the system reliability, are described. The field observations of the pipeline section during overhaul repair with partial replacement of pipes are described. It is noted that the creation during the overhaul repair of a specific and not typical structure stress state that changes the reliability of the main pipeline. In order to assess the actual level of reliability, it is necessary to make a calculation that differs significantly from the design as a set of output parameters, as well as the statistical parameters values of the calculation scheme.

The development of calculating methods for internal stresses in the pipeline is carried out. Internal loads arise from loads and influences of the environment at different life-cycle stages. A

comparative analysis of the pipelines parameters, calculated according to the norms of different countries, has shown a significant influence of the strength reserves standardization on the reliability of the adopted system. A static calculation variant of the pipeline structure during its overhaul repair showed that the value of the stresses reaches up to 80% of the steel yield limit.

The analysis of the results of the step-by-step modeling of the system “base – pipeline linear part” in the loess collapsible soils suggests that, when loading only from the soil’s own weight, the linear soil model and the model with the Mor-Coulomb strength parameter give the same precipitation, regardless of the natural or water-saturated state and soil characteristics. The numerical solution of the beam on an elastic base analytic equation by the Runge-Kutta method has a specific area of usage. Its application for the description of the pipeline in the karst sinkhole gives a relative error of up to 10% in the safety margin as compared to the data for the maximum values of stresses and deformations. The proposed modeling approach by the finite element method qualitatively reflects the cause-effect relationship between the deformation of the soil and, consequently, the stresses in the pipeline. The calculation scheme allows to correctly taking into account the partial manifestation of collapsible phenomena, when the soaked zone width is less than its height.

Second part is devoted to the statistical analysis of experimental data on the temperature drop and pressure variations in the existing main pipeline. According to the results of the calculations, it was shown that for the simulation of the pressure values spread in the system at the stationary operational mode, as well as for the simulation of the temperature drop values spread on the surface of the pipe, it is possible to use the normal distribution law. The calculated coefficient of variation for pressure was 6.9%, and for the temperature difference – 33%. Probabilistic techniques for estimating the modulus of deformation of loess collapsible bases were applied in the water-

saturated state. The obtained results confirmed the log-normal distribution of the soil deformation module. The recommendations for the use of a fairly simple correlation dependence are given to determine the change in values of the soil deformation module along the length of the pipeline. The analytical methods of reliability quantitative assessment of the steel main pipeline structure linear part is developed. Based on the developed model, the values of the safety characteristics and the probability of failure are calculated. The dependence of the structure reliability level on the pressure and the pipeline diameter during the change of internal pressure in the system is analyzed.

Based on the corrosion model of the pipe wall, taking into account insulation wear, the possibility of applying the developed methodology for assessing the structure reliability at the stage of its normal operation is shown. In addition, the periodicity analytical substantiation algorithm of current repairs with pipes isolation replacement carrying out is shown.

The correlation of the soil heterogeneity function spectral densities and the curvature of the pipeline axis is revealed. The given examples of calculation show the realization possibility of reliability estimation calculations by the design engineers in the design at the main pipelines linear part design stage. The method of probabilistic calculation of the pipeline linear section during its overhaul repair is developed. A quantitative analysis of the main pipeline structure reliability at this particular stage of its life-cycle is carried out.

Third part is devoted to the study of the corrosion damage effects on the main pipelines reliability. The most common and dangerous operational damages to the main oil pipelines linear parts is the corrosion of the pipe walls, which has the character of ulcers with random depth and length, as well as stochastic placement along the pipeline length. The length of corrosion damages along the pipe cavity can be given in the form of a random variable with a logarithmically

normal distribution law independent of the corrosion depth random value. A priority probabilistic model is the sequence of maximum values of the corrosion depth, which provides a probabilistic description of corrosion damages, which is sufficiently accurate for reliability evaluation.

