

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛТАВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА**

**В.О. ОНИЩЕНКО, Ю.Л. ВИННИКОВ, М.Л. ЗОЦЕНКО,
С.Ф. ПІЧУГІН, М.О. ХАРЧЕНКО, О.В. СТЕПОВА,
В.М. САВИК, П.О. МОЛЧАНОВ, П.Ю. ВИННИКОВ,
О.М. ГАНОШЕНКО**

**ЕФЕКТИВНІ КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНІ
РІШЕННЯ ОБ'ЄКТІВ ТРАНСПОРТУВАННЯ
НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ У СКЛАДНИХ
ІНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ**

МОНОГРАФІЯ

**V.O. ONYSHCHENKO, Yu.L. VYNNYKOV, M.L. ZOTSENKO,
S.F. PICHUGIN, M.O. KHARCHENKO, O.V. STEPONA,
V.M. SAVYK, P.O. MOLCHANOV, P.Y. VYNNYKOV,
O.M. GANOSHENKO**

**EFFECTIVE CONSTRUCTIVE-TECHNOLOGICAL
SOLUTIONS OF OIL AND OIL PRODUCTS
TRANSPORTATION FACILITIES
IN COMPLICATED GEOTECHNICAL CONDITIONS**

MONOGRAPH

**Полтава
2018**

УДК 622.692.4-027.236

Е 90

Рецензенти:

В.Д. Макаренко, докт. техн. наук, професор, Ніжинський агротехнічний інститут, відокремлений підрозділ Національного університету біоресурсів і природокористування України;

О.І. Голоднов, докт. техн. наук, професор, вчений секретар ВАТ «Укрінсталькон ім. В.М. Шимановського»;

Р.С. Ярімійчук, Заслужений діяч науки і техніки України, докт. техн. наук, професор, академік Української нафтогазової академії.

Рекомендовано до опублікування Вченою радою Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка (протокол №8 від 30.11.2018 р.).

Е90

Ефективні конструктивно-технологічні рішення об'єктів транспортування нафти і нафтопродуктів у складних інженерно-геологічних умовах: Монографія /В.О. Онищенко, Ю.Л. Винников, М.Л. Зоценко, С.Ф. Пічугін, М.О. Харченко, О.В. Степова, В.М. Савик, П.О. Молчанов, П.Ю. Винников, О.М. Ганошенко. – Полтава: ФОП Пусан А.Ф., 2018. – 258 с., іл.: 103; табл.: 44; дод. 1.

ISBN 978-966-97601-9-7

У монографії проаналізовано сучасний стан питання безпеки та причини відмов магістральних нафтопроводів. Запропоновано методику оцінювання ймовірності безвідмовної роботи трубопроводу у ґрунтах без особливих властивостей та в лесових просадочних ґрунтах за параметром поздовжніх і кільцевих напружень. Значну увагу приділено моделюванню методом скінчених елементів поздовжніх напружень у трубопроводі від просадочних деформацій основи.

Розглянуто вплив магнітного поля на асфальто-смоло-парафінові відкладення при транспортуванні нафти та нафтопродуктів і розроблено конструкцію трубного магнітотеплового депарафінізатора.

Отримано залежність, що дозволяє розрахувати глибину корозії на ділянці трубопроводу в тріщині ізоляційного покриття при роботі макрогальванічних корозійних пар і сталому перебуванні агресивного розчину в тріщині.

Effective constructive-technological solutions of oil and oil products transportation facilities in complicated geotechnical conditions: Monograph / V.O. Onyshchenko, Yu.L. Vynnykov, M.L. Zotsenko, S.F. Pichugin, M.O. Kharchenko, O.V. Stepova, V.M. Savyuk, P.O. Molchanov, P.Y. Vynnykov, O.M. Ganoshenko. – Poltava: FOP Pusan A.F., 2018. – 258 p., fig.: 103; tabl.: 44 ; annex 1.

The monograph analyzes the current state of the issue of safety and the causes of failures of trunk pipelines. A method for estimating the probability of trouble-free operation of the pipeline in soils without special properties and in loess subsided soils by the parameter of longitudinal and annular stresses is proposed. Considerable attention is paid to the modeling by the finite element method of longitudinal stresses in the pipeline from subsidence deformations of the base.

The influence of the magnetic field on the asphalt-resin-paraffin deposits during the transportation of oil and oil products is considered and the design of the pipe magnetothermal deparaffinizer is developed.

The dependence obtained allows us to calculate the corrosion depth at the pipeline section in the crack of the insulation coating when the macro galvanic corrosion pairs are working and the aggressive solution stays steady in the crack.

УДК 622.692.4-027.236

ISBN 978-966-97601-9-7

© Колектив авторів, 2018

ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ	14
1.1 Загальні відомості про системи трубопроводів України і Полтавського регіону.....	14
1.2 Склад системи магістральних трубопроводів з позицій надійності.....	17
1.3 Аналіз причин відмов магістральних нафто- та газопроводів...	20
1.3.1 Міжнародний досвід аварій на магістральних нафто- та газопроводах.....	20
1.3.2 Аналіз причин відмов нафтогазотранспортної мережі Полтавського регіону.....	24
1.4 Нормативна документація з проектування та зведення систем магістральних трубопроводів.....	27
1.4.1 Навантаження та впливи на лінійну частину магістральних трубопроводів.....	27
1.4.2 Вимоги вітчизняних нормативних документів до міцності та стійкості лінійної частини магістрального трубопроводу.....	31
1.4.3 Порівняльний аналіз вітчизняних і закордонних норм проектування трубопроводів.....	33
Висновки за розділом 1.....	36
Список використаних літературних джерел до розділу 1.....	37
РОЗДІЛ 2 ОЦІНЮВАННЯ ЙМОВІРНОСТІ БЕЗВІДМОВНОЇ РОБОТИ ТРУБОПРОВОДУ У ҐРУНТАХ БЕЗ ОСОБЛИВИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ	42
2.1 Передумови детерміністичного розрахунку трубопроводу в ґрунтах без особливих властивостей.....	42
2.2 Імовірнісний розв'язок задачі оцінювання нерівномірних осідань трубопроводу.....	43
2.3 Оцінювання надійності лінійної частини магістрального трубопроводу за параметром поздовжніх напружень.....	47
2.4 Визначення імовірнісних параметрів моделі деформації трубопроводу в техніці випадкових функцій.....	52
2.5 Оцінювання міцності та безвідмовності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень у ґрунтах без особливих властивостей.....	57
Висновки за розділом 2.....	63
Список використаних літературних джерел до розділу 2.....	64

РОЗДІЛ 3 МОДЕЛЮВАННЯ ПОЗДОВЖНИХ НАПРУЖЕНЬ У ТРУБОПРОВОДІ ВІД ПРОСАДОЧНИХ ДЕФОРМАЦІЙ ОСНОВИ.....	68
3.1 Нерівномірні деформації основи трубопроводу, складеної ґрунтами з особливими властивостями.....	68
3.2 Обґрунтування розмірів розрахункової схеми та фізико-механічних моделей елементів системи «лінійна частина магістрального трубопроводу – просадочна основа».....	74
3.3 Обґрунтування моделі деформування лесового просадочного ґрунту.....	78
3.4 Оцінювання жорсткості трубопроводу методом скінченних елементів.....	85
Висновки за розділом 3.....	102
Список використаних літературних джерел до розділу 3.....	103
РОЗДІЛ 4 ОЦІНЮВАННЯ ЙМОВІРНОСТІ БЕЗВІДМОВНОЇ РОБОТИ ТРУБОПРОВОДУ ЗА ПАРАМЕТРОМ ПОЗДОВЖНИХ І КІЛЬЦЕВИХ НАПРУЖЕНЬ.....	107
4.1 Інженерно-геологічні умови дослідних об'єктів для набору статистичного матеріалу фізико-механічних властивостей лесових просадочних ґрунтів.....	107
4.2 Результати статистичного аналізу фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів.....	110
4.3 Розподіл випадкових величин характеристик деформативності лесового просадочного ґрунту у водонасиченому стані.....	117
4.4 Методика ймовірносного розрахунку системи «магістральний трубопровід – просадочна основа».....	124
4.5 Геометричні та фізичні характеристики розрахункової схеми...	125
4.6 Оцінювання ймовірності відмови лінійної частини магістрального трубопроводу за параметром поздовжніх напружень..	130
4.7 Методика ймовірносного розрахунку системи «магістральний трубопровід – основа, здатна до набрякання».....	144
Висновки за розділом 4.....	150
Список використаних літературних джерел до розділу 4.....	151
РОЗДІЛ 5 ЗАСТОСУВАННЯ ВПЛИВУ МАГНІТНОГО ПОЛЯ НА АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФІНОВІ ВІДКЛАДЕННЯ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ.....	154
5.1 Аналіз методів боротьби та попередження утворення асфальто-смоло-парафінових відкладень.....	154
5.2 Огляд конструктивних рішень існуючих пристроїв, що використовуються для боротьби з утворенням асфальто-смоло-парафінових відкладень.....	160
5.3 Розроблення конструкції трубного магнітотеплового	

депарафінізатора.....	166
Висновки за розділом 5.....	176
Список використаних літературних джерел до розділу 5.....	177
РОЗДІЛ 6 ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ НАФТО- ГАЗОПРОВІДІВ.....	180
6.1 Умови експлуатації нафтогазотранспортної системи Полтавської області. Аналіз корозійної активності ґрунтів в Полтавській області.....	180
6.2 Тріщини в ізоляційному покритті трубопроводів і корозія сталі.....	193
6.3 Розрахункові методи визначення швидкості та глибини корозії сталі нафтогазопроводів.....	196
6.4 Математична модель роботи гальванічного корозійного елементу в тріщині сталевій конструкції.....	201
6.4.1 Загальні відомості до розробки математичної моделі роботи гальванічного корозійного елемента на трубопроводі в тріщині ізоляційного покриття	201
6.4.2 Двовірна математична модель роботи гальванічного корозійного елемента.....	203
6.5 Теоретичне дослідження математичної моделі корозії сталі в тріщині ізоляційного покриття трубопроводу.....	210
6.6 Розрахунок та експериментальна перевірка розрахунку глибини корозії трубопроводу при роботі гальванічного корозійного елемента в тріщині ізоляційного покриття.....	213
6.6.1 Розрахункові залежності для визначення глибини корозії трубопроводу при сталому перебуванні агресивного електролітичного розчину в тріщині.....	213
6.6.2 Розрахункові залежності для визначення глибини корозії трубопроводу при періодичному попаданні агресивного електролітичного розчину в тріщину.....	214
6.6.3 Розрахунок втрат металу на ділянках сталевий трубопроводу.....	218
Висновки за розділом 6.....	224
Список використаних літературних джерел до розділу 6.....	224
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	231
ДОДАТОК А СТАТИСТИЧНА ОБРОБКА ДОСЛІДНИХ ЗНАЧЕНЬ МОДУЛЮ ДЕФОРМАЦІЇ ВОДОНАСИЧЕНОГО ЛЕСОВОГО ПРОСАДОЧНОГО ҐРУНТУ.....	233

CONTENT

INTRODUCTION	9
SECTION 1 CURRENT STATE OF OIL AND GAS PIPELINE SAFETY ISSUE	14
1.1 General information on pipework system in Ukraine and the Poltava region	14
1.2 The consist of the main trunk pipeline system from the standpoint of reliability	17
1.3 Analysis of the causes of failures of major oil and gas pipelines...	20
1.3.1 International experience of accidents on main oil and gas pipelines	20
1.3.2 Analysis of the causes of failures of the Poltava region oil and gas transportation network	24
1.4 Standart documentation on the design and construction of main pipeline systems	27
1.4.1 Load and impacts on the linear part of main pipelines	27
1.4.2 Requirements of domestic normative documents to the strength and stability of the linear part of the main pipeline	31
1.4.3 Comparative analysis of domestic and foreign standarts of designing pipelines	33
Conclusions to the section 1.....	36
List of reference links to the section 1.....	37
SECTION 2 EVALUATION OF THE PROBABILITY OF SURVIVAL OF PIPELINE IN SOILS WITHOUT SPECIAL PROPERTIES	42
2.1 Prerequisites for deterministic calculation of pipelines in soils without special properties	42
2.2 Probabilistic solution of the problem of estimating differential settlements of the pipeline	43
2.3 Estimation of the reliability of the linear part of the main pipeline by the parameter of longitudinal stresses	47
2.4 Determination of probabilistic parameters of the pipeline deformation model in the technique of random functions	52
2.5 Estimation of durability and faultlessness of a pipeline by parameter of longitudinal stresses in soils without special properties	57
Conclusions to the section 2.....	63
List of reference links to the section 2.....	64
SECTION 3 MODELING OF LONG-TERM STRESSES IN PIPES FROM THE SOIL SUBSIDENCE	68
3.1 Differential deformations of the base of the pipeline, composed of soils with special properties	68

3.2 Justification of the calculation scheme sizes and physical-mechanical models of the elements of the system «Line part of the trunk pipeline – the subsidence basis»	74
3.3 Justification of the model of deformation of loess subsiding soils...	78
3.4 Estimation of pipeline stiffness by finite element method.....	85
Conclusions to the section 3.....	102
List of reference links to the section 3.....	103
SECTION 4 EVALUATION OF THE PROBABILITY OF SURVIVAL OF PIPELINE BY PARAMETER OF LONGITUDINAL AND CIRCUMFERENTIAL STRESSES	107
4.1 Engineering and geological conditions of experimental objects for the set of statistical material of physical and mechanical properties of loess subsiding soils	107
4.2 Results of statistical analysis of physical characteristics loess subsiding soils	110
4.3 Distribution of random variables of deformation characteristics of loess subsiding soils in water-saturated state	117
4.4 Method of probabilistic calculation of the system «trunk pipeline – subsidence basis».....	124
4.5 Geometric and physical characteristics of the calculation scheme...	125
4.6 Estimation of the probability of failure of the linear part of the main pipeline by the parameter of longitudinal stresses.....	130
4.7 Method of probabilistic calculation of the system «trunk pipeline – swelling base»	144
Conclusions to the section 4.....	150
List of reference links to the section 4.....	151
SECTION 5 APPLICATION OF MAGNETIC FIELD INFLUENCE ON ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS AT TRANSPORTATION OF OIL AND OIL PRODUCTS	154
5.1 Analysis of methods for control and prevention of formation of asphalt-resin-paraffin deposits	154
5.2 Review of the constructive solutions of existing devices used to control the formation of asphalt-resin-paraffin deposits	160
5.3 Development of the design of the pipe magnetothermal deparafinator	166
Conclusions to the section 5.....	176
List of reference links to the section 5.....	177
SECTION 6 ECOLOGICAL SAFETY IMPROVEMENT OF OIL AND GAS PIPELINES.....	180
6.1 Terms of operation of the oil and gas transportation system of the Poltava region. Analysis of corrosion activity of soils in the Poltava	

region	180
6.2 Cracks in the insulation of the pipelines and steel corrosion	193
6.3 Calculated methods for determining the rate and depth of corrosion of steel oil and gas pipelines	196
6.4 Mathematical model of galvanic corrosion element in the crack of steel structure	201
6.4.1 General information for the development of a mathematical model of the work of a galvanic corrosion element on a pipeline in a crack of insulating coating	201
6.4.2 Two-dimensional mathematical model of galvanic corrosion element	203
6.5 Theoretical study of the mathematical model of steel corrosion in the crack of the pipeline insulation	210
6.6 Calculation and experimental verification of corrosion depth calculation of the pipeline at work of a galvanic corrosion element in a crack of the insulating coating	213
6.6.1 Calculated dependencies for determining the corrosion depth of the pipeline under the constant presence of an aggressive electrolytic solution in a crack	213
6.6.2 Estimated dependencies for determining the corrosion depth of the pipeline during the periodic penetration of an aggressive electrolytic solution into a crack	214
6.6.3 Calculation of metal losses on sections of steel pipelines	218
Conclusions to the section 6.....	224
List of reference links to the section 6.....	224
GENERAL CONCLUSIONS.....	231
ANNEX A STATISTICAL ANALYSIS OF EXPERIMENTAL VALUES OF THE DEFORMATION MODULUS OF WATER-SATURATED LOESS SUBSIDING SOIL.....	233

ВСТУП

Одним із найбільш актуальних питань сьогодення є сприяння ефективній інтеграції України в Євразійський енергетичний простір шляхом забезпечення надійного функціонування та комплексного розвитку національної нафтотранспортної системи з метою посилення енергетичної безпеки нашої держави та інших європейських країн. Для цього необхідно розв'язати проблеми екологічної безпеки при проектуванні, зведенні та експлуатації сучасних економічних та надійних об'єктів транспортування та зберігання нафти і нафтопродуктів шляхом розроблення ефективних конструктивно-технологічних рішень штучних основ, фундаментів та конструкцій цих об'єктів при статичних і динамічних навантаженнях у складних інженерно-геологічних умовах. Описані вище питання є метою держбюджетної науково-дослідної роботи по темі «Ефективні конструктивно-технологічні рішення об'єктів транспортування та зберігання нафти і нафтопродуктів у складних інженерно-геологічних умовах», державний реєстраційний номер 0117U003086.

На рис. 1 показано систему магістральних нафтопроводів України і її найближчих сусідів, а на рис. 2 – систему магістральних нафтопроводів України, схему розміщення нафтопереробних заводів (НПЗ) і морських наливних терміналів (МНТ). На рис. 3 подано перспективні маршрути транспортування нафти до ЄС через територію України.

Перспективним нафтовим проектом в цьому напрямку є нафтопровід «Одеса – Броди – Плоцьк – Гданськ». Він має стати транзитною системою Євразійського нафтотранспортного коридору і буде забезпечувати постачання каспійської нафти до Євросоюзу. Цей проект не лише збільшить обсяг нафтотранзиту через територію України, надавши можливість вітчизняним НПЗ отримати сировину із альтернативних джерел, але й зміцнить роль України на енергетичному ринку Європи.

Однією з головних проблем є те, що середній термін експлуатації трубопроводів складає понад 30 років, при цьому досить часто перевищено нормативний термін експлуатації. Це свідчить про суттєвий об'єм робіт, пов'язаний із повною заміною лінійної частини чи, принаймні, її переізоляцією, який має бути виконаний у найближчі роки. Великі об'єми капітального ремонту та фінансова рецесія, яка поглинула Україну, сприяють удосконаленню нормативних документів і методик розрахунку міцності та стійкості трубопроводів. Крім того, аварії на трубопроводах призводять до значної шкоди екології.

Згідно норм із забезпечення надійності трубопроводи віднесені до найбільш відповідальних об'єктів, клас наслідків ССЗ, категорія відповідальності А – конструкції та елементи, відмова яких може призвести до повної непридатності до експлуатації інженерної споруди. Для таких об'єктів обов'язковим є розрахунок надійності, але конкретної методики оцінювання рівня надійності трубопроводів, поки немає.

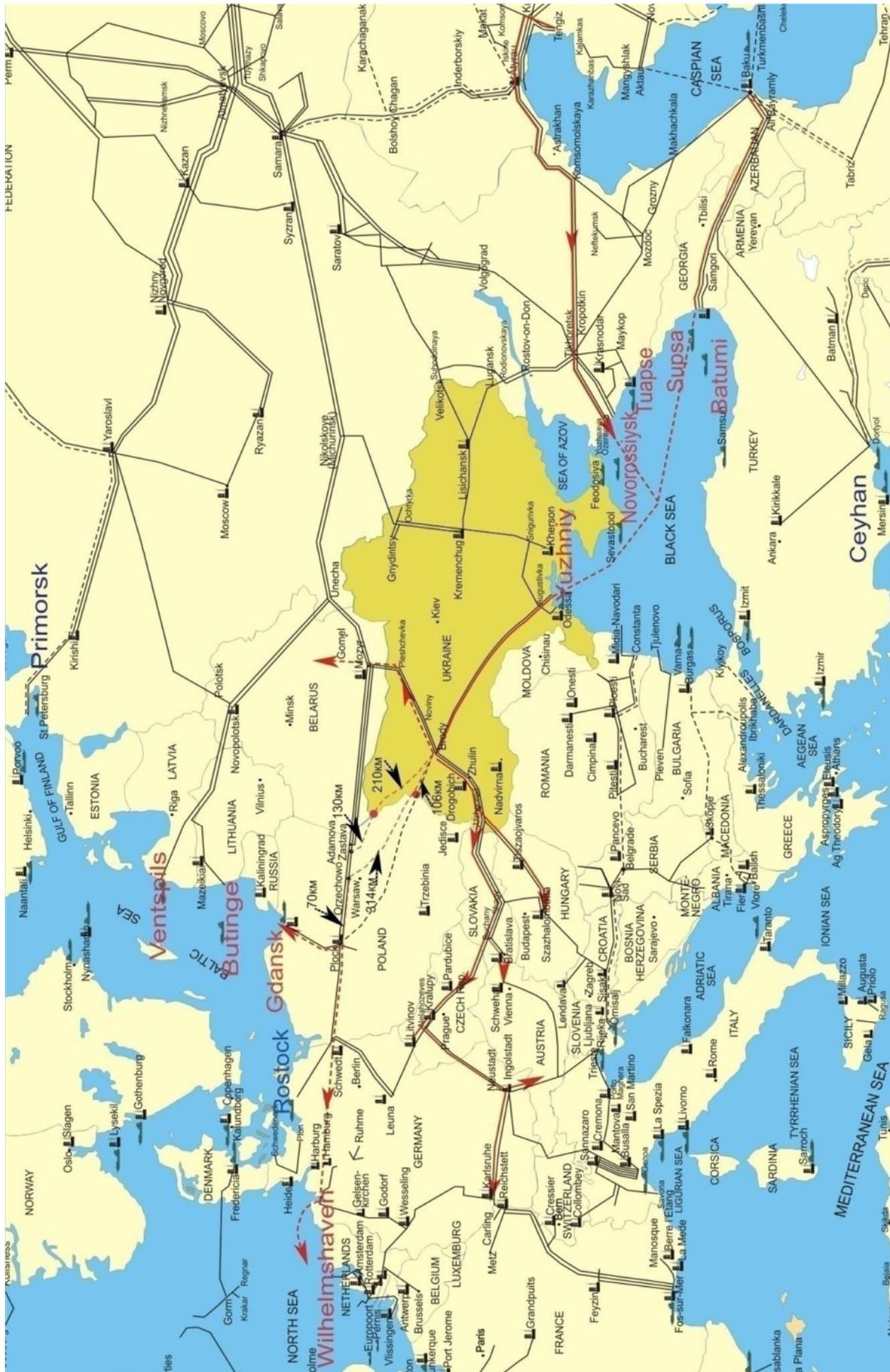


Рис. 1 – Система магістральних нафтопроводів України її найближчих сусідів

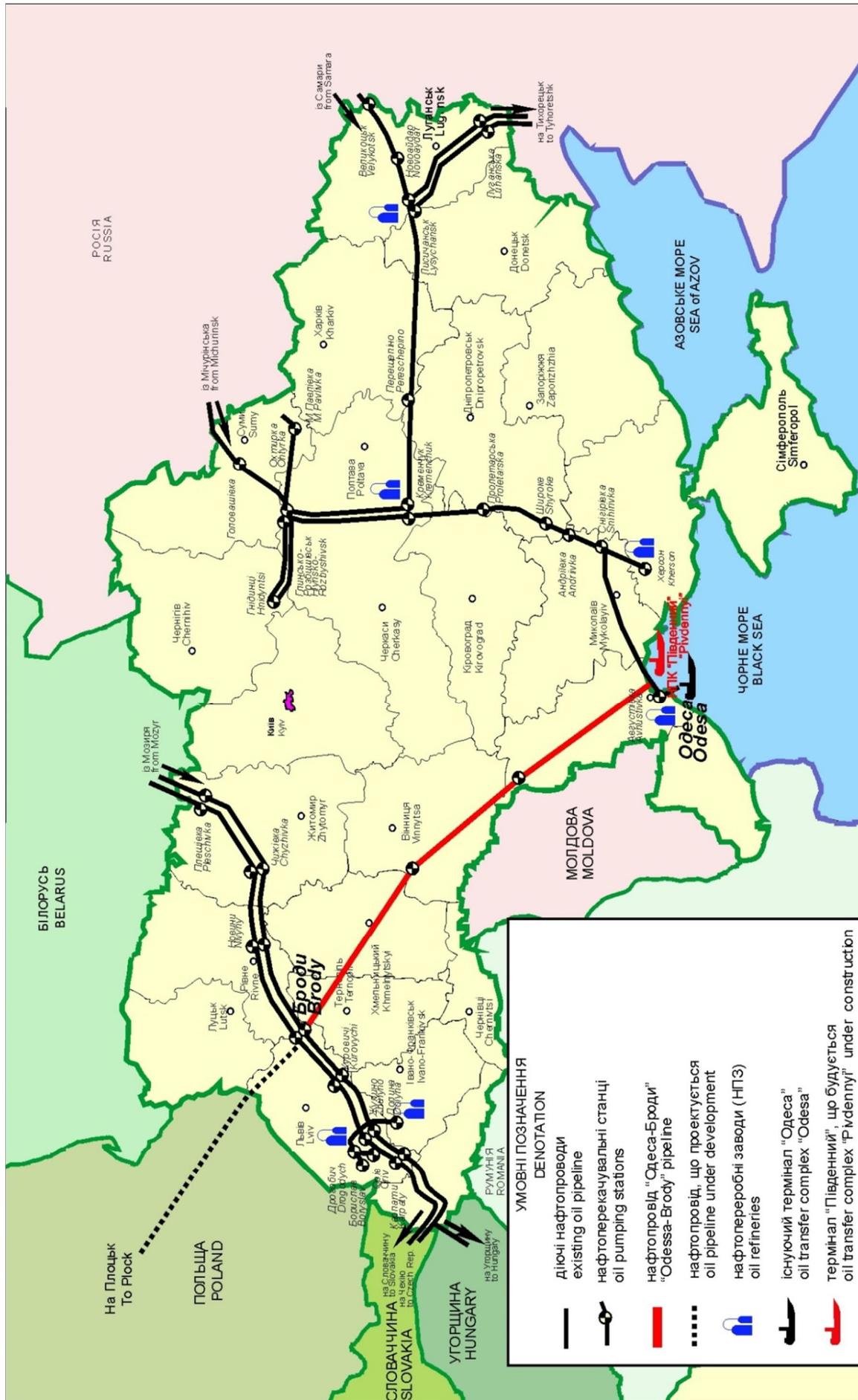


Рис. 2 – Система магістральних нафтопроводів України, схема розміщення нафтопереробних заводів (НПЗ) і морських наливних терміналів (МНТ)