The working formulas for determining the numerical characteristics of the strength reserve are obtained. These formulas allow us to evaluate the reliability indices of the pipeline individual sections, taking into account the actual deterministic or stochastic value of corrosion damages. The probability of failureless operation of the pipeline sections, consisting of several dozen sections (individual factory pipes), is estimated on the basis of the generalized covariation A. Kudzis method, taking into account the mutual dependence of the individual sections failures, due to the values of internal pressure and temperature drop uniform for the entire pipeline section. An attempt to plan repairs in relation to the failure probability of the undamaged and repaired section 1:5 showed that to achieve this level of reliability, it is necessary to replace about half of the oil pipeline sections. The analysis showed that the volume of earthwork and insulation works during point repairs is close to the volume of these works during repairs with the entire sections replacing.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
Частина 1 ПРОЕКТУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	10
Розділ 1 Магістральні трубопроводи, етапи їх життєвого циклу та досвід експлуатації	11
1.1. Магістральні трубопроводи України.....	11
1.2. Життєвий цикл магістрального трубопроводу.....	37
1.3. Вплив геометрії прокладання та експлуатації підземних магістральних трубопроводів.....	65
1.4. Резюме.....	83
Розділ 2 Напружено-деформований стан лінійної частини магістральних трубопроводів	85
2.1. Розрахункова схема та напружено-деформований стан магістрального трубопроводу.....	85
2.2. Розрахунок магістральних трубопроводів на міцність та стійкість.....	90
2.3. Напружено-деформований стан магістрального трубопроводу під час його капітального ремонту.....	105
2.4. Резюме.....	119
Розділ 3 Моделювання поздовжніх напружень у трубопроводі від просадок основи	121
3.1. Характеристика просадочних основ магістральних трубопроводів.....	121
3.2. Обґрунтування моделі деформування лесової основи трубопроводу.....	131
3.3. Оцінка жорсткості трубопроводу при сумісному розрахунку з основою.....	146
3.4. Резюме.....	167
Література до частини 1	170
Частина 2 ПРОЕКТНА НАДІЙНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	177
Розділ 4 Імовірнісний опис вхідних параметрів надійності ЛЧМТ	178
4.1. Навантаження і впливи, що діють на магістральні трубопроводи.....	178
4.2. Імовірнісні моделі у розрахунку надійності магістральних трубопроводів.....	184
4.3. Імовірнісна модель внутрішнього тиску в трубопроводі..	201
4.4. Імовірнісна модель перепаду температури.....	206

4.5. Статистичний аналіз фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів.....	209
4.6. Статистичний аналіз характеристик деформативності лесового посадочного ґрунту у водо насиченому стані	222
4.7. Імовірнісний опис характеристик ґрунту у техніці випадкових функцій.....	230
4.8. Резюме.....	236
Розділ 5 Принципи і методика розрахунку показників надійності лінійних частин магістральних трубопроводів.....	239
5.1. Загальний підхід до рішення задач надійності конструкцій.....	239
5.2. Оцінка надійності магістральних трубопроводів у техніці випадкових величин.....	247
5.3. Оцінка точності лінеаризації функції резерву міцності трубопроводу	253
5.4. Оцінка надійності трубопроводу в техніці випадкових функцій.....	264
5.5. Резюме.....	279
Розділ 6 Приклади розрахунку показників надійності лінійних частин магістральних трубопроводів.....	280
6.1. Оцінка надійності магістрального трубопроводу в експлуатаційному стані.....	280
6.2. Зміна надійності конструкцій магістрального трубопроводу під час його експлуатації.....	288
6.3. Надійність магістрального трубопроводу при капітальному ремонті із заміною його ділянки.....	292
6.4. Оцінка надійності трубопроводу у ґрунтах без особливих властивостей	296
6.5. Оцінювання безвідмовності ЛЧМТ за системою «магістральний трубопровід – лесова просадочна основа».....	302
6.6. Резюме.....	322
Література до частини 2.....	324
Частина 3 НАДІЙНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ З УРАХУВАННЯМ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ.....	331
Розділ 7 Статистичний аналіз корозійних пошкоджень лінійної частини магістральних нафтопроводів.....	332
7.1. Характерні пошкодження та методи контролю технічного стану лінійних частин магістральних нафтопроводів.....	332
7.2. Вихідні дані для статистичного аналізу корозійних пошкоджень.....	334

7.3. Імовірнісне подання корозійних пошкоджень труб у формі випадкових функцій.....	339
7.4. Імовірнісне подання корозійних пошкоджень труб у формі розподілів максимальних значень.....	350
7.5. Імовірнісне подання розмірів корозійних пошкоджень у площині труби.....	357
7.6. Резюме.....	362
Розділ 8 Розрахунок показників надійності лінійних частин магістральних нафтопроводів з урахуванням корозійних пошкоджень.....	364
8.1. Передумови та вихідні дані для розрахунків надійності лінійних частин магістральних нафтопроводів.....	364
8.2. Методика оцінювання надійності секцій трубопроводу.....	369
8.3. Надійність окремих секцій трубопроводу при детермінованих розмірах корозійних пошкоджень.....	374
8.4. Надійність окремих секцій трубопроводу при випадкових розмірах корозійних пошкоджень.....	378
8.5. Надійність лінійних частин магістральних нафтопроводів як системи труб з корозійними пошкодженнями.....	382
8.6. Резюме.....	395
Розділ 9 Розробка рекомендацій з виконання ремонту магістральних нафтопроводів.....	397
9.1. Передумови та загальні принципи планування ремонтних робіт.....	397
9.2. Методика планування ремонтів лінійної частини нафтопроводу за критерієм забезпечення достатнього рівня надійності.....	400
9.3. Приклади планування ремонту ділянок нафтопроводу..	407
9.4. Методика планування точкових ремонтів лінійної частини нафтопроводу.....	417
9.5. Аналіз результатів планування ремонтних робіт.....	425
9.6. Резюме.....	426
Література до частини 3.....	427
SUMMARY.....	430

CONTENT

INTRODUCTION	5
Part 1 MAIN PIPELINES DESIGN AND OPERATION	10
Chapter 1 Main pipelines, their life-cycle stages and operation experience	11
1.1. Main pipelines of Ukraine.....	11
1.2. Main pipeline life-cycle.....	37
1.3. Main underground pipelines laying geometry and exploitation influence	65
1.4. Summary.....	83
Chapter 2 Stress-strain state of the main pipelines linear part	85
2.1. Design scheme and stress-strain state of the main pipeline... ..	85
2.2. Calculation of the main pipelines for durability and stability	90
2.3. Main pipeline stress-strain state during its overhaul	105
2.4. Summary.....	119
Chapter 3 Modeling of the pipeline longitudinal stresses from the base subsidence	121
3.1. Conditions of the main pipelines collapsible bases	121
3.2. Substantiation of the loess base deformation model under the pipeline.....	131
3.3. Pipeline rigidity estimation during the consistent calculation with the base.....	146
3.4. Summary.....	167
References to the Part 1	170
Part 2 MAIN PIPELINES DESIGN RELIABILITY	177
Chapter 4 Input reliability parameters probabilistic description of the main pipelines linear parts	178
4.1. Loads and effects on main pipelines.....	178
4.2. Probabilistic models for the main pipelines reliability calculation.....	184
4.3. Probabilistic model of pipeline internal pressure.....	201
4.4. Probabilistic model of temperature drop.....	206
4.5. Statistical analysis of loess collapsible soils physical characteristics.....	209
4.6. Statistical analysis of loess collapsible soil deformation characteristics in water-saturated state.....	222
4.7. Probabilistic description of soil characteristics in the technique of random functions.....	230
4.8. Summary.....	236

Chapter 5 Principles and method of reliability indices calculation of main pipelines linear parts	239
5.1. General approach to structural reliability tasks solving	239
5.2. Main pipelines reliability estimation in the technique of random values.....	247
5.3. Linearization accuracy estimation of the pipeline strength reserve function.....	253
5.4. Main pipelines reliability estimation in the technique of random functions.....	264
5.5. Summary.....	279
Chapter 6 Examples of reliability indices calculation of main pipelines linear parts	280
6.1. Reliability estimation of main pipeline in operational condition.....	280
6.2. Main pipeline structure reliability change during its operation.....	288
6.3. Main pipeline reliability during the overhaul repair with its part replacement.....	292
6.4. Main pipeline reliability estimation in soils without special properties.....	296
6.5. Main pipelines linear parts faultlessness estimation as a "main pipeline - loess collapsible base" system.....	302
6.6. Summary.....	322
References to the Part 2	324
Part 3 THE INFLUENCE OF CORROSION DAMAGES ON THE MAIN PIPELINE RELIABILITY	331
Chapter 7 Corrosion damages statistical analysis of the main oil pipelines linear part	332
7.1. Main oil pipelines linear parts characteristic damages and technical state controlling methods.....	332
7.2. Output data for statistical analysis of corrosion damages.....	334
7.3. Probabilistic representation of pipes corrosion damages in the technique of random functions.....	339
7.4. Probabilistic representation of pipes corrosion damages in the form of maximum values distributions.....	350
7.5. Probabilistic representation of the corrosion damage dimensions in the pipe plane.....	357
7.6. Summary.....	362
Chapter 8 Reliability indexes calculation of main oil pipelines linear parts taking into account corrosion damages	364
8.1. Prerequisites and output data for the main oil pipeline	

linear parts reliability calculation.....	364
8.2. Method for the pipeline sections reliability assessment.....	369
8.3. Pipeline separate sections reliability at deterministic dimensions of corrosion damages.....	374
8.4. Pipeline separate sections reliability at random dimensions of corrosion damages.....	378
8.5. The reliability of the main oil pipelines linear parts as a system of pipes with corrosion damages.....	392
8.6. Summary.....	395
Chapter 9 Development of recommendations for main oil pipelines repair.....	397
9.1. Prerequisites and general principles of the repair works planning.....	397
9.2. Method of the oil pipeline linear part repair planning based on the criterion of an adequate reliability level providing....	400
9.3. Examples of the oil pipeline sections repair planning	407
9.4. Method of the oil pipeline linear part point repairs planning.	417
9.5. Analysis of the repair works planning results.....	423
9.6. Summary.....	426
References to the Part 3.....	427
SUMMARY.....	430

Підписано до друку 11.12.2018 р.
Формат 60x84/16. Папір офсетний. Гарнітура Times.
Друк різнографічний. Умовн. друк. арк. 25,52.
Наклад 100 шт. Замовлення 2018-93

Видавництво ПП «Астрая»
36014, м. Полтава, вул. Шведська, 20, кв. 4
Тел.: +38 (0532) 509-167, 611-694
E-mail: astraya.pl.ua@gmail.com, веб-сайт: astraya.pl.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 5599 від 19.09.2017 р.

Друк ПП «Астрая»
36014, м. Полтава, вул. Шведська, 20, кв. 4
Тел.: +38 (0532) 509-167, 611-694
Дата державної реєстрації та номер запису в ЄДР
14.12.1999 р. № 1 588 120 0000 010089