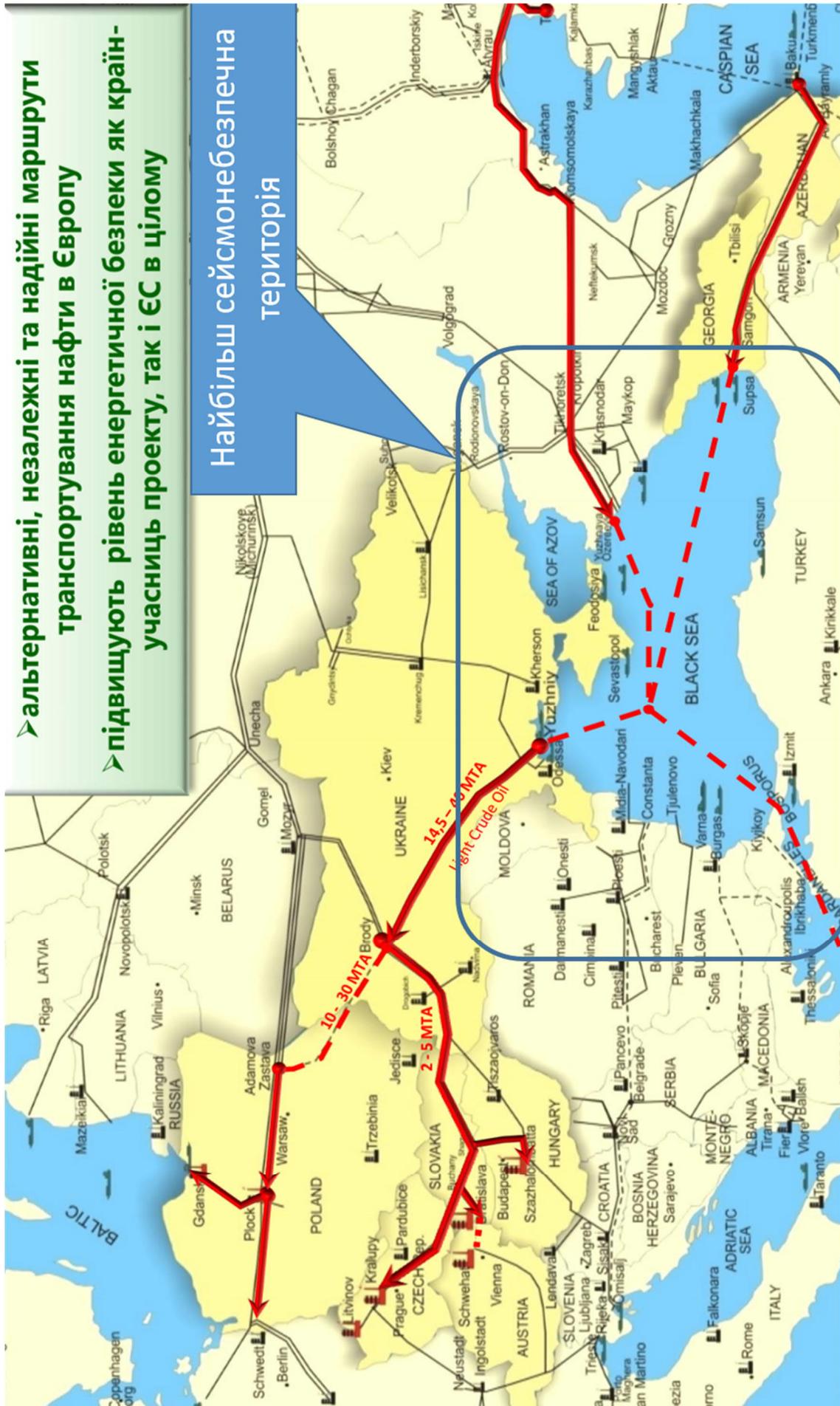


Рис. 3 – Перспективні маршрути транспортування нафти до ЄС через територію України

Окрім проблем, пов'язаних з розрахунковими методиками, виникають і ускладнення при транспортуванні нафти і нафтопродуктів. Процес переміщення рідких вуглеводнів досить часто ускладнюється через наявність в них парафінів чи асфальто-смоло-парафінистих часток, що призводить до утворення у внутрішній порожнині трубопроводів асфальто-смоло-парафінистих відкладень (АСПВ). З часом АСПВ, які являють собою вуглеводні метанового ряду від $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, а також силікагелеві смоли, асфальто-смолисті з'єднання, гідрати ускладнюють, а іноді унеможливають процес перекачування рідкої продукції, оскільки з часом вони перебивають прохідний переріз труб та обладнання.

Тривала взаємодія металу труби з навколишнім середовищем призводить до інтенсифікації корозійних процесів, до деградації фізико-механічних властивостей матеріалу стінки труби.

Аналіз причин відмов трубопроводів показує, що пошкодженнями, які зустрічаються найбільш часто на сталевих трубах, є свищі, викликані корозією труб. Процес відпрацювання проектного ресурсу протікає на фоні розвитку електрохімічної корозії металу, що спричиняє зменшення товщини стінки труби, а отже й зменшення ресурсу конструкції, відмови й аварії внаслідок корозії, пов'язані з невисокою якістю ізоляційних матеріалів, що застосовувалися при будівництві в попередні роки, та недосконалістю систем захисту. Одним із шляхів підвищення екологічної безпеки та довговічності експлуатації нафтопроводів є врахування факторів, що характеризують корозійні процеси на металі трубопроводів, таким чином попереджаючи утворення тріщин на поверхні та витікання нафти.

Зрозуміло, що ресурс в умовах дії електролітичних розчинів буде визначати корозія сталі в тріщинах, яка має прямий контакт з агресивним середовищем. Окремі методи оцінки залишкового ресурсу, довговічності сталевих транспортних конструкцій, які працюють в умовах агресивних середовищ, побудовані на розрахунках, що не враховують характеристики корозійних процесів на ділянках конструкції. Корозійні ж процеси на сталевих ділянках представлені, переважно, емпіричними залежностями, що не пов'язуються з наявністю тріщин в ізоляційних покриттях.

Таким чином, основною метою авторів цієї монографії є запропонувати: ефективні методики розрахунку, які б дозволили оцінити рівень надійності та довговічності сталевих конструкцій трубопроводів, їх залишковий ресурс і екологічну безпеку, та технологічні рішення, які б ефективно вирішили проблеми, пов'язані з експлуатацією об'єктів транспортування нафти і нафтопродуктів, що знаходяться в складних інженерно-геологічних умовах.

Автори висловлюють щире подяку рецензентам монографії докт. техн. наук, професорам В.Д. Макаренку, О.І. Голоднову та Р.С. Ярімійчуку.

РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ БЕЗПЕКИ НАФТОПРОВODІВ

1.1 Загальні відомості про системи трубопроводів України і Полтавського регіону

Нафто-, газотранспортна система – це мережа магістральних трубопроводів для транспортування нафти та газу з району видобутку чи виробництва до пунктів споживання та нафто-, газопроводів-відгалужень, що являють собою єдиний технологічний комплекс, який працює в безперервному робочому режимі [1].

Нафтотранспортна система України, експлуатацію якої здійснює ВАТ «Укртранснафта», складається з 19 магістральних нафтопроводів загальною довжиною 4766,1 км.

Роботу нафтопровідної системи забезпечує 51 нафтоперекачувальна станція, де працює 176 насосних агрегатів. Загальний обсяг резервуарного парку становить 1085 тис. м³.

Найбільші та найвідоміші магістральні нафтопроводи України – нафтопровід «Дружба» та нафтопровід Одеса – Броди. Єдина система магістральних нафтопроводів «Дружба» – найбільший у світі нафтопровід. Він збудований для транспортування нафти з Росії в країни Центральної та Західної Європи. Будівництво нафтопроводу почалося 10 грудня 1960 року, а 15 жовтня 1964 року відбулася офіційна церемонія запуску магістралі. Загальна довжина – близько 5200 км. Маршрут нафтопроводу проходить від Альметьєвська через Самару, Брянськ (Росія) до Мозиря (Білорусь), де розгалужується на дві гілки: північну (через Білорусь, Польщу та Німеччину) і південну (через Україну, Чехію, Словаччину й Угорщину). Російський відрізок нафтопроводу експлуатує компанія «Транснефть»; словацький – компанія Transpetrol, український – ВАТ «Укртранснафта».

Нафтопровід Одеса – Броди – це нафтогін, побудований між містами Одеса на Чорному морі і Броди у Львівській області, де приєднаний до нафтогону «Дружба». Експлуатаційна довжина – 674 км, проектна потужність – 14,5 млн. тон нафти на рік. Нафтогін повинен використовуватися для транзиту каспійської нафти в Центральну Європу, мінаючи територію Росії, з перспективою до портів Балтійського моря. Його будували протягом 1996 – 2001 років. Після завершення будівництва нафтогін три роки не використовували, після чого було прийнято рішення щодо його експлуатації в реверсному режимі. Нафту з нафтогона «Дружба» перекачують до терміналів українського порту «Південний».

Територією Полтавської області проходять гілки нафтопроводу «Дружба», що служать засобом транспортування нафти із Глинсько-Розбишівського, Радченківського та Зачепилівського родовищ до пунктів приймання чи переробки на Кременчуцькому НПЗ.

Газотранспортна система України – одна з найбільших у світі – це понад 35000 км магістральних трубопроводів, зокрема у Полтавській області загальна довжина магістральних трубопроводів складає 582 км, та близько 160 000 км розподільних мереж.

Нафтогазовий комплекс Полтавщини є одним з найбільш потужних у державі. Питома вага видобутку паливно-енергетичних ресурсів у Полтавській області є досить значною (рис. 1.1).

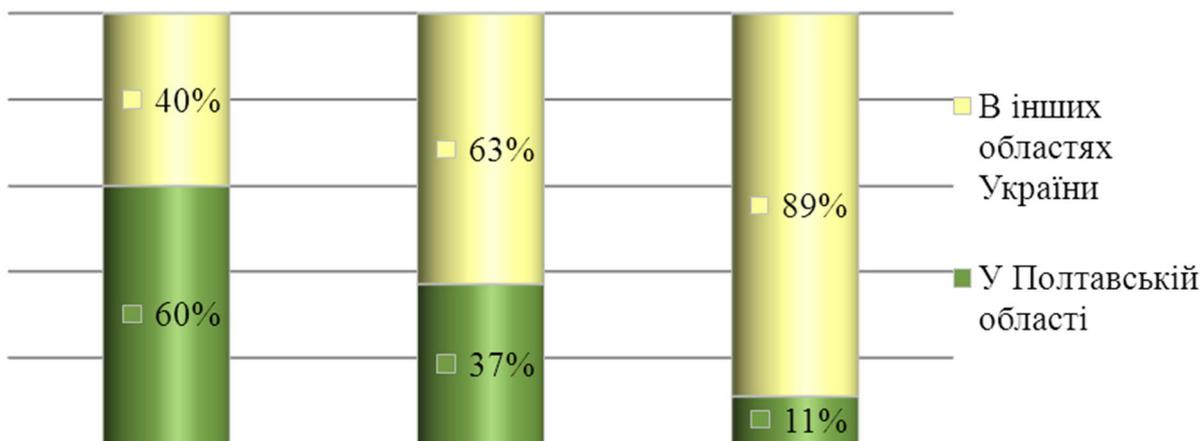


Рис. 1.1 – Видобуток паливно-енергетичних ресурсів

Нафтогазова галузь Полтавщини поєднує в собі підприємства, що не лише видобувають і переробляють нафту й газ, а й транспортують їх [2 – 4].

Починаючи з 1996 року, в Україні проводиться внутрішньотрубна діагностика магістральних нафтопроводів. На сьогодні вже діагностовано понад 13000 км нафтопроводів. У процесі тривалої експлуатації нафто-, газопроводів на їх поверхні виникають корозійні дефекти у вигляді виразок, каверн або великих ділянок загальної корозії, які суттєво знижують їх експлуатаційну надійність та підвищують ризик руйнування.

Відповідно до висновків Спільної робочої групи експертів України та Європейського Союзу, що працювала в рамках програми INOGATE, технічний стан нафтової системи визнано задовільним, але не відмінним.

З метою забезпечення надійності транзиту нафти та газу, а також збереження конкурентоздатності та привабливості нафто-, газотранспортної системи України розроблені й впроваджуються програми реконструкції і технічного переозброєння нафто-, газопроводів та їх споруд, світові стандарти їх експлуатації, використання енергозберігаючих технологій і устаткування.

У разі збільшення потужностей української нафтотранспортної системи і в умовах інтенсивного розвитку ринків нафти винятково актуальною є проблема забезпечення надійності, ефективності і безпечності її роботи, що досягається постійною підтримкою об'єктів у належному функціональному стані.

У загальному випадку магістральний трубопровід складається з двох головних станцій – вхідної та приймальної, між якими прокладені труби.

На вхідній станції встановлюються насоси, призначені для нагнітання рідини зі збірних резервуарів по трубах до резервуарів приймальної станції. Крім того, на шляху прокладання трубопроводу, з метою підвищення рівня надійності функціонування системи розроблюється розгалужена мережа газосховищ, розподільних, компресорних (КС), насосних (НС) і газовимірювальних станцій (ГВС) [5 – 8].

Необхідно відзначити, що трубопровідний транспорт по своїй фізичній суті та інженерним рішенням найбільш безпечний спосіб доставки пожежо- та вибухонебезпечних рідких і газоподібних вуглеводів. Однак ця безпека досягається при виконанні ряду обов'язкових умов [7 – 15]:

- забезпечення необхідної (розрахункової) пропускної здатності трубопроводу із гарантуванням конструктивної надійності;
- дотримання усіх нормативних вимог при проектуванні, будівництві та експлуатації трубопровідних систем;
- використання імовірнісних методів розрахунку, та врахування неоднорідності зовнішніх навантажень на трубопровід;
- створення системних функціональних резервів у вигляді багатониткових газопроводів з перемичками, компресорних і насосних станцій з резервними агрегатами, підземних сховищ газу та проміжних резервуарних парків нафти і нафтопроводів;
- використання при проектуванні сучасних способів вишукувань;
- контроль якості робіт, що виключають передчасний вихід системи трубопровідного транспорту з режиму нормальної експлуатації;
- екологічна безпека оточуючого середовища при будівництві та експлуатації систем трубопровідного транспорту; високий рівень автоматизації технологічних процесів;
- використання сучасних засобів діагностики та моніторингу трубопровідних систем, застосування засобів телемеханіки для локалізації аварійних ситуацій;
- обслуговування трубопровідних систем кваліфікованими кадрами.

Основні будівельні параметри та конструктивні рішення магістрального трубопроводу вибирають з урахуванням вимог, що до нього пред'являються: функціональні, будівельно-кліматичні, конструктивні (міцність, жорсткість, надійність і ін.), техніко-економічні. Ключовим документом для спорудження нового, або ж модернізації та реконструкції існуючого трубопроводу є техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) [16]. Із розрахунком техніко-економічних показників (ТЕП) трубопроводу, за якими виконують загальне оцінювання доцільності його зведення та відповідно вкладення капіталу в його будівництво.

Трубопровід повинен транспортувати ТЕО кількість енергоресурсів, що вирішується за допомогою вибору оптимального діаметру трубопроводу. Приклади визначення діаметру труби від річних об'ємів нафти, що транспортується, наведено у табл. 1.1 [7, 17, 18].

Таблиця 1.1 – Технологічні параметри магістральних нафтопроводів

Продуктивність, млн.т/рік	Діаметр (зовнішній), мм	Робочий тиск	
		МПа	кгс/см ²
0,7 – 1,2	219	8,8 – 9,8	90 – 100
1,1 – 1,8	273	7,4 – 8,3	75 – 85
1,6 – 2,4	325	6,6 – 7,4	67 – 75
.....			
11 – 19	720	5,6 – 6,1	58 – 62
15 – 27	820	5,5 – 5,9	56 – 60
23 – 50	1020	5,3 – 5,9	54 – 60
41 – 78	1220	5,1 – 5,5	52 - 56

Таким чином, об'єм продукту, що транспортується, внутрішній робочий тиск і зовнішній діаметр трубопроводу – взаємопов'язані величини. Основний ТЕП спорудження трубопроводу – металоємність лінійної частини, оскільки зовнішній діаметр D_{ex} достатньо жорстко прив'язаний до технологічного процесу, а отже єдиний механізм регулювання співвідношення вартості та надійності трубопроводу – вибір оптимальної товщини стінки лінійної частини магістрального трубопроводу (ЛЧМТ) [11, 19 – 21].

1.2 Склад системи магістральних трубопроводів з позицій надійності

Оцінка надійності всієї газопровідної системи складається з виділення однорідних груп елементів системи (компресорні станції, лінійні частини магістральних трубопроводів) з подальшим аналізом відмов підсистем.

Будемо розрізняти два рівня поділу конструкції на розрахункові ділянки. Перший – відповідає поділу конструкції на елементи відповідно до обраних при оцінюванні напружено-деформованого стану (НДС) розрахункових схем [11].

Другий – у виділенні ділянок з однорідними характеристиками за обраною групою параметрів. Перелік параметрів залежить від характеристик конструкції, виду розрахунків, типів можливих відмов і граничних станів, що реалізуються на виділеній розрахунковій ділянці. При цьому спочатку формують перелік типів розрахункових ділянок, об'єднаних заданими загальними ознаками [11].

Об'єктами дослідження надійності у системі магістральних трубопроводів можуть розглядатися [11]:

- вся система магістральних трубопроводів;
- певна група магістральних трубопроводів чи експлуатаційних ділянок, які мають єдину систему оперативного управління;
- магістральний трубопровід у цілому, чи 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.

Тут застосовується методологія системної теорії надійності, яка стосовно до магістральних газопроводів розглядає кілька рівнів розукрупнення системи. У роботі сконцентруємо увагу на рівні, для якого об'єктом дослідження є лінійна частина магістрального газопроводу, оскільки ЛЧМТ є однією з найдорожчих частин усієї системи [11].

На цьому рівні виділяються наступні підсистеми:

Група А:

– основний метал (труби) зі зварними з'єднаннями (зварні шви);

– переходи через перешкоди;

– вузли підключення до КС та НС;

– вузли пуску та приймання очисних приладів [17, 22];

– вузли встановлення лінійної арматури;

– розгалуження, відводи та перемички.

Група Б (елементи конструктивного оснащення):

– засоби електрохімічного захисту;

– способи прокладання трубопроводу у ґрунтовому середовищі (ґрунтова подушка, пальова основа, ґрунт зворотної засипки, ґрунтові анкери тощо);

– антикорозійні покриття.

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

З іншого боку, при розгляді конструктивної схеми конкретної трубопровідної системи необхідно провести структурний аналіз, при якому трубопровід розглядають як протяжну механічну систему, що складається з однорідних за способом прокладення, інженерно-геологічних і гідрогеологічних, кліматичних та експлуатаційних умов ділянок. Виділення однорідних ділянок здійснюється у відповідності з принципом рівної надійності (рис. 1.2). Для виділеної групи ділянок характерні відмови мають однакову природу (причина відмови описується одним і тим же критерієм настання граничного стану) [11, 13, 23].

У контексті виділення однорідних ділянок магістрального трубопроводу слід відзначити, що запірну арматуру слід встановлювати за розрахунком, але на відстані не більше 30 км [11]. Крім того, необхідно встановлювати запірну арматуру з обох боків переходів через перешкоди, а також у місцях відгалужень.

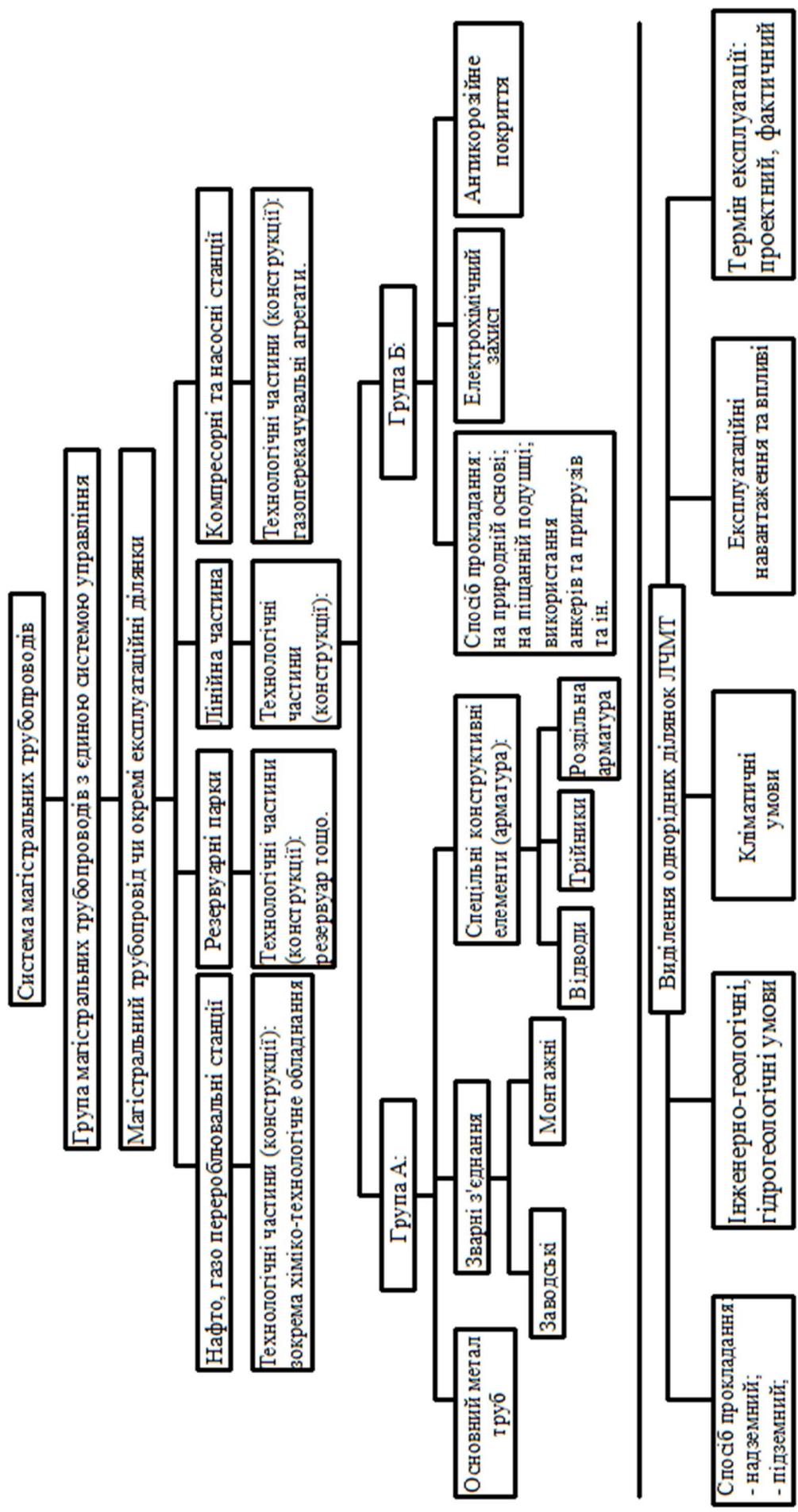


Рис. 1.2 – Схема виділення однорідних ділянок лінійних частин магістральних трубопроводів для подальшого імовірнісного дослідження

Окремо слід прокоментувати тезу про поділ ЛЧМТ за однорідністю інженерно-геологічних і гідрогеологічних, оскільки поведінка трубопроводу у генетично різних ґрунтах абсолютно відрізняється з точки зору урахування нерівномірних осідань на НДС трубопроводу, агресивності ґрунтового середовища на розвиток корозійних явищ у стінці трубопроводу. І взагалі неможливо вимагати від апарату статистики опису фізично та статистично непов'язаних величин [24 – 27].

Отже, 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 можливо проводити у техніці випадкових функцій (процесів) (ВФ).

У випадку прокладання трубопроводу в ґрунтах з особливими властивостями доцільно розглядати ділянки довжиною 100 – 200 м. Це обґрунтовано тим, що небезпечні інженерно-геологічні процеси: утворення мульди осідання у зоні гірничих виробок, відтавання вічномерзлого ґрунту, замокання ділянок лесового просадочного ґрунту та ін., – відбуваються локально, в обмеженій зоні, відповідно до розмірів і форм небезпечного процесу. Зокрема, і поздовжні напруження у стінках трубопроводу виникають саме у цих місцях. При цьому неможливо однією функцією коректно описати нормальну поведінку ґрунту та прояв локальних небезпечних явищ. Таким чином, аналіз міцності та надійності ЛЧМТ у нестандартних ґрунтових умовах необхідно проводити у більш простій, але ефективній техніці випадкових величин (ВВ).

1.3 Аналіз причин відмов магістральних нафто- та газопроводів

1.3.1 Міжнародний досвід аварій на магістральних нафто- та газопроводах

Довговічність і безвідмовність газопроводів значною мірою забезпечують раціональним вибором конструкційних матеріалів. До речі, відсотковий розподіл основних марок сталей, з яких виготовляють газопроводи, з якого випливає, що досить близькі за хімічним складом сталі 17ГС, 17Г1С та Х70 складають 81% від загальної кількості досліджуваних сталей. Тому слід особливу увагу приділити сталям типу 17Г1С [7, 8, 28, 29].

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 до 600 МПа забезпечує скорочення металоємності трубопроводу на 8 %, а до 650 МПа – 17%. На сьогодні міцність 600 МПа вважається оптимальною [7, 8].

Вивчення надійності магістральних трубопроводів розвивається у двох напрямках: перший присвячений реєструванню та аналізу аварійності на трубопроводах з наступним вивченням причин виникнення аварійних ситуацій; другий спрямований у напрямку визначення рівня надійності конкретних конструктивних елементів та їх сполучень під дією навантажень і впливів.

Завдання першого у розукрупнених показниках для усієї системи, не виділяючи підсистем та конструктивних елементів, оцінити кількість аварій на об'єктах нафто і газотранспорту. Збір статистичного матеріалу є достатньо складною задачею оскільки дана інформація є частково секретною [30]. З аналізу статистичних даних різних країн можливо зробити висновок про динаміку суттєвого зменшення кількості аварій за останні роки [7, 22, 30, 31]. Крім того, можна оцінити характер дефектів (табл. 1.2) [30], а також проаналізувати причини їх виникнення та здійснити ранжування небезпечних факторів (рис. 1.3).

Таблиця 1.2 – Інтенсивність аварій на магістральних трубопроводах у різних державах

Розмір труб, мм	Імовірність виникнення різноманітних дефектних отворів (у долях одиниці) за 2002 – 2009 рр. ¹		
	Свищі	Тріщини	Розриви
Магістральні газопроводи			
203 – 205	0,22	0,32	0,46
205 – 410	0,29	0,31	0,40
Більше 410	0,43	0,13	0,44
Магістральні нафто- та нафтопродуктопроводи			
203 – 205	0,68	0,26	0,06
205 – 410	0,65	0,22	0,13
Більше 410	0,67	0,21	0,12

¹ Дефектні отвори класифікуються: свищ – розгерметизація з отвором, який важко побачити неозброєним оком, розміри – крихітні; тріщина – витік з отвором, розміри (довжина, ширина, радіус) можливо визначити; розрив – повна розгерметизація ділянки трубопроводу.



Рис. 1.3 – Причини аварій на магістральних трубопроводах

Справний стан ЛЧМТ у першу чергу визначається несучою здатністю (міцністю, стійкістю, жорсткістю труби та ін.), герметичністю, а також

роботопридатністю запірно-регулюючих пристроїв і станом запобіжної арматури. Несуча здатність та герметичність визначають наявність внутрішніх скритих дефектів на момент початку його експлуатації, наявність зносу стінок та старінням трубопроводу в результаті дії на нього навантажень та впливів. Одним з головних факторів, що визначає надійність ЛЧМТ, є стан поверхні труб.

Пошкодження труб, виникнення дефектів відбувається на всіх етапах виготовлення, монтажу та експлуатації трубопроводу. Недостатність заводського контролю також негативно впливає на герметичність, наприклад для труб діаметром 500 – 800 мм зміщення кромки досягає до 3 мм, замість допустимих для спіральшовних труб 0,75 – 1,2 мм [2]. Під час транспортування та монтажу на поверхні труб можуть з'являтися тріщини, вм'ятини, подряпини, риси та ін. Перераховані дефекти труб проявляються при наступній експлуатації як концентратори напружень.

Корозійно-механічний знос металу трубопроводів у процесі їх експлуатації відбувається значно інтенсивніше під дією механічних і термодинамічних навантажень, а також при наявності корозійного впливу від ґрунтового середовища. Аварійність через корозію має тенденцію до зменшення через збільшення щорічних об'ємів капітального ремонту ЛЧМТ, покращення фізико-механічних та хімічних характеристик трубних сталей [8], підвищення ступеню електрохімічного захисту трубопроводу, розроблення сучасних антикорозійних покриттів. Але все ж корозія залишається надзвичайно гострою проблемою.

Структурна схема причин виникнення аварій на газопроводах компанії «Газпром» у період 1992 – 1998 рр. наведено на рис. 1.3. Як видно зі структурної схеми основними причинами відмов є корозія – 29,1% (у тому числі стрес-корозія 22,5%) та механічні пошкодження – 19,4%. Механічні пошкодження найчастіше викликані втручанням третіх осіб, які не пов'язані з роботою трубопроводів.

Аналіз статистики аварійних відмов на діючих магістральних трубопроводах 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. Крім того, для ЛЧМТ характерно корозійне розтріскування під напруженням (КРН) труб. Тріщини КРН найчастіше утворюються на «гарячих ділянках» трубопроводу на відстані до 20 км від компресорних станцій – 83% від усіх.

Для порівняння головних причин аварій на вітчизняних і закордонних газопроводах наведемо основні причини аварій за даними Європейської групи зі збору даних аварійності на газопроводах (European Gas Pipeline Incident Data Group – EGIG) (рис. 1.4.а) [30]. Бюро трубопровідної безпеки США (Office of Pipeline Safety under the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration – OPS PHMSA) (рис. 1.4.б). Асоціація операторів магістральних наземних газопроводів Великобританії (UNITED KINGDOM ONSHORE PIPELINE OPERATORS' ASSOCIATION – UKOPA) (рис. 1.4 в) [30].

З порівняння причин відмов вітчизняних і закордонних трубопроводів можливо зробити висновок, що за кордоном значно вищий антикорозійний захист ЛЧМТ, зокрема використання сталей з кращим хімічним складом, та найсучасніших методів гідроізоляції [7, 10]. Але збільшена питома вага аварій, які виникають внаслідок зовнішніх навантажень і впливів, що свідчить про кращий апарат урахування навантажень та впливів, розроблений у нашій країні.

Слід зазначити, що майже 70% відсотків труб і трубних сталей для систем ОАО «Газпром» виготовляються на території України, зокрема Харцизьким трубним заводом [7, 8]. Тому результати аналізу статистичних даних відмов можливо екстраполювати й на територію України, з урахуванням специфіки спорудження – у першу чергу інженерно-геологічних і гідрогеологічних несприятливих явищ [32].

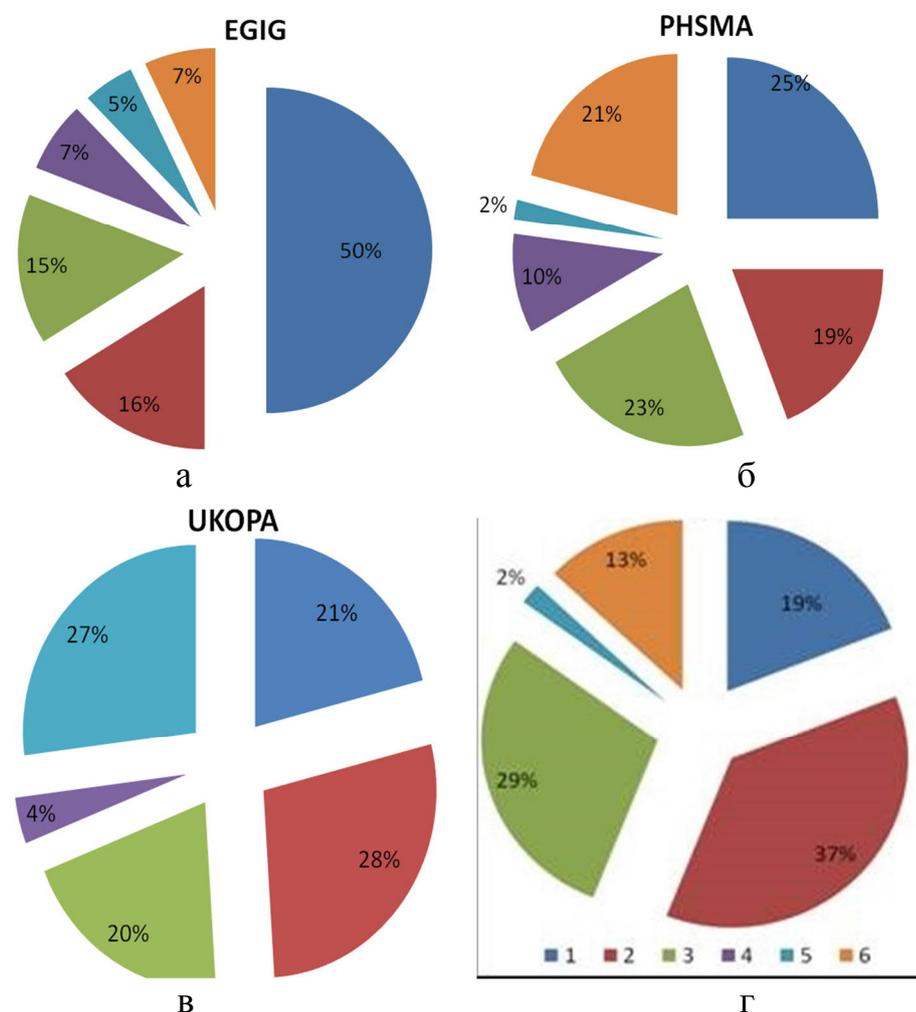


Рис. 1.4 – Розподіл аварій на магістральних трубопроводах залежно від причин їх виникнення за даними: а – EGIG (1970 – 2008 рр.); б – PHMSA (1988 – 2008 рр.); в – УКОРА (1962–2008 рр.); г – Ростехнадзора (2000 – 2008 гг.); 1 – зовнішній вплив; 2 – дефекти обладнання, труб, зварних швів; 3 – корозія, у т.ч. КРН; 4 – природні впливи; 5 – порушення правил експлуатації; 6 – інші

Для території Росії характерні наступні несприятливі інженерно-геологічні процеси: вічно мерзлі ґрунти, значні заболочені території, морозне випинання ґрунтів та ін. Для території України найгострішою залишається проблема будівництва на просадочних ґрунтах [32, 33] та ґрунтах здатних до набухання.

1.3.2 Аналіз причин відмов нафтогазотранспортної мережі Полтавського регіону

Нафто-, газо та продуктопроводи експлуатуються в складному корозійно-агресивному середовищі – ґрунті, умови якого характеризуються неоднорідністю та визначаються різноманітними факторами. При цьому на трубопровід діють не лише ґрунтові умови, а й інші чинники навколишнього середовища: атмосферне повітря, механічне навантаження тощо.

Пошкодження магістральних нафто-, газопроводів викликаються дією двох груп чинників. Перша група пов'язана зі зниженням несучої здатності трубопроводу, друга – зі збільшенням навантажень і впливів. Зниження несучої здатності трубопроводу відбувається через наявність дефектів у стінці труб і старіння металу. Фактори другої групи з'являються при експлуатації діючого нафто-, газопроводу (тиск, вплив різниці температур сировини, що перекачується, і навколотрубного середовища ґрунту, тиск шару ґрунту над трубою, різні статичні і рухомі навантаження, деформація земної поверхні на підроблюваних територіях, сейсмічні дії).

Обладнання об'єктів нафтогазового комплексу експлуатується декілька десятків років в умовах агресивного середовища без оновлення. Аналіз документів з інвентаризації об'єктів нафтогазотранспортного комплексу свідчить, що 25% устаткування, машин, споруд основного та допоміжного виробництва, 5% газопромислового устаткування, 69% свердловин, а також 23% спеціальних машин і устаткування відпрацювали до 50% свого ресурсу.

За статистичними даними Державної служби України з надзвичайних ситуацій за період 2005 – 2015 рр. зафіксовано 34 аварії, з яких: на нафтопроводі – 13, на газопроводі – 14, на продуктопроводі – 6, на аміакопроводі – 1 [34].

Аналіз розподілу надзвичайних ситуацій у 2017 – 2018 роках за видами проявів показує, що питома вага надзвичайних ситуацій унаслідок аварій на транспорті, пожеж і вибухів складає значну частину – 44% (рис. 1.5).

Надзвичайні ситуації, що стаються на магістральних нафто-газопроводах, входять саме до цих 44%, оскільки підприємства і об'єкти нафтогазового комплексу є одними з тих, що мають найбільш високий рівень пожежо- і вибухонебезпеки [35].



Рис. 1.5 – Надзвичайні ситуації за видами прояву

У доповідній записці щодо пропозиції про прийняття розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009 –2015 роки» від 21 жовтня 2009 р. № 1417-р вказується, що із загальної довжини газопроводів України 70% відпрацювали понад 20 років (рис. 1.6) [36].

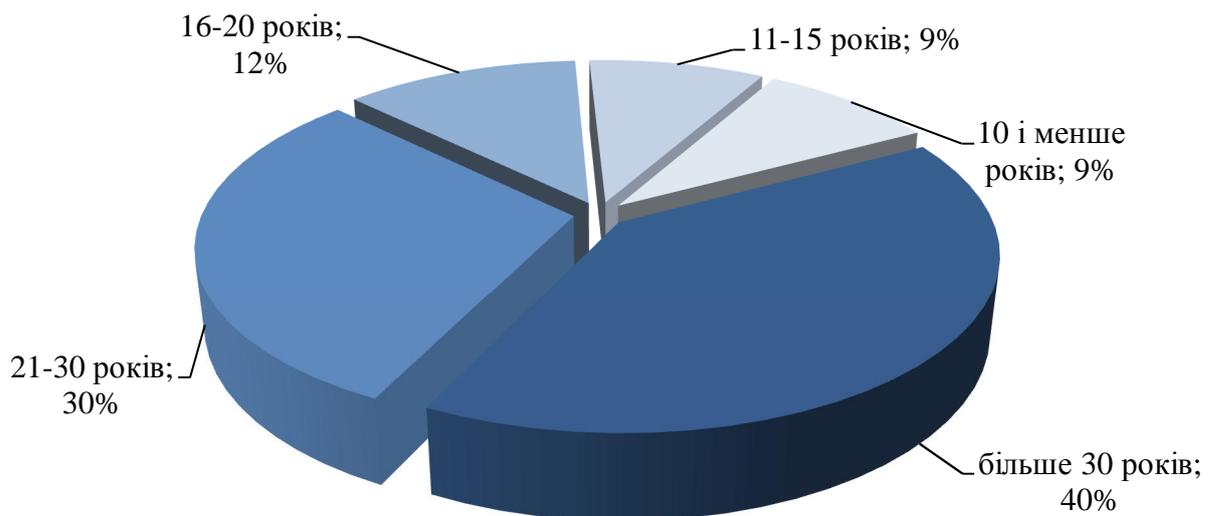


Рис. 1.6 – Структура трубопроводів України за тривалістю експлуатації

Магістральні нафто- та газопроводи Полтавської області експлуатуються вже більше 20 років: 4 газопроводи – понад 20 років, 2 газопроводи – понад 30 років, 3 газопроводи – понад 40 років і газопровід Шебелинка – Полтава - Київ експлуатується вже 55 років.

Близько 47% виявлених витоків нафти і газу на зовнішніх нафто- та газопроводах сталися через їх корозійні пошкодження, при цьому з них майже 22% – на підземних. Кількість відмов трубопроводів через корозію зростає (рис. 1.7).



Рис. 1.7 – Розподіл відмов трубопроводів за причинами виникнення у 1965 – 1990 рр. (а) і у 2002 – 2008 рр. (б)

Таким чином, серйозною причиною виходу трубопроводів з ладу є корозія. На частку корозійних процесів припадає до 50% відсотків усіх повідомлень про «серйозні аварії», які призводять до загибелі людей або завдають серйозної шкоди майну. Старіння металу трубопроводу (процес, який призводить до негативних змін структури та властивостей матеріалу) також називають серед основних причин аварій.

Корозійні ушкодження трубопроводів – це руйнування металевих поверхонь під дією хімічного чи електрохімічного впливу навколишнього середовища. Підземні нафтопроводи можуть піддаватися корозії під впливом ґрунту, блукаючих струмів і змінного струму електрифікованого транспорту.

У США основну частину державного контролю за функціонуванням нафтопроводів і газопроводів покладено на невелике агентство в складі Департаменту транспорту «Pipelines and Hazardous Materials Safety Administration» (Управління з безпеки трубопроводів і небезпечних матеріалів), скорочено – PHMSA. За даними агентства лише 7% трубопроводів передачі природного газу і 44% всіх небезпечних ліній передачі рідких нафтопродуктів відповідають жорстким критеріям перевірки і регулярно підлягають перевірці. Усі інші ділянки трубопроводів проходять контроль набагато рідше. Така ситуація склалась внаслідок того, що більшість федеральних законів про безпеку трубопроводів було прийнято у 60-ті і 70-ті роки, у той самий час було встановлено стандарти безпеки для новозбудованих ліній [37].

Для забезпечення надійності транзиту вуглеводневої сировини розроблені й впроваджуються програми реконструкції і технічного переоснащення трубопроводів та їх споруд, світові стандарти їх експлуатації, використання енергозберігаючих технологій і устаткування, своєчасне оцінювання та прогнозування строку безпечної експлуатації споруди.

1.4 Нормативна документація із проектування та зведення систем магістральних трубопроводів

1.4.1 Навантаження та впливи на лінійну частину магістральних трубопроводів

З точки зору походження навантаження та 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 вітчизняних норм [38 – 40] усі навантаження і впливи об'єднані у чотири групи залежно від терміну дії: постійні, тимчасові, довготривалі та короткочасні. В четверту групу включені так звані «особливі» навантаження та впливи.

Постійні навантаження та впливи [41], які діють протягом усього часу будівництва та експлуатації трубопроводу:

Власна вага трубопроводу, враховується у розрахунках як вага одиниці довжини трубопроводу

$$q_{mp} = n \cdot \pi D_m \cdot t \cdot \gamma_{cm}, \quad (1.1)$$

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

Вага ізоляції трубопроводу та різноманітних приладів. Приблизно 10% від ваги трубопроводу. Точніше за формулою

$$q_{iz} = n \cdot \frac{\pi}{4} (D_{is}^2 - D_{ex}^2) \cdot \gamma_{is}, \quad (1.2)$$

де n – коефіцієнт надійності за навантаженням ($n=1,1$); D_{is} та D_{ex} – діаметр ізольованого трубопроводу і його зовнішній діаметр; γ_{is} – питома вага ізоляції.

Навантаження від власної ваги трубопроводу та його ізоляції характеризується достатньо невеликою варіацією значень, оскільки допуск на товщину стінки труби знаходиться у межах 0,1 мм [7, 8]. Значно більша варіація значень характерна для навантаження від вище розташованих шарів ґрунту, оскільки значно варіюється глибина залягання трубопроводу, а також щільність ґрунту зворотної засипки

$$q_{gp} = n \cdot h_{cp} \cdot D_{is} \cdot \gamma_{gp}, \quad (1.3)$$

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

Рівняння (1.2) характерне для трубопроводу, прокладеного у ґрунтах без особливих властивостей. Так наприклад, для випадку деформацій ґрунту в зоні уступу в місцях шахтних виробок, значення q_{cp} значно збільшується [42, 43]. Із використанням \bar{h}_{cp} та $\bar{\gamma}_{cp}$ отримаємо математичне очікування навантаження від вище розташованих шарів ґрунту \bar{q}_{cp} .

Навантаження, пов'язані з гідростатичним тиском води на підводні трубопроводи, а також виштовхуюча дія води у цьому дослідженні не розглядається через суттєву різницю у механізмах їхньої дії з просіданнями трубопроводу.

Вплив попереднього напруження, яке виникає внаслідок пружного згину при поворотах осі трубопроводу у вертикальній та горизонтальній площинах (1.4). До речі, у закордонних нормах використання пружного згину заборонено, а повороти здійснюються лише за допомогою спеціальних секцій холодного гнуття, які виготовляють у заводських умовах [38]

$$\sigma_{bend} = \pm \frac{E_p D_{ex}}{2\rho}, \quad (1.4)$$

де σ_{bend} – максимальне поздовжнє зусилля, викликане пружним згином трубопроводу; E_p – модуль пружності сталі трубопроводу; D_{ex} – зовнішній діаметр трубопроводу; ρ – радіус пружного згину.

Нормативно допустимі значення пружного згину регламентовано технологічними нормами на зведення трубопроводів [39]. Крім того, вплив неточностей укладання трубопроводу, до того ж у імовірнісній формі, достатньо добре досліджений у роботі [44].

Тимчасові довготривалі. До тимчасових довготривалих навантажень і впливів віднесені: внутрішній робочий тиск, який встановлюється за проектом, виходячи з річних та добових об'ємів продукту, який необхідно транспортувати [7, 8, 17]. Внутрішній тиск створює кільцеві та поздовжні напруження.

Слід відмітити, що центральним моментом існуючих вітчизняних і закордонних норм є робота із внутрішнім робочим тиском продукту, який транспортується ЛЧМТ. Він викликає у стінках трубопроводу об'ємний напружений стан (рис. 1.8), 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 за кільцеві і меридіальні напруження. Тому під час розрахунку радіальними напруженнями будемо нехтувати, беручи до уваги тільки

поздовжні – меридіальні σ_l і кільцеві σ_h напруження. Таким чином, розглянемо плоский напружений стан.

Згідно рис. 1.8 умова рівноваги півкільця одиничної довжини

$$1 \cdot p \cdot D_{in} = 2T, \quad (1.5)$$

де p – нормативне значення внутрішнього тиску; D_{in} – внутрішній діаметр трубопроводу; $T = \sigma_h \cdot t$ – кільцеве зусилля у трубі; t – товщина стінки трубопроводу.

$$\text{Звідси кільцеві напруження } \sigma_h = \frac{n \cdot p \cdot D_{in}}{2t}.$$

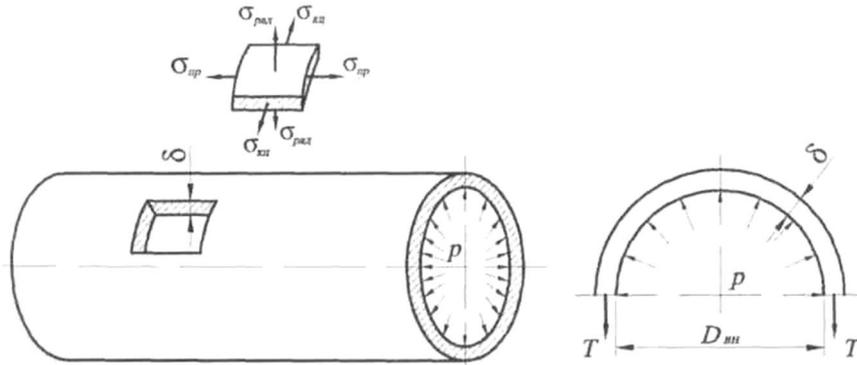


Рис. 1.8 – Схема напружено-деформованого стану трубопроводу від дії внутрішнього робочого тиску

Поздовжні напруження, викликані внутрішнім тиском, завжди мають розтягуючий характер [38]

$$\sigma_l = \mu \sigma_h = \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{in}}{2t}, \quad (1.6)$$

де μ – коефіцієнт поперечної деформації (коефіцієнт Пуассона).

Вага продукту, який транспортується на одиницю довжини трубопроводу [41]

$$q_{прод} = n \cdot 10^{-4} \cdot \gamma_{прод} \cdot \frac{\pi D_{in}^2}{4}, \quad (1.7)$$

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

Температурні впливи, які при неможливості поздовжніх деформацій викликають у стінках трубопроводу поздовжні напруження

$$\sigma_{позд.Т} = -\alpha E \Delta t, \quad (1.8)$$

де α – коефіцієнт лінійного розширення металу труби; E – модуль деформації сталі; Δt – розрахунковий температурний перепад.

Вплив температурних деформацій є достатньо цікавим, оскільки напруження, які виникають у стінці трубопроводу, можуть бути як розтягуючі «+», так і стискаючі «-». Крім того, температура, при якій фіксується система трубопроводу, суттєво змінюється як протягом року,

так, навіть, протягом доби, тому існує необхідність певним чином нормувати температуру, яка приймається у розрахунках.

Температура трубопроводу під час експлуатації залежить від багатьох чинників, які враховують фізико-хімічні характеристики продукту, добовий об'єм транзиту, але фактично вона є функцією від факторів: температури газу на виході з газоперекачувального агрегату, а також температури оточуючого ґрунту.

Отже, маємо дві найбільш небезпечних розрахункових ситуації для температури та тиску:

– трубопровід укладений у період з максимальною температурою та у даний момент (взимку) він експлуатується. У результаті маємо сумарні поздовжні розтягуючі зусилля від внутрішнього тиску й температурного впливу;

– трубопровід укладений у період з мінімальною температурою та у даний момент (влітку) він не експлуатується. У результаті маємо максимальні стискуючі напруження.

Протилежні до описаних вище ситуацій менш небезпечні з точки зору сумарних поздовжніх напружень, оскільки у цьому випадку стискуючі та розтягуючі напруження взаємо компенсують один одне.

Також надзвичайно важливими є напруження та деформації, пов'язані з впливом оточуючого ґрунту. Для довготривалих навантажень характерні деформації ґрунту, які не пов'язані зі зміною його структури.

У контексті цієї роботи нас найбільше цікавлять напруження, які викликані нерівномірним осідання основи трубопроводу – згинальні напруження (поздовжні фіброві). Отже, найважливішим є опір ґрунту вертикальним переміщенням «вниз». Експериментальні вишукування [45, 46], проведені на моделях трубопроводів, підтвердили, що у ґрунтах без особливих властивостей, можливо прийняти лінійну залежність між опором ґрунту та вертикальними переміщеннями труби «вниз». Ця залежність справедлива до того моменту, доки опір ґрунту менше його несучої здатності. Далі можна вважати, що опір ґрунту залишається постійним і не залежить від переміщень.

Тимчасові короткотривалі. До короткочасних віднесені сезонні природно-кліматичні, навантаження при випробуваннях, використанні очисного обладнання та інших операцій, незначних за терміном дії порівняно з експлуатацією трубопроводу. У цю ж групу віднесені вплив від селевих потоків і зсувів.

Окремого розгляду заслуговує група «особливих», до яких віднесені навантаження, що зумовлені суттєвою зміною зовнішніх ґрунтово-геологічних та гідро-геологічних умов за довжиною траси трубопроводу.

Об'єднуючи навантаження за ознакою однорідності механізмів накопичення пошкоджень і деградаційних властивостей конструкційних матеріалів, тобто використання однакових розрахункових моделей при аналізі НДС трубопроводу, навантаження та впливи можна розділити на

наступні групи: 1) квазіпостійні; 2) змінні та циклічні; 3) динамічні (ударні); 4) корозійно-механічні [7].

Представлення навантажень і впливів на трубопровід здійснюють у вигляді просторово-часових функцій, найбільш повна інформація про які може бути отримана у рамках імовірнісного підходу.

1.4.2 Вимоги вітчизняних нормативних документів до міцності та стійкості лінійної частини магістрального трубопроводу

Визначення товщини стінки трубопроводу, перевірка за критеріями кільцевих σ_h і поздовжніх осьових σ_l напружень проводиться з умови неперевищення останніх тимчасового опору розтягу матеріалу труб R_1 [38]. Між тим коефіцієнти надійності фактично забезпечують рівень напружень, що не перевищує межу текучості матеріалу R_2 [38]

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}; \quad R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_n}, \quad (1.9)$$

де R_1^H та R_2^H – нормативні значення опорів розтягу сталі, приймаються рівними мінімальним значенням тимчасового опору та межі текучості відповідно; m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу; k_1 , k_2 – коефіцієнт надійності за матеріалом; k_n – коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу.

Крім того, визначення розрахункових опорів на розтяг металу труб R_1 та R_2 у чинних нормах є недостатньо обґрунтованим з точки зору теорії надійності, оскільки коефіцієнти у формулах (1.9) варіюють розрахунковий опір металу труб у межах від 70% до 35% від нормативного [38, 44]. Таке значне зниження розрахункового опору має бути статистично обґрунтованим і потребує перегляду відповідно до сучасних технологій та існуючих методик розрахунку.

Товщину стінки згідно СНиП 2.05.06-85 [38] визначають на основі методу граничних станів. В області додатніх поздовжніх напружень товщина стінки знаходиться за формулою (1.10). При стискаючих поздовжніх напруженнях виконується рівність

$$t_n = \frac{npD}{2(R_1 + np)}; \quad (1.10)$$

$$t_n = \frac{npD}{2(R_1 \psi_1 + np)}, \quad (1.11)$$

де n – коефіцієнт надійності за навантаженням – внутрішньому робочому тиску у трубі; p – робочий (нормативний) тиск у трубі; ψ_1 – понижуючий коефіцієнт згідно (1.12)

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_l}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_l|}{R_1}, \quad (1.12)$$

де σ_l – поздовжні стискаючі напруження від дії розрахункових навантажень.

Товщина стінки приймається згідно (1.10) чи (1.11), але не менше $1/140 D_{ex}$, та не менше 3 мм для труб діаметром до 200 мм, не менше 4 мм для труб діаметром більше 200 мм. Вона заокруглюється у більшу сторону з точністю 0,1 мм, і вже враховує мінусовий допуск, отже може використовуватися як номінальна при замовленні великої партії труб. Якщо використовують труби з сортаменту, товщина стінки заокруглюється до ближчого більшого значення.

ЛЧМТ слід перевіряти на міцність, деформативність і загальну стійкість. Перевірка на міцність зводиться до виконання умови (1.14) [38]

$$|\sigma_l| \leq \psi_2 R_1, \quad (1.13)$$

де ψ_2 – знижуючий коефіцієнт, який враховує двовісно напружений стан, при $\sigma_l > 0 \psi_2 = 1$, для $\sigma_l < 0$ згідно (1.15)

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_h}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_h}{R_1}. \quad (1.14)$$

Кільцеві напруження σ_h визначають згідно (1.4).

Для прямолінійних ділянок магістральних трубопроводів поздовжні осьові напруження від впливу внутрішнього тиску та температури при відсутності інших розрахункових навантажень визначають за формулою

$$\sigma_l = -\alpha E \Delta t + \mu \sigma_h, \quad (1.15)$$

де μ – коефіцієнт Пуассона при пластичних деформаціях металу; α – коефіцієнт лінійного розширення металу труб; ΔT – температурний перепад; E – модуль пружності матеріалу труби.

З аналізу (1.10) – (1.15) товщина стінки залежить лише від внутрішнього тиску і перепаду температур. Додаткову умову для обмеження максимальних напружень і деформацій (друга група граничних станів) встановлено в нормах проектування

$$\sigma_l \leq \psi_3 \frac{c}{k_n} R_2^H, \quad \sigma_h \leq \frac{c}{k_n} R_2^H, \quad (1.16)$$

де c – коефіцієнт, що відображає категорію ділянки трубопроводу [38]; ψ_3 – коефіцієнт, який враховує двовісний напружений стан металу труби при $\sigma_l > 0 \psi_3 = 1$, для $\sigma_l < 0$ згідно (1.18)

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_h^H}{\frac{c}{k_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_h^H}{\frac{c}{k_n} R_2^H}. \quad (1.17)$$

Максимальні поздовжні напруження від внутрішнього тиску, перепаду температур і пружного вигину визначають з додаванням напружень з (1.3)

$$\sigma_l = -\alpha E \Delta t + \mu \sigma_h \pm \frac{E_p D_{ex}}{2\rho}. \quad (1.18)$$

Кільцеві, температурні та напруження від попереднього вигину достатньо добре проаналізовані в українських та закордонних нормах [14, 38]. Але важливим моментом, що потребує суттєвого удосконалення, є визначення подовжніх напружень від нерівномірних деформацій ґрунтової основи, які пов'язані зі зміною її структури, оскільки вони абсолютно не розглядаються в існуючих нормах.

Зокрема, в [38] питання прокладки трубопроводів на просадочних ґрунтах майже не висвітлено, лише вказано посилення, що величини просідання ґрунту слід визначати згідно з ДБН [47]. У нормах відсутнє будь-яке нормування осідань трубопроводу, не дано чітких вказівок як визначати ці переміщення трубопроводу [38 – 40].

Для розрахунку міцності сталевих промислових трубопроводів використовують СНиП 2.04.12-86 [40]. Перевірка міцності трубопроводів зводиться до вказівок, що описують загальний підхід до розрахунку. Визначення зусиль від розрахункових навантажень і впливів слід проводити методами будівельної механіки для статично невизначених систем (СНС). Розрахункова схема має відображати дійсні умови роботи, а метод розрахунку – дозволяти можливість використання чисельних комплексів та методу скінченних елементів (МСЕ) [40, 48 – 50].

У якості розрахункової схеми слід розглядати СНС плоскі або просторові, прості чи розгалужені; змінної жорсткості з урахуванням взаємодії труби з оточуючим середовищем (при укладанні безпосередньо у ґрунт). Таким чином, викладені положення дають цілковиту свободу у виборі методів оцінювання НДС трубопроводу.

Єдиним документом, у якому містяться конкретні вказівки з урахування поздовжніх напружень від нерівномірних деформацій основи σ_{dif} , виявився СП 42-102-2004 [51]. Значення додаткових напружень, які зумовлені прокладанням газопроводів у середньо набухаючих ґрунтах і масивах II типу просадочності, сильно набухаючих і підроблюваних територіях приймаються відповідно 40 та 60 МПа. При цьому, останні дві величини виглядають абсолютно необґрунтованими.

1.4.3 Порівняльний аналіз вітчизняних і закордонних норм проектування трубопроводів

На даний момент існує два методи розрахунку несучих конструкцій: допустимих напружень і граничних станів. Перший широко використовують у закордонних нормах проектування, зокрема ASME, DIN, British standards та ін. [14, 15, 52 – 55]. Він базується на понятті

допустимого напруження $[\sigma]$ як максимально безпечного для даного елемента. Критерієм відношення допустимого напруження до небезпечного (критичного) є коефіцієнт запасу міцності (КЗМ), який представляє собою відношення цих напружень. Величина КЗМ залежить від наявності корозійних впливів на матеріал, характеру діючого навантаження, характеру небезпечного напруження, межі текучості σ_y , межі міцності σ_u , його значення може коливатися у межах $K [1,4-1,6...2,4-2,6]$ [8, 15].

Вітчизняні норми проектування магістральних трубопроводів базуються на прогресивному методі граничних станів, в основі якого лежить імовірнісний підхід до описання навантажень і впливів, а також характеристик міцності матеріалів конструкцій. Метод передбачає оцінювання декількох граничних станів (міцність, стійкість, деформативність), які регламентують роботу конструкції. Тут використовують замість одного коефіцієнта запасу міцності диференційовану систему коефіцієнтів, кожний з яких враховує стохастичний характер окремої групи факторів [27].

Порівняння норм різних країн – достатньо важка задача, враховуючи, фундаментальну відмінність підходів до розрахунку, різні критерії міцності (межа текучості σ_y , межа міцності σ_u), характеристики матеріалів конструкцій різних країн [8, 10, 15].

Одним із найважливіших моментів є визначення товщини стінки трубопроводу, оскільки подальші перевірки міцності фактично не відрізняються [8, 14, 15, 38, 40, 51]. Узагальнивши різні підходи, можливо зробити висновок, що за всіма нормами розрахунок починається із визначення товщини стінки трубопроводу, який майже не відрізняється. Розрахунок ведеться з умови неперевищення кільцевими напруженнями σ_h межі текучості матеріалу трубопроводу R_y з урахуванням коефіцієнтів надійності [30, 45]

$$\sigma_h \leq \gamma_i R_y, \quad (1.19)$$

де γ_i – коефіцієнти надійності, встановлені відповідними нормами.

Одним з найбільших завдань подальших досліджень є чітка диференціація коефіцієнтів запасу міцності у вітчизняних (1.12) стандартах. Крім того, його структура у закордонних нормах має ще більш необґрунтований характер, таким чином він більше схожий на «коефіцієнт незнання» [27, 56, 57].

Доцільно розрахувати товщину стінки ділянки трубопроводу за методами допустимих напружень (за міжнародними нормами) та граничних станів згідно методики [38].

ASME B31.4; CSA-Z183 (нафтопроводи) [53]

$$t_n = \frac{P_d D}{2S}; \quad (1.20)$$

$$S = FE_{зв.лива} \sigma_y, \quad (1.21)$$

де P_d – максимально допустимий робочий тиск (МДРТ). Вітчизняним аналогом МДРТ є добуток нормативного тиску на коефіцієнт надійності за навантаженням $P_d = np$. t_n – номінальна товщина стінки; D – зовнішній діаметр труби; S – допустиме напруження; σ_y – нормативна межа текучості; $E_{зв.шва}$ – коефіцієнт міцності зварного шва, зазвичай 1,0; F – розрахунковий коефіцієнт, який залежить від класу розташування ділянки. ISO 13623 [58]

$$t_n = \left(1 - \frac{\Delta^*}{100}\right)^{-1} \frac{P_d D}{2F\sigma_y + P_d}, \quad (1.22)$$

де Δ^* – відносний заводський допуск на товщину стінки (%); F – розрахунковий коефіцієнт для кільцевих напружень. Він може приймати значення 0,77 та 0,67, крім того, можливе зменшення значень коефіцієнта (0,55 та 0,45) залежно від класу розташування.

British Standard BS 8010: Part 2 [54]. За нормами Великобританії [6, 30] товщину стінки визначають аналогічно методиці ASME, однак не враховується температурний коефіцієнт. Крім того, безпосередньо у розрахунку необхідно враховувати заводський допуск на товщину стінки

$$t_n = \left(1 - \frac{\Delta^*}{100}\right)^{-1} \frac{P_d D}{2FE\sigma_y}. \quad (1.23)$$

Розрахунковий коефіцієнт F може приймати значення 0,72 та 0,6.

Норми Німеччини DIN EN12007 [59]. Формально номінальна товщина стінки має враховувати допуски на корозію та знос, але для ЛЧМТ цей допуск приймається рівним нулю

$$t_n = \left(1 - \frac{\Delta^*}{100}\right)^{-1} \frac{P_d D}{2E[\sigma]}, \quad (1.24)$$

де E – коефіцієнт міцності поздовжнього зварного шва, рівний 1,0; $[\sigma]$ – допустиме напруження, яке згідно [6, 30] визначається діленням нормативної межі текучості σ_y на коефіцієнт запасу K_y . Значення коефіцієнта запасу K_y залежить від видовження зразка при розриві δ_5 та призначення трубопроводу, та коливається у межах 1,4 – 1,7 [30].

Значення розрахункових коефіцієнтів для ділянок трубопроводів за різними нормами наведено в табл. 1.13. Як ми бачимо, методика визначення товщини стінки ЛЧМТ, центрального моменту при розрахунку згідно існуючих норм майже ідентична за виключенням значень коефіцієнтів запасу для кожних з норм.

Слід зазначити, що для вітчизняних нормативних документів величини коефіцієнтів нижчі, ніж для закордонних аналогів, а отже й товщина стінки у результаті розрахунку – тонша [8]. Тому є сенс більш детально дослідити дане питання і адаптувати до наших умов.

Таблиця 1.3 – Порівняння значень розрахункових коефіцієнтів для ділянок трубопроводів за різними нормами

Умовний клас безпеки	СНиП 2.05.06-85: коефіцієнт умов роботи, m	ASME B31.8: розрахунковий коефіцієнт, F	ISO 13623: розрахунковий коефіцієнт, F	BS 8010: Part 2. розрахунковий коефіцієнт, F	DIN 2470, Teil 2; DIN 2413: коефіцієнт запасу, K_y
Нормальний	III-IV $m=0,90$	1 $F=0,72$	Головна траса $F=0,77$	Головна траса $F=0,72$	$K_y=1,5$
Середній	I-II $m=0,75$	2 $F=0,60$	Відповідальні ділянки $F=0,67$	Відповідальні ділянки $F=0,60$	$K_y=1,6$
Високий	V $m=0,60$	3 $F=0,50$	Клас розташування 4 $F=0,55$	-	$K_y=1,7$

Висновки за розділом 1

1. Аналіз причин відмов об'єктів транспортування нафти і нафтопродуктів показав, що більшість аварій на них стаються внаслідок корозії металу труб, тобто через зменшення товщини стінки трубопроводу. Це різко підвищує екологічний ризик подальшої експлуатації таких конструкцій і актуалізує проблему оцінки їхнього залишкового ресурсу.

2. Безпека на трубопроводному транспорті досягається при дотриманні всіх нормативних вимог при проектуванні, будівництві та експлуатації трубопроводних систем. Доцільним є використання імовірнісних методів розрахунку, врахування неоднорідності зовнішніх навантажень та впливів на трубопровід. Надзвичайно важливим є виконання у повному обсязі усіх вишукувань, особливо інженерно-геологічних.

3. Кільцеві, температурні та напруження від попереднього вигину достатньо добре проаналізовані в українських та закордонних нормах. Але вони потребують суттєвого удосконалення у визначенні повздовжніх напружень від нерівномірних деформацій ґрунтової основи, які пов'язані зі зміною її структури. У нормах відсутнє будь-яке нормування осідань чи підняття трубопроводу. Значення додаткових напружень, зумовлені прокладанням газопроводів у середньонабухаючих ґрунтах і просадочних масивах з просіданням від власної ваги ґрунту більше 5 см, сильно набухаючих і підроблюваних територіях, приймають відповідно 40 та 60 МПа. Однак, вказані величини виглядають абсолютно необґрунтованими і потребують відповідних теоретичних та експериментальних досліджень.

4. Визначення товщини стінки ЛЧМТ є центральним моментом при розрахунку згідно з існуючими нормами різних країн. При цьому вона

майже ідентична, за виключенням значень коефіцієнтів запасу для кожних з норм. Для відчизняних нормативних документів значення коефіцієнтів нижчі, ніж для закордонних аналогів, а отже і товщина стінки за розрахунками – тонша. Це пояснюється більшою диференціацією коефіцієнтів запасу.

5. Надійна робота існуючої нафто-, газотранспортної системи можлива лише за відповідного науково-технічного забезпечення. Це зумовлює необхідність виконання великого обсягу науково-дослідних робіт у цій сфері.

6. Модернізація існуючої та будівництво нової нафто- і газотранспортної системи вимагає нових підходів до розрахунку і проектування цих інженерних систем із урахуванням не лише технологічних навантажень і впливів, а й конкретних інженерно-геологічних умов, в яких вони будуть експлуатуватися.

Список використаних літературних джерел до розділу 1

1. Магістральні нафтопроводи: ДК «Укртранснафт». 2013. – URL: <http://www.utg.ua>

2. Паливно-енергетичний комплекс Полтавщини. Державна політика енергозабезпечення та енергозбереження / Головне управління промисловості та розвитку інфраструктури Полтавської облдержадміністрації та управління з питань внутрішньої політики облдержадміністрації. URL: www.adm-pl.gov.ua.

3. Регіональна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Полтавській області у 2017 році / Державне управління охорони навколишнього природного середовища в Полтавській області. – 2017. – 169 с.

4. Пономаренко І.О. Нафтотранспортна система України. Надійність та безпека: «Паливно-енергетичний комплекс України: сьогодні та майбутнє» / І.О. Пономаренко // Матеріали 8-ого форуму. – 2010. – №8. – С. 8 – 11.

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

6. Надежность магистральных нефте-продуктопроводов / В.Л. Березин, Э.М.Ясин, В.В.Постников, Г.П. Жигулев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – 80 с.

7. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов. – М.: Недра, 1985. – 230 с.

8. Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / О.М. Иванцов, И.И. Мазур. – М.: Елима, 2004. – 1104с.

9. ДБН В.1.2-14-2009. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ. – К.: Мінрегіонбуд, 2009. – 29с.

10. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак,

А.М. Шаммазов. – Уфа.: Дизайн Полиграф Сервис, 2001. – 544 с.

11. РД 51-4.2-003-97. Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 90 с.

12. Теплинский Ю.А. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов / Ю.А. Теплинский – М.: ЦентрЛитНефтеГаза, 2007. – 400 с.: ил. – ISBN 5-902665-12-0.

13. Харитонов В.А. Строительство магистральных трубопроводов нефти и газа: [моногр.] / В.А. Харитонов. – М.: Изд-во АСВ, 2008. – 496 с.

14. Ellenberger J.P. Piping and Pipeline Calculations Manual. Construction, Design Fabrication and Examination / J. Philipp Ellenberger. – USA, Oxford: Elsevier, 2014. – 398 p.

15. Yong Bai Pipelines and risers / Yong Bai. – USA, Oxford: Elsevier, 2001. – 495 p.

16. Pichugin S. Numerical modeling of oil pipeline above ground crossing / S. Pichugin, V. Rozhko, P. Vynnykov // Abstracts of the 76 International scientific & practical conference «The problems and prospects of railway transport development» 19.05 – 20.05.2016 г. – Д.: ДИИТ, 2016. – С. 167 – 169.

17. Грудз Я.В. Энергоефективність газотранспортних систем / Я.В. Грудз. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 208 с.

18. 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. – 658 с.

19. Ахмадуллин К.Р. Проблемы и методы повышения надежности магистральных нефтепродуктопроводов / К.Р. Ахмадуллин, Р.Х. Хажиев, С.А. Еременко // Материалы конгресса. – Уфа: ГПП РБ, 2001. – С.81 – 84.

20. 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

21. Механіка ґрунтів. Основи та фундаменти. Підручник / В.Б. Швець, І.П. Бойко, Ю.Л. Винників, М.Л. Зоценко, О.О. Петраков, О.В. Солодянкін, В.Г. Шаповал, О.М. Шашенко, С.В. Біда. – Д.: Пороги, 2014. – 232 с., вид. друге, переробл. і доповн.

22. 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.

23. ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013. Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва. – К.: Мінрегіонбуд України, 2013. – 37 с.

24. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – М.: Высш. шк., 1964. – 576 с.

25. 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.

26. Пічугін С.Ф. Про надійність металевих лінійних частин магістральних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, В.А. Пашинський, Ж.Ю. Бескровна // Вісник Одеської державної академії будівництва та архітектури. – 2012. – С. 275 – 279.

27. Райзер В.Д. Теория надежности сооружений: Научное издание / В.Д. Райзер – М.: АСВ, 2010. – 384с.

28. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа / С.В. Дейнеко. – М.: Техника, ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.

29. Хариновский В. В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В. В. Хариновский. – М.: Недра, 2000. – 467 с. – ISBN 5-247-03863-0

30. 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.

31. Гайдамак В.В. Надежность нефтепроводов, прокладываемых в неоднородных грунтах / В.В. Гайдамак, В.Л. Березин, П.П. Бородавкин, Э.М. Ясин // Тем. обзор. Сер. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – 87 с.

32. 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.

33. Zotsenko M. Evaluation of Failure Probability of Soil Cushions / M. Zotsenko, Yu. 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.

34. Довідка про основні надзвичайні ситуації техногенного, природного та іншого характеру на території України. Державна служба з надзвичайних ситуацій: веб-сайт. URL: <http://www.dsns.gov.ua>.

35. Інформаційно-аналітична довідка про виникнення НС в Україні у I кварталі 2017 року. Державна служба України з надзвичайних ситуацій: веб-сайт. URL: <http://www.dsns.gov.ua>.

36. Доповідна записка Кабінетові Міністрів України щодо політичної пропозиції про прийняття розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України»: розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.10.2009 року № 1417-р.

37. Аналіз аварій на магістральних трубопроводах за період 2005 – 2015 рр. / О.В. Вовк та ін.// Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – № 4. – С. 113 – 118.

38. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.

39. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1980. – 41 с.

40. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 15 с.

41. Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136с.

42. 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.

43. Трегуб А.С. Экспериментальные исследования подземных трубопроводов на подрабатываемых территориях / А.С. Трегуб // Світ Геотехніки. – 2004. – № 2. – С. 15 – 20.

44. Зима О.Є. Надійність сталевій конструкції магістрального трубопроводу: автореф. дис. на здобуття ступеня канд. тех. наук: 05.23.01 / О.Є. Зима – Полтава: ПолтНТУ, 2014. – 22 с.

45. 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 // Тр. ВНИИСТ. – 1977. – Вып.35. – С. 31 – 40.

46. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: учебник для ВУЗов / П.П. Бородавкин. – М: Недра, 1986. – 224 с.

47. ДБН В.2.1-10-2009. Основи та фундаменти будівель і споруд. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 107 с.

48. Баженов В.А. Будівельна механіка. Комп'ютерні технології: підручник / В.А. Баженов, А.В. Перельмутер, О.В. Шишов. – К.: Каравелла, 2009. – 696 с.

49. Пашинський В.А. Вероятностная модель распределения максимальных значений для описания глубины коррозионных повреждений стальных труб магистральных нефтепроводов / В.А. Пашинський, Ж.Ю. Бескровная // Современное промышленное и гражданское строительство. – 9 (2). – 2013. – С. 71 – 78.

50. ANSYS Mechanical User's Guide. Release 15.0. – USA. Canonsburg, PA, 2013. – 1832 p.

51. СП 42-102-2004. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. – М.: ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ», 2004. – 199 с.

52. ASME B 31.3. Process Piping. American Society of Mechanical Engineers. – New York, 1999. – 113 p.

53. ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. American Society of Mechanical Engineers. – New York, 2002. – 126 p.

54. Code of Practice for Pipelines – Part 1: Steel Pipelines on Land, PD

8010, British Standards Institution, 2004. – 52 p.

55. ISO 14723:2009(en) Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems – Subsea pipeline valves. Technical Committee ISO/TC 67, 2009. – 72 p.

56. Перельмутер А. Новые направления в анализе надежности строительных конструкций: сб. статей / А. Перельмутер, С. Пичугин. – Саарбрюккен, Германия: Изд-во LAP Lambert Academic Publishing, 2014. – 112 с.

57. Пичугин С.Ф. Надежность стальных конструкций производственных зданий: монография / С.Ф. Пичугин. – М: АСВ, 2011. – 452 с.

58. ISO 13623:2009(en) Petroleum and natural gas industries. – Pipeline transportation systems. Technical Committee ISO/TC 67, 2009. – 173 p.

59. DIN EN 12007-1:2012-10. Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar – P. 1: General functional requirements; German version EN 12007-1:2012, Germany, 2012. – 298 p.

РОЗДІЛ 2 ОЦІНЮВАННЯ ЙМОВІРНОСТІ БЕЗВІДМОВНОЇ РОБОТИ ТРУБОПРОВОДУ У ҐРУНТАХ БЕЗ ОСОБЛИВИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

2.1 Передумови детерміністичного розрахунку 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 вкладають трубопровід. По-друге, ґрунт використовують як матеріал зворотної засипки, а отже, є важливим компонентом у визначенні зовнішніх навантажень на трубопровід [1, 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 [3] зазвичай відносять до категорії довготривалих. Вони характеризуються деформаціями ґрунту, які не пов'язані зі зміною його структури.

Слід зазначити, що переважна більшість сучасних вітчизняних [2, 4 – 12] і закордонних джерел [13, 14], у т. ч. нормативних [15], 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 в різних напрямках.

При моделюванні опорів ґрунту переміщенням у різних напрямках повинні враховуватися властивості ґрунту (рис. 2.1), зокрема, слід оцінювати нелінійний характер опорів ґрунту відносно переміщень трубопроводу у різних напрямках.

Для нашого дослідження найбільш цікавими є переміщення трубопроводу у вертикальній площині вниз. У найпростішому випадку при дослідженні зігнутої осі трубопроводу (рис. 2.1) використовують класичне диференціальне рівняння [16]

$$EI \frac{d^4 v}{dx^4} = q, \quad (2.1)$$

де EI – згинальна жорсткість трубопроводу; q – інтенсивність навантаження, яке діє на балку. Для ненавантаженої частини балки таким впливом є неперервна реакція основи, яка має інтенсивність $c_{y0}y$, c_{y0} – коефіцієнт відпору пружної основи; v – переміщення трубопроводу. Відповідно $q = -c_{y0}y$, а рівняння (2.1) набуде наступного вигляду

$$EI \frac{d^4 v}{dx^4} = -c_{y0}y, \quad (2.2)$$

де $\beta = \sqrt[4]{\frac{c_{y0}}{4EI}}$ – відношення нормального опору основи до жорсткості трубопроводу.

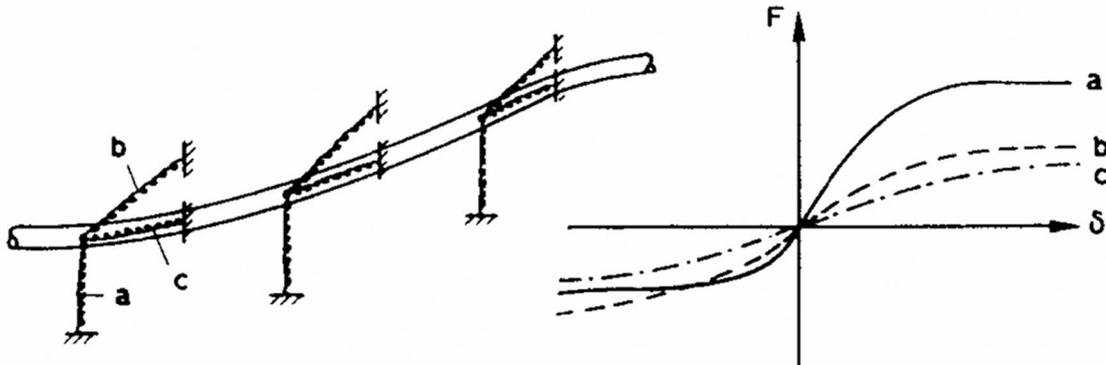


Рис. 2.1 – Схематичне зображення трубопроводу на пружній основі: а – схематичний опір ґрунту вертикальним переміщенням; б – схематичний опір ґрунту горизонтальним переміщенням; с – схематичний опір ґрунту поздовжнім переміщенням (також фрикційна пружина ґрунту, проти кручення)

У результаті розв’язку можливо отримати величини нерівномірних деформацій та внутрішніх зусиль:

$$v(x) = \frac{qdx}{8EI\beta^3} e^{-\beta x} (\cos \beta x + \sin \beta x) = \frac{qdx\beta}{2c} e^{-\beta x} (\cos \beta x + \sin \beta x); \quad (2.3)$$

$$M(x) = -EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -\frac{qdx}{4\beta} e^{-\beta x} (\cos \beta x + \sin \beta x), \quad (2.4)$$

де $\beta = \sqrt[4]{\frac{c_{y0}}{4EI}}$ – відношення нормального опору ґрунту основи до жорсткості трубопроводу.

Для спрощення використання функцій (2.3, 2.4) з метою отримання прогинів і згинаючих моментів у балці користуються таблицями з нарахованими значеннями коефіцієнтів [16].

2.2 Імовірнісний розв’язок задачі оцінювання нерівномірних осідань трубопроводу

Оцінювання надійності трубопроводу є 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 [2, 14, 17, 18]. Відповідно напруження та деформації сталевих підземних трубопроводів, які прокладаються у статистично неоднорідному ґрунті, є випадковими функціями осьової координати. Це дає підстави застосовувати саме математичний апарат ВФ для описання неоднорідності величин, що визначають стан трубопроводу [19, 20].

На основі рівняння зігнутої осі трубопроводу [1616], імовірнісного розв'язку у техніці випадкових функцій [2, 14, 17], а також сучасних досліджень [21, 22] виведемо основні залежності, що описують внутрішню структуру (кореляцію між перерізами трубопроводу за його осьовою координатою) випадкового процесу осідання трубопроводу на суцільній пружній основі з випадковими характеристиками.

Розглядатимемо сталевий трубопровід із зовнішнім діаметром D , товщиною стінки t , який прокладено у статистично неоднорідному ґрунті. Згинальна жорсткість трубопроводу – EI , жорсткість при розтягу чи стиску – EA , ефективну ширину – b_{eff} , коефіцієнт жорсткості основи – $c = \tilde{c}(x)$. Координатну систему Oxy оберемо так, як зображено на рис. 2.2. Згідно з [2, 17], припустимо, що основа, підготовлена для укладання трубопроводу, є нерівною. Рівняння, що описує цю початкову нерівність $u = \tilde{u}(x)$ (рис. 2.2).

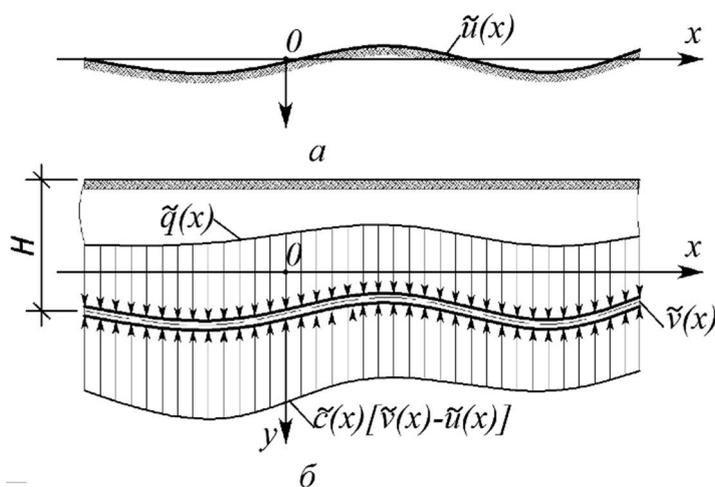


Рис. 2.2 – Розрахункова схема трубопроводу на суцільній пружній основі з випадковими характеристиками:
а – нерівність основи трубопроводу;
б – трубопровід з діючими нерівномірними навантаженнями

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 (2.5), що діють на трубопровід, позначимо $\tilde{q}(x)$. Враховують 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

$$\tilde{q}(x) = \tilde{q}_1(x) + \tilde{q}_2 + \tilde{q}_3 + \tilde{q}_4. \quad (2.5)$$

Диференційного рівняння пружної осі трубопроводу для визначення повного прогину стержня $v = \tilde{v}(x)$ маємо

$$EI \frac{d^4 v}{dx^4} + cv = \tilde{q}(x) + \tilde{c}(x)\tilde{u}(x) + EI \frac{d^4 v}{dx^4}. \quad (2.6)$$

Вищенаведені припущення разом з умовами обмеженості рішення на нескінченності описує стохастичну крайову задачу відносно функції $v = \tilde{v}(x)$. Розглядаючи задачу, як стохастично нелінійну, для її вирішення використано метод малого параметру [2, 7, 21].

У результаті розв'язку наведеного в [5, 6] отримаємо представлення правої частини рівняння, як випадкову функцію

$$r(x) = q_1(x) - c_1(x)v_0 + c_0 u_1(x) + EI \frac{d^4 v_1}{dx^4}, \quad (2.7)$$

де q_1 , v_1 , c_1 , u_1 – елементи розкладу рівняння (2.6) на рекурентну послідовність диференціальних рівнянь, при розкладі за малим параметром [2, 17].

Перепишемо рівняння (2.6) у вигляді

$$EI \frac{d^4 v_1}{dx^4} + c_0 v_1 = r(x). \quad (2.8)$$

У правій частині (2.8) стоїть однорідна випадкова функція, осьової координати x з математичним очікуванням, що дорівнює нулю. Для вирішення (2.8) використано методом спектральних представлень [2, 23]. Вираз (2.9) фактично є спектральною щільністю ВФ мінливості прогину трубопроводу за осьовою координатою

$$S_v(\omega) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \overline{v_1(x)v_1(x-\xi)} e^{-i\omega\xi} d\xi, \quad (2.9)$$

де ω – хвильове число; ξ – зсув між перерізами кореляції; x – осьова координата трубопроводу.

Наступним кроком введемо спектральну щільність вхідної ВФ неоднорідності навантажень та впливів на трубопровід $r(x)$. Слід зазначити, що основним параметром, який відповідає за неоднорідність вхідних ВФ є, саме, неоднорідність ґрунтових умов [2]

$$S_r(\omega) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \overline{r(x)r(x-\xi)} e^{-i\omega\xi} d\xi. \quad (2.10)$$

Зв'язок між спектрами функцій входу $v_1(x)$ та виходу $r(x)$ системи задається у наступному вигляді

$$v_1(\omega) = \frac{r(x)}{\omega^4 EI + c_0}. \quad (2.11)$$

Звідси отримаємо наступний вираз, що зв'язує між собою спектральні щільності функцій, які відповідають функції неоднорідності ґрунтових умов та нерівномірних деформацій:

$$S_v(\omega) = \frac{S_r(\omega)}{(\omega^4 EI + c_0)^2}. \quad (2.12)$$

У якості оператора виступає функція (2.13)

$$L(i\omega) = \omega^4 EI + c_0. \quad (2.13)$$

Функція $r(x)$ (2.7), стаціонарна [20, 23], отже її кореляційна функція залежить лише від відстані між перерізами ВФ 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. 2.1

$$\overline{r(x)r(x-\xi)} = K_0 e^{-\alpha\xi}, \quad (2.14)$$

де K_0 – деяка константа (середній квадрат r^{-2}); α – параметр, що характеризує згасання кореляції функції $r(x)$ залежно від віддалення між досліджуваними перерізами.

Таблиця 2.1 – Двостороннє зображення кореляційних функцій у формі інтеграла Фур'є

№ 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 ж заповнення траншеї. У цьому випадку доцільно використати вираз (2.20)

$$\overline{r(x)r(x-\xi)} = K_0 e^{-\alpha|\xi|} \cos \beta\xi. \quad (2.15)$$

Оскільки (2.14) це частковий випадок (2.15), при $\beta \rightarrow 0$ надалі користуватимемося нею. До того ж (2.15) дає зручну апроксимацію для реальних кореляційних функцій, частина з яких має ярко виражену ділянку від'ємної кореляції. Щоб перейти до спектрального представлення кореляційної функції можна використати таблиці інтегралів Фур'є (табл. 2.1) або ж інтегрувати її у комплексній формі [20, 23 – 29].

Після алгебраїчних перетворень отримуємо нормовану спектральну щільність кореляційної функції (2.21)

$$S_r(\omega) = \frac{K_0 \alpha}{\pi} \left[\frac{1}{(\omega - \beta)^2 + \alpha^2} + \frac{1}{(\omega + \beta)^2 + \alpha^2} \right]. \quad (2.16)$$

Замість K_0 зручно ввести безрозмірний коефіцієнт θ за формулою

$$K_0 = \theta^2 q_0^2. \quad (2.17)$$

Називатимемо його коефіцієнтом неоднорідності ґрунтових умов. Враховуючи формулу (2.6), знайдемо, що

$$\theta^2 = \overline{(q_1 - bc_1 w_0 + bc_0 w_1)^2} / q_0^2. \quad (2.18)$$

Коефіцієнт θ характеризує розкид сумарного навантаження на трубопровід (тобто суму тисків верхніх шарів ґрунту, реакції основи вагу труби, гідростатичний тиск рідини) та початкову нерівність поверхні, на яку вкладається трубопровід

$$S_r(\omega) = \frac{\alpha \theta^2 q_0^2}{\pi} \left[\frac{1}{(\omega - \beta)^2 + \alpha^2} + \frac{1}{(\omega + \beta)^2 + \alpha^2} \right]. \quad (2.19)$$

Вираз дає чіткий параметр внутрішньої структури процесу неоднорідності ґрунтової основи за довжиною трубопроводу, встановлює зв'язок між різними перерізами процесу [2, 18]. Слід відзначити, що (2.24) є зручним для подальших розрахунків рівня надійності лінійної частини магістральних трубопроводів, оскільки, за допомогою методу абсолютних максимумів ВФ [30] його можна перетворити на ефективну частоту процесу, що дає можливість використання стандартних імовірнісних методик.

2.3 Оцінювання надійності лінійної частини магістрального трубопроводу за параметром поздовжніх напружень

Методика запропонована [17] має ряд недоліків, головним з яких є відсутність урахування поздовжньої сили у трубопроводі, що виникає внаслідок дії робочого тиску та температурних перепадів. Подальше удосконалення визначення імовірності відмови $Q(L)$ для дійсної задачі можливе шляхом:

- використання диференційного рівняння зігнутого стержня з урахуванням поздовжньої сили (2.19);
- 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 характеристики безпеки β , яка б урахувала одночасний вплив згинального моменту та поздовжньої сили.

Для розв'язання першої проблеми, скористаємося рівнянням (2.6), але при цьому враховуючи поздовжню силу отримаємо

$$EI \frac{d^4 v_1}{dx^4} + N \frac{d^2 v_1}{dx^2} + \bar{c} v_1 = r(x), \quad (2.20)$$

у правій частині знаходиться вираз (2.12). Імпеданс системи, з урахуванням (2.20) матиме наступний вигляд

$$L(i\omega) = \omega^4 EI + \omega^2 N + \bar{c}. \quad (2.21)$$

де \bar{c} – математичне очікування коефіцієнту жорсткості основи.

Прирівнюючи праву частину (2.21) до нуля отримаємо

$$N = \omega^2 EI + \frac{\bar{c}}{\omega^2}. \quad (2.22)$$

Права частина приймає мінімальне значення при $\omega = \omega_0 = \sqrt[4]{\bar{c} / EI}$. Критичне значення поздовжньої сили отримаємо при підставленні $\omega = \omega_0$.

$$N_{кр} = 2\sqrt{EI\bar{c}}. \quad (2.23)$$

Дана формула – це розв'язання питання про критичну силу в задачі поздовжнього згину балки на вінклерівській основі. З урахуванням залежностей (2.20), (2.21) а також (2.22) зв'язок між спектрами функції неоднорідності ґрунтових умов і кривизни осі трубопроводу має вигляд

$$S_x(\omega) = \frac{S_r(\omega)}{\omega_0^4 \left(\frac{\omega^2}{\omega_0^2} + \frac{\omega_0^2}{\omega^2} + 2 \frac{N}{N_{кр}} \right)^2}. \quad (2.24)$$

Фізичний зміст поздовжньої сили у трубопроводі N

$$N = A \left(\mu \frac{\bar{p} D_{вн}}{2\delta} - \alpha E \Delta t \right) = A \left(0.15 \frac{\bar{p} D_{вн}}{\delta} - 0.252 \Delta \bar{t} \right), \quad (2.25)$$

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_{in} – внутрішній діаметр труби; t – номінальна товщина стінки труби; A – площа стінки труби.

Навантаження, що діють на ЛЧМТ, поділимо на два класи (рис. 2.2). Перший клас – це зовнішні фактори, які викликають нерівномірні осідання, вони представлені у формі ВФ [2, 17, 18]:

– 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} .

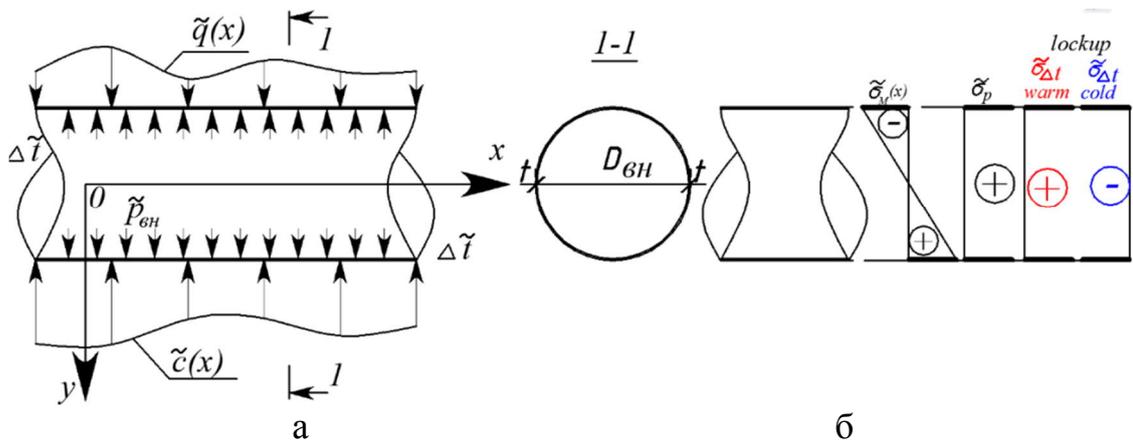


Рис. 2.2 – Зовнішні навантаження на ЛЧМТ та внутрішні зусилля: а – схема прикладання навантажень; б – епюри поздовжніх напружень у стінці ЛЧМТ

До другого класу віднесемо фактори, що викликають поздовжні напруження ЛЧМТ. Вони представлені у формі ВВ:

- внутрішній (робочий) тиск продукту, що транспортується \tilde{p}_{in} ;
- напруження і деформації від перепаду температур $\Delta\tilde{t}$.

Враховуючи, що замикання трубопроводу за технологічними вимогами зазвичай виконують у теплий період року, отже максимальний температурний перепад викликає напруження розтягу [31, 32].

Умова міцності зводиться до вимоги, щоб сумарні поздовжні напруження у стінці трубопроводу за модулем $|\sum \sigma_l|$ були менші за межу текучості металу труб R_y [26]. Функція надійності ЛЧМТ за параметром сумарних поздовжніх напружень (рис. 2.3) матиме такий вигляд

$$P(L) = 1 - Q(L) = P[\sup_{0 \leq x \leq L} |\sum \sigma_l| < R_y], \quad (2.26)$$

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 ЛЧМТ по довжині L .

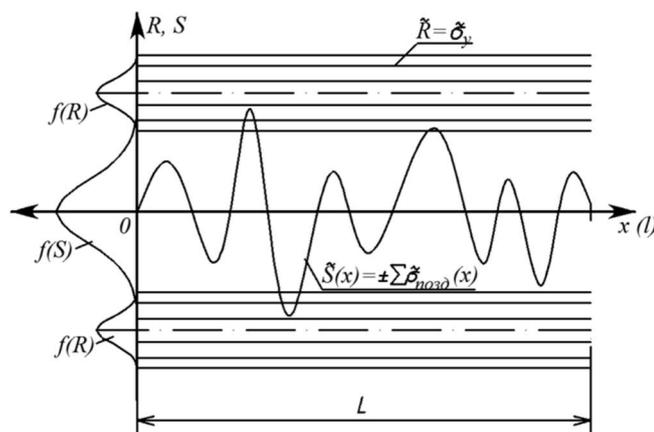


Рис. 2.3 – Модель відмови ЛЧМТ за параметром сумарних поздовжніх напружень

Закон розподілу несучої здатності трубопроводу матиме гаусовський характер, що пов'язано з великою кількістю вхідних параметрів. За впливом на кінцеву функцію їх ранжують: міцність сталі $\tilde{\sigma}_y$, внутрішній робочий тиск \tilde{p}_{in} , температурні перепади $\Delta\tilde{t}$, зміна коефіцієнту жорсткості основи \tilde{c}_{y_0} (деформативність ґрунту). З цих параметрів лише останній має закон розподілу відмінний від нормального. Відповідно розподіл сумарних поздовжніх напружень, а тому резерв несучої здатності також розподілено за нормальним законом. Тоді ймовірність відмови визначатиметься у формі абсолютних максимумів як [30, 33]

$$Q(L) = \exp[0,5(\gamma_0^2 - \beta^2)], \quad (2.27)$$

де γ_0 – характеристичний максимум випадкової функції $\sum \tilde{\sigma}_l(x)$; β – характеристика безпеки. Згідно з даними роботи [2, 30]

$$\gamma_0 = \sqrt{2 \ln \left[\frac{\omega_{\omega\chi} L}{\pi \cdot \beta_{\omega\chi}} \right]}, \quad (2.28)$$

де $\omega_{\omega\chi}$ – параметр, аналогічний ефективній частоті випадкового процесу. Він характеризує мінливість кривизни осі трубопроводу, а також сумарних поздовжніх напружень за його довжиною; $\beta_{\omega\chi}$ – коефіцієнт широкосмуговості ВФ $\sum \tilde{\sigma}_l(x)$.

$$\omega_{\omega\chi} = \left[\int_0^{\infty} S_{\chi}(\omega) \omega^2 d\omega \int_0^{\infty} S_{\chi}(\omega) d\omega \right]^{1/2}; \quad (2.29)$$

$$\beta_{\omega\chi} = \left[\int_0^{\infty} S_{\chi}(\omega) \omega^4 d\omega \int_0^{\infty} S_{\chi}(\omega) d\omega \right]^{1/2} / \int_0^{\infty} S_{\chi}(\omega) \omega^2 d\omega. \quad (2.30)$$

Характеристику безпеки у (2.32) можна визначити за допомогою методу для стиснуто-зігнутих стержнів [30], враховуючи що функція відмови буде залежати від статистичних характеристик сталі трубопроводу, статистичних характеристик поздовжньої сили (температурного перепаду, внутрішнього тиску), згинального моменту у трубопроводі

$$\tilde{Y} = f(\sigma_y, N_{\Delta t}, N_p, M); \quad (2.31)$$

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{\bar{Y} + \sum_{i=1}^n A_i (X_i - \bar{X}_i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left[\frac{dY}{dX_i}(\bar{X}_1, \bar{X}_2, \dots, \bar{X}_n) \right]^2 \hat{X}_i^2}} = \frac{\bar{Y} + \sum_{i=1}^n A_i (X_i - \bar{X}_i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n A_i^2 \hat{X}_i^2}}, \quad (2.32)$$

де A_i – часткові похідні функції (2.32) за кожним з аргументів функції.

Користуючись розв'язком диференційного рівняння рівноваги балки на пружній основі [16], маємо

$$\frac{d^4 v_1}{dx^4} + K^2 \cdot \frac{d^2 v_1}{dx^2} + c v_1 - q = 0, \quad (2.33)$$

де $K = \sqrt{N / EI}$.

Відоме приближене рішення згідно якого згинаючий момент

$$M = \frac{M^{np.бал}}{1 - N / N_{кр}}, \quad (2.34)$$

де $M^{np.бал}$ – момент балки на пружній основі; $N_{кр}$ – сила аналогічна Ейлеревій силі, яку можна вважати характеристикою даного конкретного трубопроводу на конкретній ґрунтовій основі.

Для резерву міцності отримаємо

$$\tilde{Y} = \tilde{\sigma}_y - \frac{\tilde{N}}{A} - \frac{\tilde{M}}{W(1 - \tilde{N} / N_{кр})}, \quad (2.35)$$

де A – площа поперечного перерізу балки; W – момент опору перерізу балки.

Слід врахувати, що математичне сподівання згинального моменту у трубопроводі дорівнює нулю $\overline{M} = 0$, а також вираз (2.23), таким чином математичне сподівання \overline{Y} отримаємо у наступній формі

$$\overline{Y} = \overline{\sigma}_y - \frac{\overline{N}_{\Delta t} - \overline{N}_p}{A}. \quad (2.36)$$

Коефіцієнти для отримання \hat{Y} визначаються шляхом часткового диференціювання (2.35):

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{dY}{d\sigma_y} = 1; \\ A_2 &= \frac{dY}{dN} = -\frac{1}{A} - \frac{\overline{M}}{WN_{кр}(1 - \overline{N} / N_{кр})} = -\frac{1}{A}; \\ A_3 &= \frac{dY}{dM} = -\frac{1}{W(1 - \overline{N} / N_{кр})}. \end{aligned} \quad (2.37)$$

Характеристика безпеки β отримає наступний вигляд

$$\beta = \frac{\overline{\sigma}_y - \frac{\overline{N}_{\Delta t} - \overline{N}_p}{A}}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_{\Delta t}^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_p^2 + \left(\frac{1}{W(1 - \overline{N} / N_{кр})} \right)^2 \cdot \hat{M}^2}}. \quad (2.38)$$

Слід врахувати, що замикання нитки трубопроводу за технологічними вимогами, як правило, виконують в теплу пору року, для великого діаметра трубопроводів напруження від робочого тиску перевищують стискаючі напруження від перепадів температур. Тому доцільно розглянути більш просту модель на розтяг-згин стержня. Між

напруженнями розтягу, на відміну від стиску, та згинальним моментом немає кореляційної залежності. Тому у результаті часткового диференціювання функції (2.35) отримуємо характеристику безпеки у вигляді

$$\beta = \frac{\bar{\sigma}_y - \bar{N}_{\Delta t} - \bar{N}_p}{F} \cdot \frac{1}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_{\Delta t}^2 + \frac{1}{A^2} \hat{N}_p^2 + \frac{1}{W^2} \cdot \hat{M}^2}}, \quad (2.39)$$

де $\hat{M} = EI \cdot \left[\int_0^{\infty} S_{\chi}(\omega) d\omega \right]^{1/2}$ – стандарт згинального моменту, який визначають із спектральної щільності кривини осі трубопроводу.

Формули (2.38) та (2.39) – найбільш складні компоненти при визначенні імовірності безвідмовної роботи ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень. Визначивши їх можливо коректно використовувати вираз (2.25).

Розрахунок рівня надійності ЛЧМТ за параметром жорсткості (нерівномірних осідань) має аналогічний характер. Його викладено у літературі [18, 34].

2.4 Визначення імовірнісних параметрів моделі деформації трубопроводу у техніці випадкових функцій

Головним недоліком використання ВФ до оцінювання деформацій, поздовжніх напружень, імовірності безвідмовно роботи трубопроводу є відсутність конкретних статистичних даних про зміну фізико-механічних властивостей ґрунту основи трубопроводу за його осью координатою [5].

Згідно розглянутої методики найвагомим параметром, який впливає на поведінку системи, є коефіцієнт нормального опору ґрунту поперечним переміщенням трубопроводу «вниз». Одиничний коефіцієнт нормального опору ґрунту, у першу чергу, залежить від модуля деформації ґрунту [5, 9]

$$c_{yo} = \frac{0,12 \cdot E_s}{(1 - \mu_s^2) \sqrt{l_0 \cdot D_{ex}}}, \quad (2.40)$$

де E_s – модуль деформації ґрунту; μ_s – коефіцієнт Пуассона; l_0 – одинична довжина трубопроводу; D_{ex} – зовнішній діаметр труби.

При більш глибоких дослідженнях використовують наступну залежність між переміщеннями трубопроводу та нормальним опором ґрунту основи

$$\begin{cases} c = c_{yo} D_{ex} y & \text{при } y \leq R_s / c_{yo}; \\ c = R_s D_{ex} & \text{при } y > R_s / c_{yo}, \end{cases} \quad (2.41)$$

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 [5]. Значення коефіцієнта Пуассона та зовнішнього діаметра труби для конкретного трубопроводу – величини постійні, отже основна змінна – модуль деформації ґрунту [18].

Набрати статистичний матеріал для визначення модулю деформації ґрунту E_s на трасі трубопроводу, тим більше з кроком відбору 1 м (для ідеальної кореляційної залежності) на довжині близько кілометра, є задачею, яку практично неможливо виконати при реальному будівництві. Отже, для оцінювання неоднорідності модуля деформації та відповідно коефіцієнта пружної основи, нами було відфільтровано та додатково оброблено дані інженерно-геологічних досліджень [5, 35] контролю якості ущільнення піщаного насипу поблизу м. Горішні Плавні (рис. 2.4).

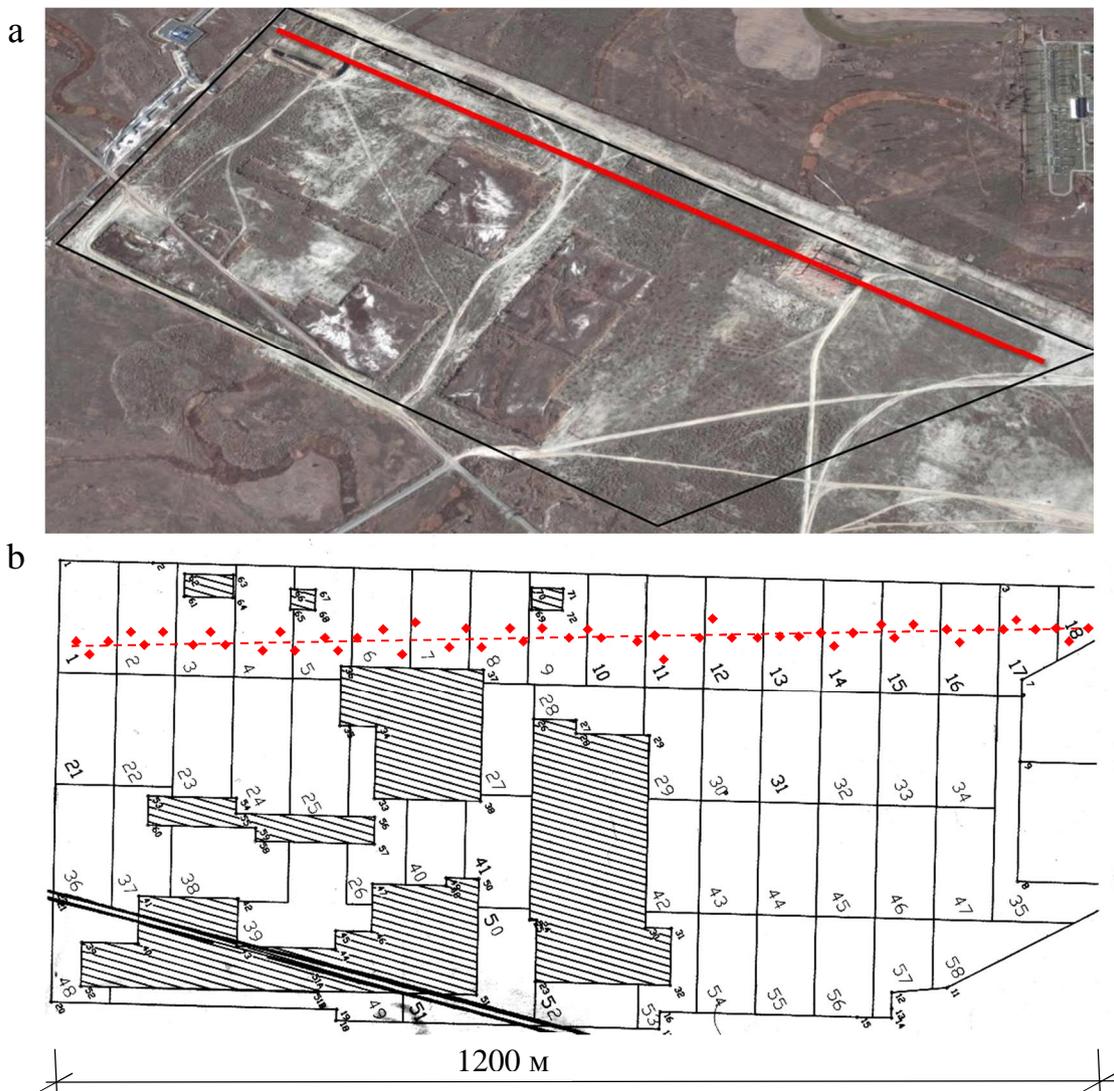


Рис. 2.4 – Штучний насип: а – сучасний вигляд з супутника із зазначенням траси відбору зразків ґрунту; б – поділ насипу на дослідні карти, точки відбору дослідних кілець

Ґрунт насипу – пісок мілкий однорідний, коефіцієнт Пуассона $\mu = 0,3$. Статистичні дані вибиралися з усього масиву, який було поділено на

квадрати через 30 см за висотою, але нами відфільтровано вибірку 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 визначаються для інтервалу напружень $\sigma \in [0,05...0,1]$ МПа; це пов'язано зі значеннями реальних напружень під трубою. Піщаний насип був обраний через те, що піщана основа не має особливих властивостей, є звичайною будівельною основою.

У розрахунках прийнято гіпотезу, що ВФ зміни модуля деформації є стаціонарною та ергодичною функцією [2, 14]. Але останнє твердження потребує статистичного доведення. Для його доведення необхідно, щоб отримана кореляційна функція випадкового процесу при $\xi \rightarrow \infty$, $k_x(\xi) \rightarrow 0$ (тобто кореляційний зв'язок між значеннями випадкової функції нескінченно зменшується відповідно до збільшення відстані між ними) [24].

Визначення числових характеристик стаціонарної ергодичної випадкової функції з досліду (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Статистичні дані щодо модуля деформації та коефіцієнта пружної основи

№ квадрата	Тиск у компресійному приладі			Значення коефіцієнта пружної основи, для труби діаметром $D_{\text{зн}} = 1020\text{мм}$		
	$\sigma = 0,05...0,1$ МПа			Випадкові величини \tilde{c}_{y_0} , кН/м^2		
	Випадкові величини \tilde{E}_s , 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

Реалізація функції неоднорідності ґрунтових умов зі зміною осьової координати (рис. 2.5)

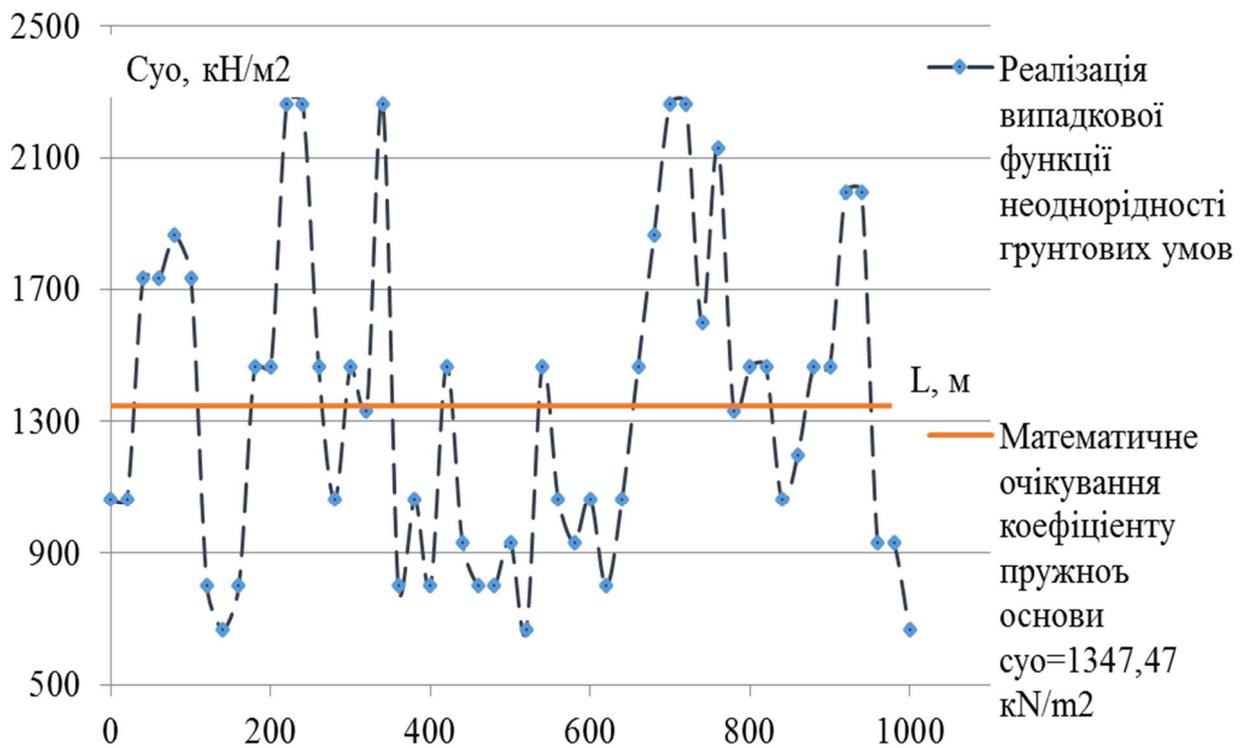


Рис. 2.5 – Реалізація ВФ неоднорідності ґрунтових умов за довжиною трубопроводу

$$m_x(l) = \overline{c_{yo}} = const = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{51} x(l_i) = 1347,471 \text{ кН/м}^3. \quad (2.42)$$

Для визначення 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 випадкового процесу [7].

Дисперсія та стандарт обчислюються аналогічно

$$D = const = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{51} [x(l_i) - m_x(l)]^2 = 232769,8 \left[\text{кН/м}^3 \right]^2, \\ \sigma = \sqrt{D} = 482,4623 \text{ кН/м}^3. \quad (2.43)$$

Відповідно коефіцієнт варіації ν становить

$$\nu = \frac{\sigma}{m} = 0,35. \quad (2.44)$$

$$k_x(\xi) = \frac{\left(\frac{1}{n-m} \right)}{D} \sum_{i=1}^{n-m} [(x(l_i) - m_x(l)) \cdot (x(l_{i+m}) - m_x(l))]. \quad (2.45)$$

Графік функції (2.45) зображено на (рис. 2.6, а) у вигляді точок, з'єднаних пунктирною лінією. Як бачимо (рис. 2.6, а), 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 (2.6, б) більш плавного характеру і виключити певні

викиди можливо апроксимувати отримані дані за допомогою методу найменших квадратів (МН) функцією (2.14) або (2.15).

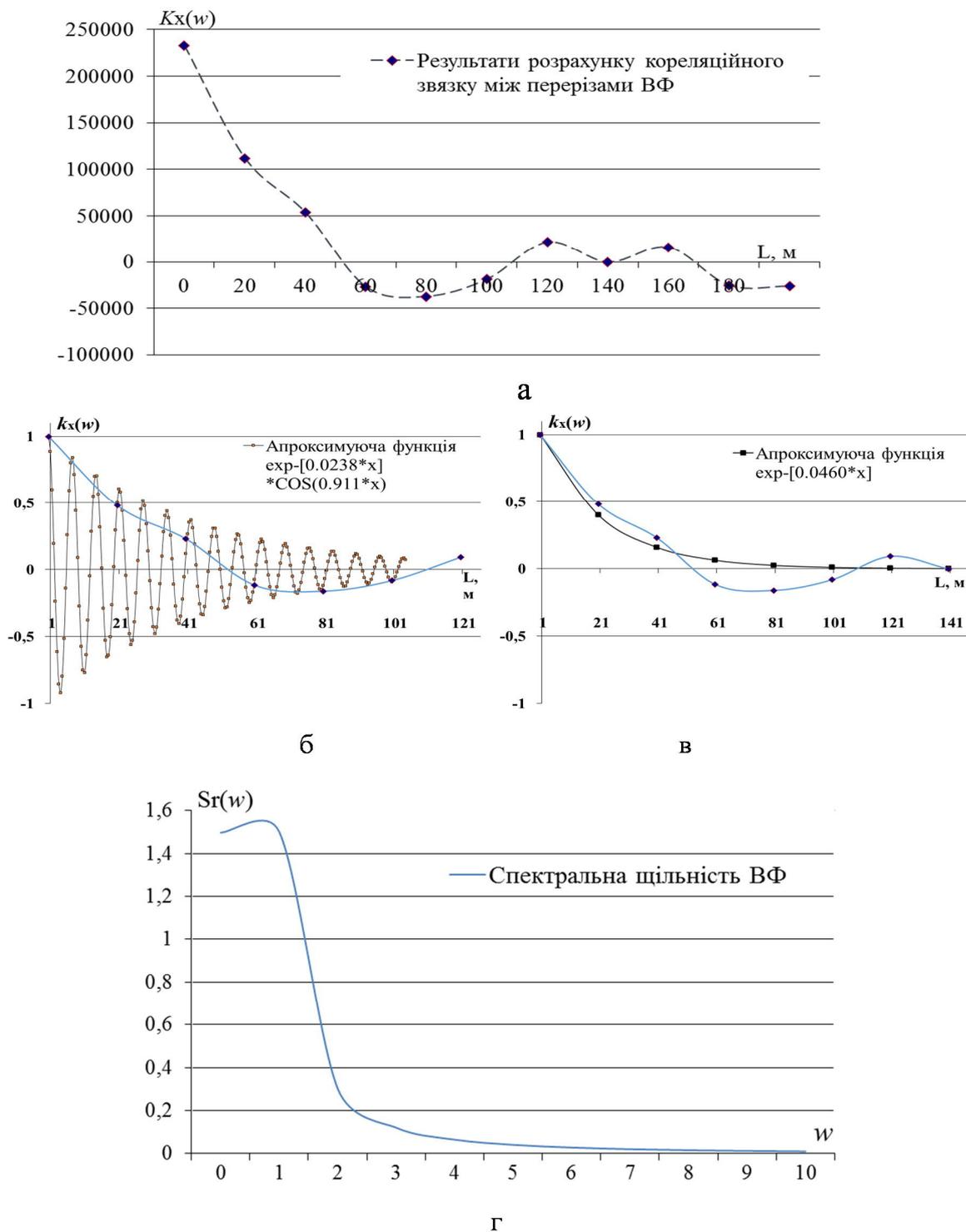


Рис. 2.6 – Функції внутрішньої структури ВФ неоднорідності ґрунтових умов за довжиною трубопроводу: а – кореляція за експериментальними даними, б, в – нормована кореляція за функціями (2.24) та (2.25) відповідно, г – спектральне представлення апроксимованої НКФ

Аналізуючи рис. 2.6, б, можливо зробити висновок про недолік імовірнісної методики запропонованої В.В. Болотіним [2,17], 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 витратним для споруди протяжністю у декілька кілометрів. Для порівняння сучасні норми, які регламентують об’єм інженерно-геологічних вишукувань [3, 36, 37] для звичайних умов прокладання передбачають відбір зразків через 250 м за довжиною траси трубопроводу.

Використання останньої може призвести до появи значних коливань кореляції періодичністю 1 – 2 м. З метою їх згладити можливо використати (2.24), яка відповідає позиції 10 з табл. 2.1 [23, 27].

У результаті доведено гіпотезу про ергодичність ВФ, а також отримано значення параметрів НКФ для функції (2.20) $\alpha = 0,0238$, $\beta = 0,911$ та (2.19) $\alpha = 0,0460$, за якими можна побудувати спектральну щільність, що відповідає НКФ випадкового процесу неоднорідності ґрунтових умов.

2.5 Оцінювання міцності та безвідмовності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень у ґрунтах без особливих властивостей

Для розрахунку рівня надійності за параметром кільцевих і поздовжніх напружень ЛЧМТ використано експериментальні дані звіту про капітальний ремонт газопроводу (табл. 2.3). Оскільки клас наслідків (відповідальності) СС3 згідно [37, 38] необхідно проводити імовірнісні розрахунки конструкції та її елементів.

Таблиця 2.3 – Основні техніко-економічні показники трубопроводу

№ з/п	Найменування показника	Одиниця виміру	Показник
1	Тиск газу в точці підключення трубопроводу	кг/см ²	55
2	Довжина траси трубопроводу	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

Інженерно-геологічний розріз траси газопроводу представлений піском мілким однорідним, малого ступеня водонасичення, що дає підстави використати статистичні характеристики, отримані вище [2, 25].

Основні техніко-економічні показники спорудження трубопроводу (табл. 2.3) та результати розрахунку товщини стінки, обрахованої згідно вітчизняних норм [39], приведено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків товщини стінки трубопроводу

Вихідні дані										Результати розрахунку	
Категорія трубопроводу	Труби D_{xt} , мм	ТУ	Марка сталі	R_1^H , кН/см ²	m	k_1	k_n	R_2^H , кН/см ²	Товщина стінки t , см		
									Розр.	Проектна	
I-II	1020x11,2	ТУ У27.2-00191135-	X70	57	0,75	1,34	1	49	0,98	1,12	
III-IV	1020x9,6	016Ж2007	X70	57	0,9	1,34	1	49	0,82	0,96	

R_1 – тимчасовий опір стиску (розтягу), МПа; R_2 – границя текучості, МПа; k_1 – коефіцієнт надійності за матеріалом; k_n – коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу; m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу

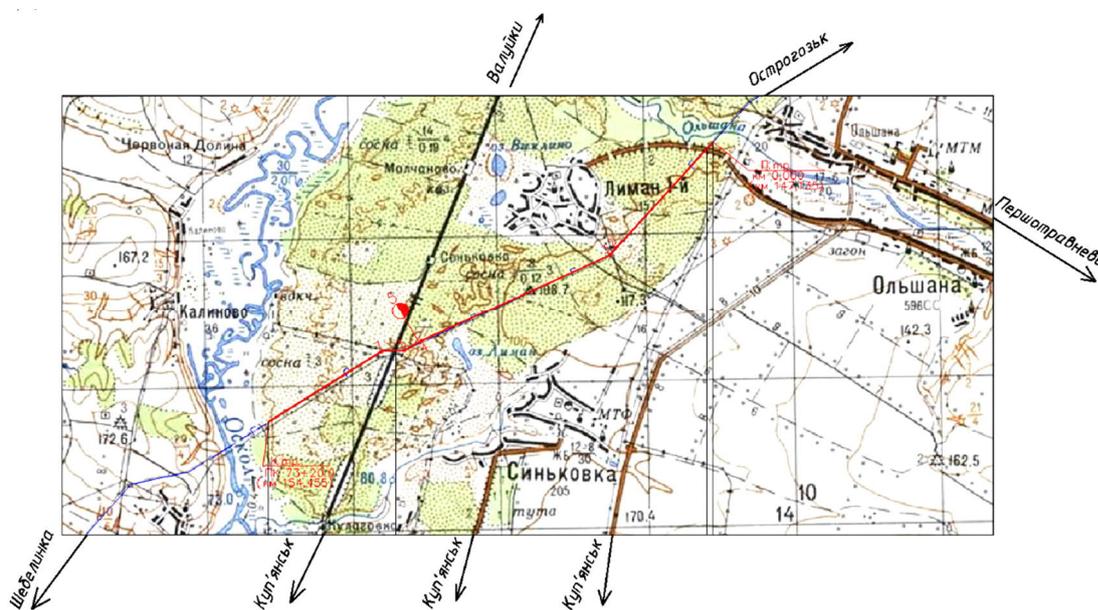


Рис. 2.7 – Ділянка капітального ремонту трубопроводу (червона лінія)

Спираючись на отримані результати розрахованої товщини стінки, яка використана при реальному будівництві трубопроводу, доцільно провести порівняння вітчизняних і закордонних методик. Пряме порівняння розрахунку ділянки ЛЧМТ за різними нормами неможливе. Тому прийємо умовну відповідність, яка полягає у співставленні значень розрахункових коефіцієнтів для ділянок трубопроводів для умовних класів безпеки (табл. 1.4) за різними нормами проектування [40, 41]. Усі розрахунки та порівняння товщин стінок виконані для ділянки магістрального нафтопроводу розташованого на території України [18] МДРТ $P_d = 5,5 \text{ МПа}$ що відповідає робочому тиску за вітчизняними нормами $p = 5 \text{ МПа}$. Трубопровід діаметром 1020 мм (I категорія), зовнішні впливи, пов'язані з вагою ґрунту засипки та нерівномірним осіданням основи – відсутні. Коефіцієнти надійності $k_1 = 1,34$, $k_n = 1,00$ [39].

Дані щодо матеріалу трубопроводу наведені у табл. 2.4, використана сталь X70. Нормативна межа міцності $\sigma_{uk} = 570 \text{ МПа}$, нормативна межа текучості $\sigma_{yk} = 490 \text{ МПа}$. Для отримання фактичних товщин стінок за іноземними нормами до розрахованих мінімальних товщин додається заводський допуск, який за стандартом API 5L складає 10%.

З аналізу табл. 2.5 видно, що найтонша, товщина стінки ЛЧМТ для усіх класів безпеки, отримана саме за методикою СНиП 2.05.06-85 [38]. Товщини стінки, розраховані за іноземними нормами, мають достатньо близькі між собою значення, але найбільший запас міцності [123 – 159%] магістрального трубопроводу забезпечується його розрахунком за Британськими нормами, що є недостатньо обґрунтованим з позицій надійності.

Таблиця 2.5 – Товщини стінок ділянки ЛЧМТ, розраховані за різними нормами

Зовнішній діаметр	Клас безпеки	Товщина стінки трубопров	СНиП 2.05.06-85	ASME CSA-Z183	ISO 13623	BS 8010 Part 2.	DIN 2470 DIN 2413
$D_n = 1020 \text{ мм}$	Нормальний	t_n , мм	7,4	8,1	8,4	9,0	9,7
		t_n , %	100	111	114	123	133
	Середній	t_n , мм	8,7	9,7	9,6	10,8	10,4
		t_n , %	120	133	131	148	142
	Високий	t_n , мм	10,8	11,7	11,7	-	11,0
		t_n , %	149	159	159	-	151

Експериментальні дані зміни внутрішнього тиску отримано за результатами спостережень на ділянці магістрального трубопроводу за 3 місяці. Генеральна вибірка становить 3436 значень, знятих протягом трьох місяців [42]. При цьому, навіть при стаціонарному режимі роботи трубопроводу спостерігалися істотні коливання тиску як у бік збільшення, так і в бік 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 $\bar{p} = 4,56 \text{ МПа}$; середньоквадратичне відхилення $\hat{p} = 0,314 \text{ МПа}$.

Оскільки тут і надалі ми розглядатимемо моделі імовірності у лінійній стадії, отже за критерій відмови вважатимемо досягнення кільцевими напруженнями у трубопроводі межі текучості сталі. Коефіцієнт варіації

для трубних сталей приймаємо рівним $V_R = 0,1$ [43], що визначає математичне очікування та стандарт для розглядуваної сталі

$$\bar{R} = \frac{490}{1 - 1,64 \cdot 0,1} = 586 \text{ МПа}, \quad \hat{R} = 0,1 \cdot 490 = 58,6 \text{ МПа}. \quad (2.51)$$

Функція надійності трубопроводу

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} = \tilde{\sigma}_y - \tilde{\sigma}_{кц} \geq 0. \quad (2.52)$$

Математичне очікування та стандарт відповідно:

$$\bar{Y} = \bar{R} - \bar{S} = \bar{\sigma}_y - \bar{\sigma}_{кц} = \bar{\sigma}_y - \frac{\bar{p}D}{2t_{\text{факт}}}; \quad \hat{Y} = \hat{R} + \hat{S} = \hat{\sigma}_y + \hat{\sigma}_{кц} = \sqrt{(\hat{\sigma}_y)^2 + \left(\frac{\hat{p}D}{2t_{\text{факт}}}\right)^2}, \quad (2.53)$$

де $t_{\text{факт}}$ – товщина стінки розрахована за однією із нормативних методик (табл. 2.5), або використана при спорудженні (табл. 2.4).

Характеристика безпеки

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{\bar{\sigma}_y - \bar{\sigma}_{кц}}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + \hat{\sigma}_{кц}^2}} = \frac{\bar{\sigma}_y - \frac{\bar{p}D}{2t_{\text{факт}}}}{\sqrt{(\hat{\sigma}_y)^2 + \left(\frac{\hat{p}D}{2t_{\text{факт}}}\right)^2}}. \quad (2.54)$$

Імовірність відмови

$$Q(\beta) = 0,5 - \Phi(\beta), \quad (2.56)$$

де $\Phi(\beta)$ – значення функції Лапласа для відповідної величини характеристики безпеки β .

Таблиця 2.6 – Імовірність відмови ЛЧМТ за параметром кільцевих напружень для товщини стінки, розрахованої згідно методики СНиП

Зовнішній діаметр	Умовний клас безпеки	Товщина стінки трубопро воду	СНиП 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	273,8	62,47	4,38	$6 \cdot 10^{-6}$
	Середній	t_n , мм	8,7	265,55	18,41	320,45	61,42	5,22	$5 \cdot 10^{-8}$
	Проектна	t_n , мм	9,6	256,70	17,79	329,3	61,24	5,38	$1 \cdot 10^{-8}$
	Високий	t_n , мм	10,8	213,92	14,83	372,08	60,45	6,16	$2 \cdot 10^{-10}$
	Проектна	t_n , мм	11,2	207,64	14,30	378,36	60,32	6,27	$1 \cdot 10^{-11}$

Для порівняння, гранично допустима імовірність відмови для класу наслідків (відповідальності) – СС3 має складати $1 \cdot 10^{-6}$, щоправда для конструкцій, відмова яких призводить лише до економічних збитків, допускається призначати значення імовірності відмови із умови мінімізації загальних витрат на їх виготовлення, монтаж, експлуатацію і ліквідацію збитків від можливої відмови. Таким чином, конструкція має значний запас міцності за параметром кільцевих напружень. До речі, імовірність

відмови згідно Єврокод 1990 [44] для об'єктів класу СС3 для терміну експлуатації 50 років передбачено $8,54 \cdot 10^{-6}$, що свідчить про надзорські імовірнісні вимоги згідно вітчизняних норм.

Найтонша, інженерно та імовірно обгрунтована, а отже найбільш економічна товщина стінки, для усіх класів безпеки, отримана саме за методикою СНиП 2.05.06-85 $t_n \in [7,4 - 10,8 \text{ мм}]$. Загалом економія витрат сталі в середньому складає 10%. Найбільша зміна товщини стінки трубопроводу спостерігається у розрахунках за методикою СНиП 2.05.06-85, що пояснюється диференціацію коефіцієнту запасу на декілька коефіцієнтів, кожний з яких відповідає за стохастичну природу окремого параметру.

Отримані величини імовірності відмови можливо використати як орієнтир при наступному оцінюванні надійності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень, підставивши імовірнісні характеристики однорідних основ (табл. 2.7) у розв'язок диференційного рівняння трубопроводу як зігнутої осі трубопроводу в спектральному представленні (2.24).

Таблиця 2.7– 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	$\hat{\sigma}_y$, кН/см ²	5,86	5,86
Довжина ділянки	L , м	1247	6036
МО ваги ґрунту засипки [1, 31, 39]	\bar{q}_1 , кН/м	32,1	32,1
МО ваги трубопроводу, ізоляції, продукту [1, 9, 31]	$\sum \bar{q}_{2-4}$, кН/м	3,17	2,72
МО погонного коефіцієнта пружної основи [1, 35]	\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 року) [42, 45]	$\bar{\Delta t}$, °С	30,6	30,6
Стандарт температурного перепаду (замикання у теплу пору року) [42, 45]	$\hat{\Delta t}$, °С	10,2	10,2
МО внутрішнього тиску на вході у трубопровід [42]	\bar{p} , кН/см ²	0,456	0,456
Стандарт внутрішнього тиску на вході у трубопровід [42]	\hat{p} , кН/см ²	0,0314	0,0314
Коефіцієнт неоднорідності	β	1	1

По-перше, при аналізі результатів табл. 2.8 можливо зробити висновок, що використання кореляційних залежностей (2.14) та (2.15) призводить до значної різниці при визначенні параметрів внутрішньої структури процесу – для кореляційної виразу з періодичною складовою (2.15) кореляція значно тісніша, отже значення більш точні.

Таблиця 2.8 – Визначення рівня надійності ЛЧМТ за параметром сумарних поздовжніх напружень та нерівномірних осідань для різних кореляційних відношень

Кореляційна функція з таблиці 2.1 №5 – 2.14	Параметр	Значення	Ділянка 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 поздовжньої (розтяжної) сили	\hat{N} , кН	858	929
	Характеристика безпеки	β	7,31	7,07
	Мінливість кривини осі трубопроводу	$\omega_{\omega\chi}$, м ⁻¹	0,202	0,21
	Коефіцієнт широкосмуговості ВФ	$\beta_{\omega\chi}$	1,707	1,708
	Характеристичний максимум ВФ	γ_0	2,79	3,305
	Імовірність відмови ЛЧМТ	$Q(t)$	1,2·10⁻¹²	3,3·10⁻¹¹
	Параметри жорсткості			
	Стандарт нерівномірного осідання	\hat{f} , м	8,522·10 ⁻³	8,577·10 ⁻³
	МО нерівномірного осідання	$[f]$, м	0,1	0,1
	Характеристика безпеки	β	11,7	11,7
	Мінливість нерівномірного осідання	$\omega_{\omega f}$, м ⁻¹	0,062	0,063
	Коефіцієнт широкосмуговості ВФ	$\beta_{\omega f}$	2,152	2,175
	Характеристичний максимум ВФ	γ_0	2,2	2,8
	Імовірність відмови ЛЧМТ	$Q(t)$	1,4·10⁻²⁸	8,1·10⁻²⁷
	Кореляційна функція з таблиці 2.1 №5 – 2.15	Параметр	Значення	Ділянка 1
Параметр поздовжніх напружень				
Стандарт згинального моменту		\hat{M} , кНм	45,4	44,6
МО поздовжньої (розтяжної) сили		\bar{N} , кН	4256	3970
Стандарт поздовжньої (розтяжної) сили		\hat{N} , кН	858	929
Характеристика безпеки		β	7,37	7,13
Мінливість кривини осі трубопроводу		$\omega_{\omega\chi}$, м ⁻¹	0,693	0,707
Коефіцієнт широкосмуговості ВФ		$\beta_{\omega\chi}$	1,266	1,244
Характеристичний максимум ВФ		γ_0	3,28	2,49
Імовірність відмови ЛЧМТ		$Q(t)$	3,44·10⁻¹²	1,0·10⁻¹⁰

Закінчення таблиці 2.8

Кореляційна функція з таблиці 2.1№5 – 2.15	Параметр	Значення	Ділянка 1	Ділянка 2	
	Параметри жорсткості				
	Стандарт нерівномірного осідання	\hat{f} , м	$1,60 \cdot 10^{-3}$	$1,63 \cdot 10^{-3}$	
	МО нерівномірного осідання	$[f]$, м	0,1	0,1	
	Характеристика безпеки	β	62,49	61,2	
	Мінливість нерівномірного осідання	$\omega_{\omega f}$, м ⁻¹	0,123	0,129	
	Коефіцієнт широкосмуговості ВФ	$\beta_{\omega f}$	2,47	1,745	
	Характеристичний максимум ВФ	γ_0	3,30	3,32	
Імовірність відмови ЛЧМТ	$Q(t)$	$1,2 \cdot 10^{-100}$	$1,2 \cdot 10^{-99}$		

У табл. 2.8 за критерій відмови прийнято досягнення сумарними поздовжніми напруженнями у трубопроводі межі текучості сталі або згідно [46] виникнення прогину трубопроводу величиною 10 см. Імовірність виникнення нерівномірних наведених деформацій відсутня $8,1 \cdot 10^{-27}$. Оскільки вага трубопроводу не перевищує ваги вийнятого ґрунту, отже повністю підтверджує гіпотезу, що у ґрунтах без особливих властивостей осідання від значень тисків, які не перевищують тиск власної ваги ґрунту – не відбуваються.

Незважаючи на значний розкид значень міцності трубних сталей і значне коливання величин внутрішнього тиску і температурних перепадів, отримано високий рівень надійності за параметром поздовжніх напружень $1,0 \cdot 10^{-10} - 1,2 \cdot 10^{-12}$, який можливо пояснити тим, що саме напруження, які викликані нерівномірними деформаціями основи, не перевищують $\sigma_{dif} \approx 10 \text{ МПа}$.

Висновки за розділом 2

1. Параметр зовнішнього діаметру D_{ex} жорстко прив'язаний до технологічного процесу, отже механізм регулювання співвідношення вартості та надійності трубопроводу – вибір оптимальної товщини стінки. Розраховані за іноземними нормами товщини стінки мають близькі значення, але найбільший запас міцності забезпечується BS 8010. Найтонша, а отже найбільш економічна товщина стінки, для усіх класів безпеки, отримана за методикою СНиП $t_n \in [7,4 \dots 10,8 \text{ мм}]$, загалом економія витрат сталі в середньому складає 10%. Найбільший розкид товщини стінки трубопроводу спостерігається у розрахунках за методикою СНиП 2.05.06-85, що пояснюється диференціацію коефіцієнту запасу на

декілька коефіцієнтів, кожний з яких відповідає за стохастичну природу окремого параметру.

2. Імовірність відмови ЛЧМТ за параметром кільцевих напружень для товщини стінки розрахованої згідно методики СНиП, коливається у межах $6 \cdot 10^{-6} - 1,0 \cdot 10^{-11}$. При цьому для реального будівництва використані труби $t_n = 9,6$ мм, $t_n = 11,2$ мм, для яких імовірність відмови склала $1,0 \cdot 10^{-8}$ та $1,0 \cdot 10^{-11}$ відповідно. Отримані величини імовірності відмови можливо використати як орієнтир при наступній оцінці надійності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень.

3. Використання імовірнісної техніки ВФ потребує значного обсягу статистичних даних зміни значень модулю деформації ґрунту за довжиною трубопроводу. При цьому для кореляційного виразу з періодичною складовою (2.15), зразки мають відбиратися через 1 м, що є фактично нереальним. Використання більш простої кореляційної залежності (2.14) показало, що імовірність виникнення нерівномірних деформацій системи «ґрунтова основа – трубопровід», величиною 10 см майже відсутня і складає $8,1 \cdot 10^{-27}$.

4. Незважаючи на значний розкид значень міцності трубних сталей і значне коливання величин внутрішнього тиску і температурних перепадів, отримано високий рівень безвідмовності за параметром поздовжніх напружень $1,0 \cdot 10^{-10} - 1,2 \cdot 10^{-12}$, який можливо пояснити тим, що саме напруження, які викликані нерівномірними деформаціями основи не перевищують $\sigma_{dif} \approx 10 \text{ МПа}$. Отже, у ґрунтах без особливих властивостей імовірність відмови трубопроводу за параметром нерівномірних осідань відсутня. Оскільки вага трубопроводу не перевищує ваги вийнятого ґрунту, це повністю підтверджує гіпотезу, що у ґрунтах без особливих властивостей осідання від значень тиску, які не перевищують тиск власної ваги ґрунту, не відбуваються.

Список використаних літературних джерел до розділу 2

1. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 284с.

2. Болотин В.В. Статистические методы в строительной механике / В.В. Болотин. – М.: Стройиздат, 1965. – 279 с.

3. ДБН В.2.1-10-2009. Основи та фундаменти будівель і споруд. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2009. – 107 с.

4. Аграфенин С.И. Использование статистических подходов к оценке надежности магистральных трубопроводов / С.И. Аграфенин, С.Н. Перов, М.Х. Султанов // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: матер. науч.-практ. конф. (21 мая 2008 г.). – Уфа, 2008. – С. 139 – 140.

5. 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.
6. 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
7. 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.
8. Пічугін С.Ф. Про надійність металевих лінійних частин магістральних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, В.А. Пашинський, Ж.Ю. Бескровна // Вісник Одеської державної академії будівництва та архітектури. – 2012. – С. 275 – 279.
9. Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев: Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 136 с.
10. 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.
11. 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.
12. 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
13. Gresnigt A.M. Plastic Design of Buried Pipelines / A.M. Gresnigt. – Vol. 31, № 4. – HERON, 1986. – 113 p.
14. Palmer A. Settlement of a pipeline on thawing permafrost / A. Palmer // Journal of the Transportation Engineering Division. – Vol. 98, № 3. – 1972. – P. 477 – 491.
15. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 15 с.
16. Тимошенко С.П. Соппротивление материалов / С.П. Тимошенко. – М.: Наука, 1965. – 480 с.
17. Болотин В.В. Методы теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений / В.В. Болотин. – М.: Стройиздат, 1982. – 351 с.

18. 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, № 5. – P. 541 – 547.

19. Вологин В.В. Оценка корреляционных функций в промышленных системах управления / В.В. Волгин, Р.Н. Каримов. – М.: Энергия, 1979. – 80 с.

20. Пічугін С.Ф. Оцінка надійності сталевих підземних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, А.В. Махін'ко // *Зб. наук. пр. ПНТУ ім. Юрія Кондратюка: Галузеве машинобудування, будівництво*. – 2003. – Вип. 12. – С. 183 – 188.

21. Пічугін С.Ф. Розрахунок надійності будівельних конструкцій / С.Ф. Пічугін // *Зб. наук. пр. Інститут проблем прочності ім. Г.С. Писаренко НАН України: Проблемы прочності*. – №5 (401). – 2009. – С. 118 – 126.

22. 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.

23. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – М.: Высш. шк., 1964. – 576 с.

24. Грибанов Ю.И. Выборочные оценки спектральных характеристик стационарных случайных процессов / Ю.И. Грибанов, В.Л. Мальков. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.

25. Свешников А.А. Прикладные методы теории случайных функций, изд. 2-е перераб. и дополн. / А.А. Свешников. – М.: Наука, 1968. – 463 с.

26. Филипский Ю.К. Случайные процессы в радиотехнических цепях / Ю.К. Филипский. – К.: Вища школа, 1978. – 112 с.

27. Cramer Harald. Stationary and Related Stochastic Processes: Sample Function Properties and Their Applications / H. Cramer. – USA: Dover, 2004. – 368 p.

28. Girish S. Agarwal. Stochastic Processes, Formalism and Applications / Girish S. Agarwal, Sushanta Dattagupta. – Hyderabad, 1982. – 324 p.

29. Пичугин С.Ф. Надежность стальных конструкций производственных зданий: монография / С.Ф. Пичугин. – М.: АСВ, 2011. – 452 с.

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

31. 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.

32. Райзер В.Д. Теория надежности сооружений: Научное издание / В.Д. Райзер. – М.: АСВ, 2010. – 384с.

33. Пічугін С.Ф. Розрахунок надійності сталевих підземних трубопроводів: монографія / С.Ф. Пічугін. – Полтава: АСМІ, 2016. – 520 с.

34. Zotsenko M. Evaluation of Failure Probability of Soil Cushions / M. Zotsenko, Y. Vynnykov, M. Kharchenko // *Geotechnical Safety and Risk: Proc. of the 3rd Intern. Symposium on Geotechnical Safety and Risk (ISGSR 2011)*. – Germany: Munich. – 2011. – P. 249 – 257.

35. ДБН А.2.-1-2008. Інженерні вишукування для будівництва. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2008. – 74 с.
36. ДБН В.1.2-14-2009 Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ. – К.: Мінрегіонбуд. – 2009. – 29 с.
37. ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013. Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2013. – 37 с.
38. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988.– 52 с.
39. Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / О.М. Иванцов, И.И. Мазур. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
40. Yong Bai Pipelines and risers / Yong Bai. – USA, Oxford: Elsevier, 2001. – 495 p.
41. Зима О.Є. Надійність сталеві конструкції магістрального трубопроводу: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 05.23.01 / О.Є. Зима. – Полтава: ПолтНТУ, 2014. – 22 с.
42. Пічугін С.Ф. Надійність лінійної частини підземних магістральних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, О.Є. Зима, П.Ю. Винников // Зб. наук. праць (галузеве машинобуд., буд-во). – Вип. 1 (43). – Полтава: ПНТУ, 2015. – С. 17 – 29.
43. 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.
44. Кінаш Р.І. Температурний режим повітря і ґрунту в Україні / Р.І. Кінаш, О.М. Бурнаєв. – Львів: Вид-во наук.-техн. літератури, 2001. – 800с.
45. 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.
46. Canadian Standard. CSA Z662 Oil and Gas Pipeline Systems, Canadian Standards Association (1999).

РОЗДІЛ 3 МОДЕЛЮВАННЯ ПОЗДОВЖНИХ НАПРУЖЕНЬ У ТРУБОПРОВОДІ ВІД ПРОСАДОЧНИХ ДЕФОРМАЦІЙ ОСНОВИ

3.1 Нерівномірні деформації основи трубопроводу, складеної ґрунтами із особливими властивостями

Модель трубопроводу як балки на пружній основі максимально коректна для визначення нерівномірних деформацій ЛЧМТ у ґрунтах без особливих властивостей, але слід виділяти, у яких ґрунтових умовах необхідно враховувати вплив деформацій основи на напруження у стінках трубопроводу. Тобто, можливо знехтувати поздовжніми напруженнями від нерівномірного осідання ґрунтової основи без зміни її структури – група довготривалих навантажень (рис. 3.1).



Рис. 3.1 – Навантаження та впливи на трубопровід

Але існує ціла група навантажень яка спричинює значні нерівномірні деформації трубопроводу, так звані «особливі», до них віднесені навантаження, які зумовлені суттєвою зміною ґрунтово-геологічних та гідро-геологічних умов (рис. 3.2) за довжиною траси трубопроводу; розвиток деформацій земної кори у зонах гірських виробок; розвиток суфозійних процесів; відтавання та розрідження вічномерзлого та сезонно промерзаючого водонасиченого ґрунту; просадочні та ґрунти, що здатні до набухання та інше [1 – 3]. Тобто, навантаження, пов'язані зі зміною структури ґрунту, визначення внутрішніх зусиль у трубопроводі за допомогою звичайної (Вінклерівської) теорії у таких ґрунтових умовах, є не досить коректним.

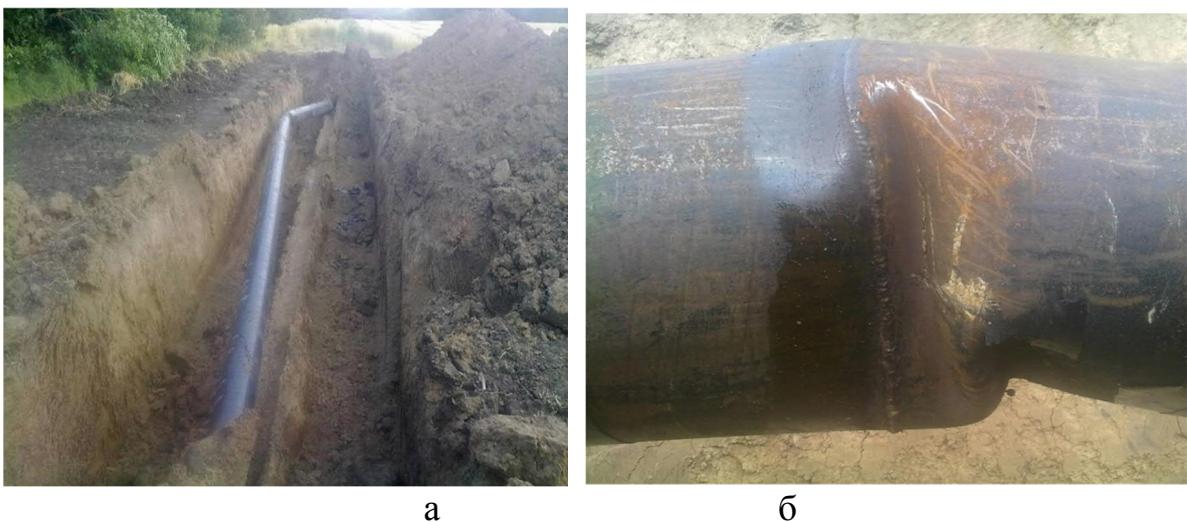
Виділення категорії особливих навантажень і впливів в цілому корелює з імовірнісним підходом та пропозицією розрізняти при аналізі та розрахунку стандартні та нестандартні умови роботи трубопроводу [4, 5]. У першому випадку при розрахунку можлива спрощена процедура розрахунку напружень у стінках трубопроводу, а для нестандартних умов роботи

доцільна розширена процедура, яка б враховувала дію особливих навантажень.



**Рис. 3.2 – Трубопровід у складних інженерно-геологічних умовах
а – прокладання на підтоплених територіях; б – бетонні привантажувачі**

До нестандартних відносяться умови [1 – 3], коли ЛЧМТ прокладена чи проектується територіями з наступними характерними особливостями: заболочені та підтоплені ділянки (рис. 3.2) [6 – 8]; території з підземними порожнинами різного характеру: підроблюванні території [9 – 11], зони шахтного будівництва (рис. 3.3) [12], території з карстовими порожнинами та ін.; зони вічномерзлих ґрунтів [13, 14]; зсувонебезпечні території [15]; сейсмічні зони [16].



**Рис. 3.3 – Деформації газопроводу-відводу D_{ex} 325 x 6 мм у зоні шахтних виробок:
а – вигин траси трубопроводу у вертикальній площині; б – деформація стінки**

Крім того, для території України гострою залишається проблема лесових просадочних ґрунтів [2, 17 – 21]. Тиск під трубою значно менший за тиск під подошвою фундаменту [7], тому деформації від додаткового навантаження не відбуваються, але локальне замокання може призвести до просідання ґрунту, навіть від власної ваги.

Нерівномірні деформації основи призводять до деформацій ЛЧМТ відповідно у стінках трубопроводу виникають згинальні напруження, відбувається руйнування антикорозійного покриття [22], у деяких випадках можливе утворення гідратів у місцях «локальних впадин».

Залежно від ґрунтових умов деформації основи настільки великі, що викликають серйозні руйнування, так наприклад 22 жовтня 2013 р. поблизу с. Піски Козельщанського району на 549 км магістрального газопроводу Єлець – Кременчук – Кривий Ріг у результаті просідання ґрунту стався порив труби діаметром 1400 мм з подальшим витокком газу. У результаті аварії утворилася яма розмірами 7x10x2,5 м з наступним викидом ділянки труби довжиною 16 м.

Таким чином, слід комплексно розглядати проблему нерівномірних деформацій ґрунтової основи.

Необхідно відзначити, що нерівномірні осідання, найчастіше, виникають у результаті неврахування особливостей ґрунту основи під час проектування. Дані помилки викликані внаслідок неякісного, неповного виконання інженерно-геологічних вишукувань (ІГВ) [23]: відсутність рельєфу траси трубопроводу, виконання ІГВ у скороченому обсязі.

Згідно діючих норм [24] при однорідних ІГ умовах на трасі трубопроводу інженерно-геологічні виробки необхідно виконувати через 250 м на глибину на 1 м нижче проектної глибини укладання трубопроводу. Але на ділянках із розвитком небезпечних геологічних процесів або розповсюдження ґрунтів з особливими властивостями кількість гірничих виробок необхідно збільшувати.

Наприклад, для лесових просадочних ґрунтів, які зустрічаються на трасі трубопроводу, необхідно визначити потужність просадочної товщі, оцінити фізико-механічні властивості усіх елементів, отримати величини відносної просадності при тиску від власної ваги ґрунту й сумарного тиску, встановити потенціальні джерела замокання, розрахувати величину просідання ґрунту тощо [1, 2, 19].

Проектування та влаштування основ і фундаментів будівель й прокладання протяжних інженерних споруд у просадочних ґрунтах із забезпеченням їх міцності та нормальної експлуатації – одна з найбільш складних і важливих проблем як сучасного будівництва, так і нафтогазової справи. Важливість визначається широким розповсюдженням просадочних ґрунтів на 65 – 70% території України, а особливо для південних районів, де потужність просадочної товщі може досягати до 45...50 м (рис. 3.4), а величини просідань від власної ваги ґрунту – 1 – 2 м [17 – 21].

Лесовий ґрунт має характерні показники фізичних властивостей. Відзначається він невеликою щільністю $\rho = 1,25...1,55 \text{ т/м}^3$; низькою

вологістю $W = 0,1 \dots 0,2$; значною пористістю, яка звичайно перевищує 50%. Коефіцієнт водонасичення природного лесового ґрунту менший, ніж $S_r = 0,6$, хоч у деградованому стані цей показник зростає.

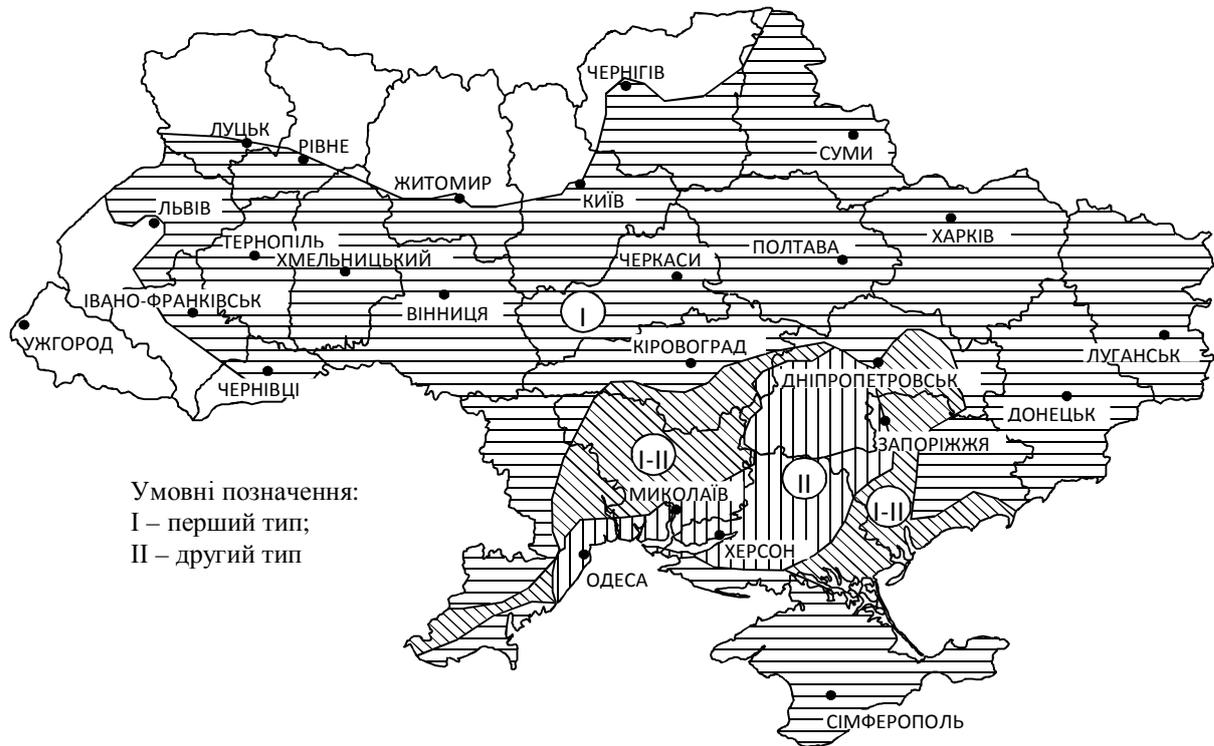


Рис. 3.4 – Схема розміщення лесових ґрунтів за типом просадочності

Механічні характеристики деформативності та міцності лесового просадочного ґрунту, як і будь-якого іншого: модуль деформації E , коефіцієнт стискаємості a , відносна просадочність ε_{st} , коефіцієнт зміни стискаємості α , кут внутрішнього тертя φ та питоме зчеплення c [2, 17, 19].

Модуль деформації просадочних ґрунтів залежить від вологості, пористості, структурної зв'язності та міцності. Зі збільшенням щільності ґрунту в 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, необхідно визначати величину модуля деформації при різних величинах вологості, але як мінімум при двох – у природному та водонасиченому стані для більш повної характеристики лесової товщі [18, 19].

Параметри міцності залежать від вологості, структурної міцності та у меншій мірі від щільності. Для механічних характеристик притаманне суттєве зменшення їх величин при досягненні коефіцієнта водонасичення $S_r \geq 0,80$: модуль деформації E – в 1,5 – 2, питоме зчеплення c – в 3, кут внутрішнього тертя φ – в 2 рази; за дослідженнями Клепікова С.М. [17] E – в 2,3, c – в 1,7 – 2, φ – в 1,1 – 1,2 рази тощо. 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 [2, 19].

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

Основні характеристики розвитку просадочного процесу – відносна просадочність ε_{sl} , початковий тиск просадочності p_{sl} , початкова просадочна вологість w_{sl} [2, 19].

Просадочність у повністю водонасичених ґрунтах розвивається при певному рівні стискаючих напружень так званому початковому тиску просадочності p_{sl} [2, 19], при якому відносна просадочність складає $\varepsilon_{sl} = 0,01$. Для ґрунтів різних регіонів початковий тиск змінюється від 0,02 МПа, для легких лесовидних суглинків із щільністю у сухому стані $\rho = 1,2...1,3 \text{ т/м}^3$ до 0,08...0,12 МПа для просадочних ґрунтів великої потужності південних районів України, та 0,15...0,3 МПа для лесовидних суглинків з підвищеною структурною міцністю [17].

Взаємодія системи «конструкція – фундамент – ґрунтова основа» є достатньо складною і передовою задачею. Слід відмітити, що для аналізу такого роду систем майже завжди використовується чисельне моделювання, через значну фізико-механічну відмінність між складовими системи [2, 25 – 27]. Що стосується взаємодії системи «просадочна ґрунтова основа – ЛЧМТ» необхідно розглядати найнесприятливіший варіант – нерівномірні просідання, тобто в одних точках за трасою трубопроводу ґрунту непорушеної структури та у водонасиченому стані в інших.

Для ґрунтів непорушеної структури компресійна крива (рис. 3.5) 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) [18, 28]. Компресійна крива просідаючого ґрунту має характерну конфігурацію – «переривання плавності» (рис. 3.6), що пов'язано зі стрибкоподібною зміною коефіцієнту пористості ґрунту [2, 19].

Наведені характеристики компресійних кривих характерні для взаємодії ґрунтова основа – фундамент споруди, коли водонасичення можливе, ще до досягнення максимальних навантажень на основу, наприклад у процесі будівництва. За додаткове деформування основи 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 розглядатимемо випадок, коли водонасичення основи трубопроводу відбувається після завершення будівництва.

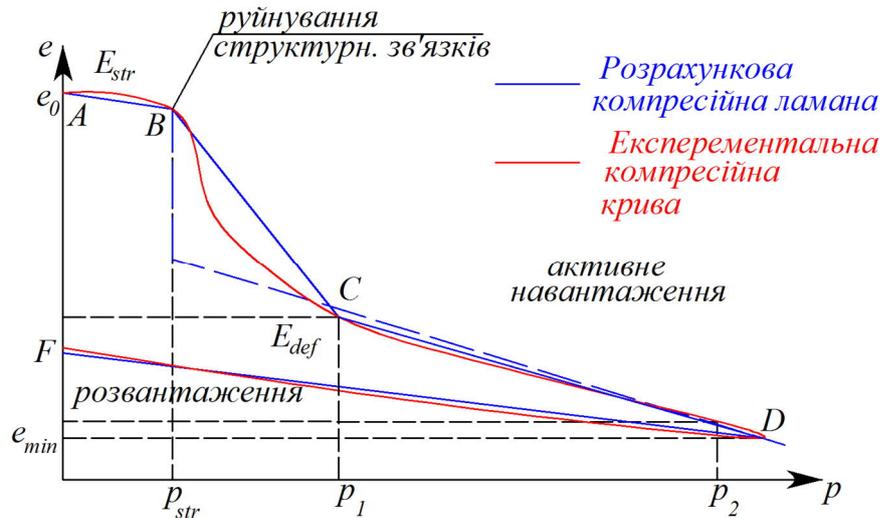


Рис. 3.5 – Компресійна крива лесового ґрунту у природному стані

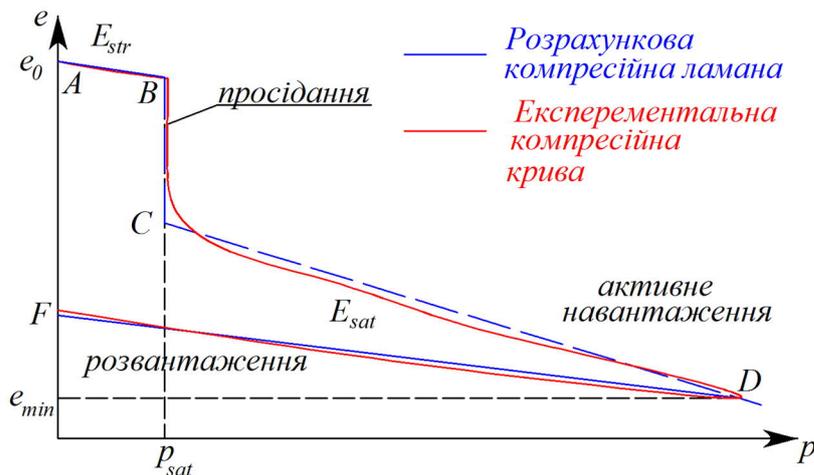


Рис. 3.6 – Компресійна крива лесового ґрунту при замоканні

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

- замокання ґрунту зверху із зовнішніх джерел (інфільтрація поверхневих дощових, талих вод, витіки водо несучих інженерних комунікацій, басейнів тощо);
- замокання 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 замокання ґрунту зверху, особливо з великих площ, шириною

$B \geq 0,8 \cdot H_{sl}$, або одночасне замокання зверху й знизу, при яких проявляються максимальні величини просадочних деформацій. Отже, розрахунки основ, фундаментів та інженерних мереж проводяться згідно розрахункових схем (рис. 3.6). Для нашої роботи важливими будуть просадочні деформації від власної ваги ґрунту.

Просідання поверхні ґрунту від власної ваги при замоканні зверху характеризується (рис. 3.6): вертикальними переміщеннями (просадками), нахилом поверхні, кривизною поверхні та горизонтальними переміщеннями, тобто є подібність до деформацій, які виникають від впливу гірничих виробок [1]. Характер розвитку та величин даних деформацій суттєво залежить від форми та розмірів джерел замокання.

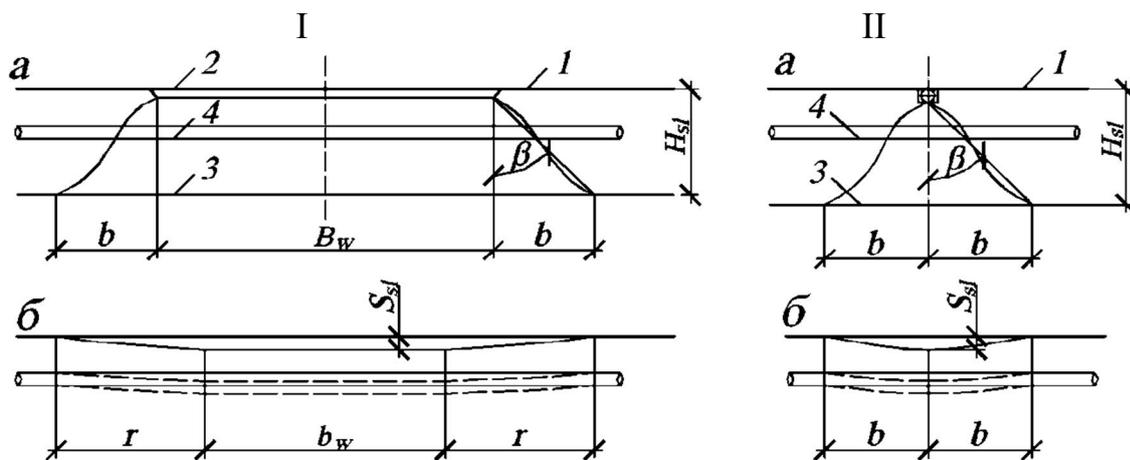


Рис. 3.7 – Характер розвитку просадочних деформацій від власної ваги ґрунту на ділянці прокладання ЛЧМТ: (I – майданчикове джерело замокання; II – точкове джерело замокання): а – поперечний розріз зони замокання, б – крива просідання;

1 – початкове положення земної поверхні; 2 – площа джерела замокання;

3 – нижня границя розповсюдження води; 4 – ЛЧМТ; B_w – ширина замокання; 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

Просадки ґрунтів від власної ваги при лінійних джерелах починають проявлятися при ширині джерела не менше 1 м, а площадних, які обмежені у плані, близьких до квадрату, кругу при розмірах – 2 – 3 м [19].

Максимальні величини деформацій можливі при ширині лінійних джерел $B_w \geq 0,5 \cdot H_{sl}$ та площадних $B_w \geq H_{sl}$.

3.2 Обґрунтування розмірів розрахункової схеми та фізико-механічних моделей елементів системи «лінійна частина магістрального трубопроводу – просадочна основа»

Розглянемо трубопровід, який прокладено в інженерно-геологічних умовах Кременчуцького лесового плато (рис. 3.8). Профіль складено

наступними інженерно-геологічними елементами: ПЕ-1 – суглинок гумусований, темно брунатний, ПЕ-2 – супісок лесований, світло-брунатний, світло-сірий, світло-жовтий, пилюватий, твердий, ПЕ-3 – суглинок сірий, важкий, пилюватий, твердий. Фізико-механічні характеристики ґрунтів наведено у табл. 3.1.



Рис. 3.8 – Трубопровід у масиві лесового просадочного ґрунту

Таблиця 3.1 – Властивості суглинків Кременчуцького лесового плато

Характеристики ґрунтів		ПЕ-1	ПЕ-2	ПЕ-3
Товщина шару, h, м		1,5	9,0	2,0
Щільність ґрунту, ρ , кг/м ³		1500	1495	1860
Щільність скелету ґрунту, ρ_d , кг/м ³		-	1410	-
Щільність водонасиченого ґрунту, ρ_{sat} , кг/м ³		1840	1840	-
Коефіцієнт пористості, e		-	0,90	0,70
Відносна просадочність, ε_{sl} , %, при тиску, p, МПа	0,05	-	0,3	-
	0,10	-	3,0	-
	0,20	-	6,0	-
	0,30	-	8,0	-
Початковий тиск просадочності, p_{sl} , МПа		-	0,063	-
Модуль деформації ґрунту, E_s , МПа	у природному стані	6	12	14
	у водонасиченому стані		2	
Кут внутрішнього тертя, φ , °	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	0,33	0,33	0,31
	у водонасиченому стані		0,35	

Згідно отриманих у розділі 2 результатів моделювання трубопроводу у ґрунті з однаковими фізико-механічними властивостями, нерівномірні

осідання відсутні відповідно згинальні напруження не виникають, розглянемо ситуацію, коли всередині масиву основа знаходиться у водонасиченому стані, а по краях природному. Розміри відповідних ділянок необхідно призначати з урахуванням джерел замокання [2, 18, 19] та рекомендацій норм [1].

Замокання основи зверху відбувається внаслідок: витоків води з інженерних комунікацій (водопроводів, каналізації, теплофікації та ін.), технологічних споруд (резервуарів, басейнів, площадок для миття, тощо); проникнення атмосферних опадів і талих вод, фільтрації води з каналів аераційних систем та ін. Вони можуть проявлятися у будь-який момент будівництва та експлуатації ЛЧМТ. Залежно від форм і розмірів джерел замокання, характеру та інтенсивності замокання ґрунтів під час проектування доцільно розглянути такі форми замочених ділянок ґрунту [19]:

а) місцеве замокання основи зверху:

– виток води з лінійного джерела, просадка ґрунту в межах локальної ділянки;

– виток води з точкових джерел малих розмірів у плані (2 – 4 м);

– зволоження ґрунту через свердловину або її групу;

б) інтенсивне замокання 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 розглянемо випадок площадкового замокання основи згори довжиною близько 35 м, таким чином всередині замоченої ділянки ґрунт матиме горизонтальну ділянку деформації b_w (рис. 3.8).

Проникаючи у лесовий ґрунт, волога розповсюджується зверху до низу та у сторони. На формування та розміри зволоженої зони впливає ряд факторів, у тому числі структура лесової товщі.

Безпосередньо під джерелом замокання шириною B_w (рис. 3.8) вологість ґрунту знаходиться близькою до повного водонасичення. За межами замоченої зони вологість ґрунту поступово зменшується від максимальної до природної.

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

Оскільки просадочним шаром є супісок (рис. 3.9) розповсюдження вологи у товщі приймемо під кутом $\beta = 30^\circ$ до вертикалі. Таким чином, ширина замоченої зони по низу просадочної товщі складає 50 м.

Іншим 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 нелесового походження.

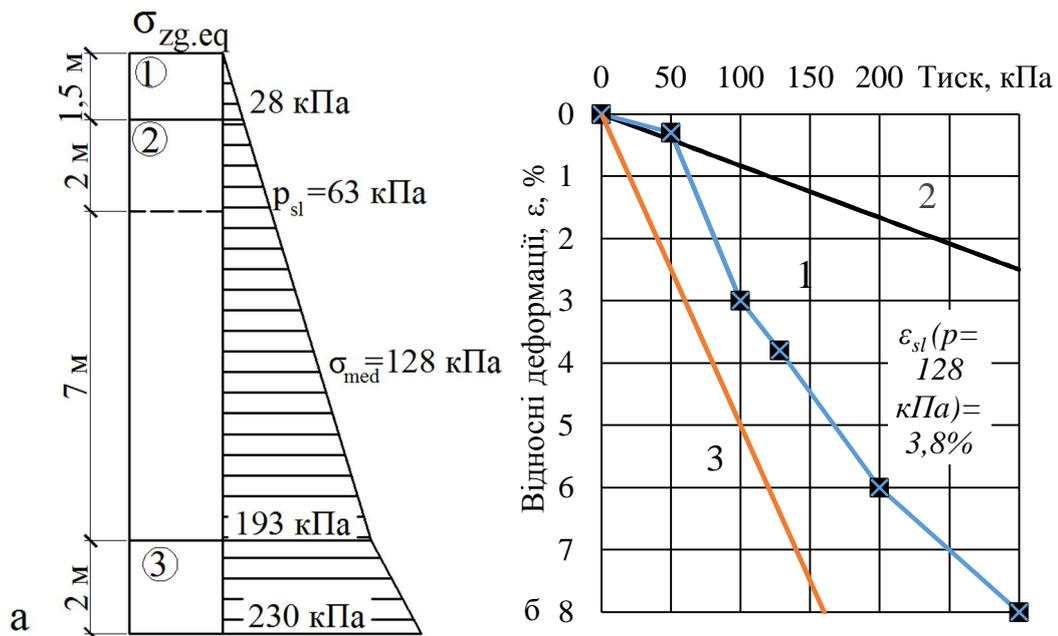


Рис. 3.9 – Вихідні дані для розрахунку величини просідання від власної ваги ґрунту: а – розрахункова схема; б – деформаційні властивості ІГЕ-2; 1 – діаграма залежності тиск p – відносна просадочність ε_{sl} ; 2, 3 – модуль деформації E , у природному та водонасиченому стані

При неглибокому заляганні рівня ґрунтових вод (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 шари вище могли недостатньо ущільнитися.

Найбільші помилки трапляються при глибокому заляганні РГВ і 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 нашого випадку просадочну товщу обмежимо на глибині 10,5 м, де починається непросадочний суглинок (ІГЕ-3).

Крім того, доцільно врахувати, що трубопровід – протяжна споруда, тому для моделювання лінійної частини без відводів та інших додаткових чинників можливо обмежити ширину розглядуваного масиву ґрунту в 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. 3.9.

Згідно досліджень 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 – $\sigma_{med} = 128$ кПа, згідно діаграми тиск p – відносна просадочність ε_{sl} відповідне значення $\varepsilon_{sl} = 3,8\%$. Користуючись формулою (3.3) для даних ґрунтових умов величина просідання ґрунту від власної ваги $S_{slg} = 266$ мм.

3.3 Обґрунтування моделі деформування лесового просадочного ґрунту

У практиці проектування систем «конструкція – основа» працюють не з реальними гірськими породами, а з їх певними механічними моделями, які мають значно 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 [2, 29 – 33].

Чисельне моделювання просадочних явищ є достатньо складною задачею, оскільки у сучасних програмних комплексів ґрунт задається певним набором фізико-механічних характеристик, для більшості такими є п'ять основних характеристик: 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 переходу у пластичну стадію [32].

У діючих нормативних документах найбільш широко використовуються наступні групи розрахункових моделей, які ґрунтуються на певному наборі фізичних рівнянь рівноваги та зображені діаграмами деформування [2]:

- моделі теорії лінійного деформування (рис. 3.10, 1);
- моделі жорстко-пластичного середовища (теорії граничної рівноваги та граничного напруженого стану ґрунтових основ і масивів) (рис. 3.10, 2);
- модель пружно пластичного тіла (діаграма Прандтля) (рис. 3.10, 3).

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

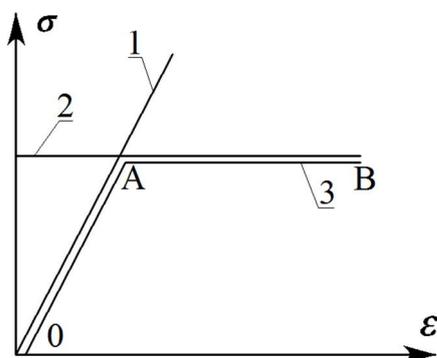


Рис. 3.10 – Типовий вигляд графіків залежності між напруженнями (σ) та деформаціями (ϵ) моделей ґрунтів:
1 – лінійно деформованого середовища;
2 – жорстко-пластичного тіла;
3 – пружно-пластичного тіла

Нелінійна робота матеріалу зазвичай ототожнюється з поняттям пластичної роботи та критеріями міцності. Для ґрунту стиск із зрушенням основний вид НДС ґрунту у точці [32]. Класичні теорії міцності добре описують перехід матеріалу до пластичної роботи. Так теорія міцності

Треска-Сен-Венана у якості початку пластичних деформацій у точці приймає стан, коли абсолютна за величиною різниця головних напружень досягає межі текучості (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Рівняння текучості (граничного напруженого стану) пружно та жорстко пластичних тіл (середовищ) [32]

Умова текучості	Напружений стан	Параметри міцності	Вигляд рівнянь	Графічне зображення	
Сталь трубопроводу	Губера-Мізеса	Просторовий напружений стан $\sigma_1 \neq 0, \sigma_2 \neq 0, \sigma_3 \neq 0$	$\sqrt{I_2} = \frac{\sigma_y}{\sqrt{3}}$ чи $\sqrt{\frac{1}{2}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2]} = \sigma_y$		
		Плоский напружений стан $\sigma_1 \neq 0, \sigma_2 \neq 0, \sigma_3 = 0$	$\sqrt{I_2} = \frac{\sigma_y}{\sqrt{3}}$ чи $\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1\sigma_2 + \sigma_2^2} = \sigma_y$		
	Треска-Сен-Венана	Просто-ровий напружений стан $\sigma_1 \neq 0, \sigma_2 \neq 0, \sigma_3 \neq 0$	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 напружений стан $\sigma_1 \neq 0, \sigma_2 \neq 0, \sigma_3 = 0$	σ_y – межа текучості	$\sigma_1 = \pm \sigma_y,$ $\sigma_2 = \pm \sigma_y,$ $\sigma_1 - \sigma_2 = \pm \sigma_y$	
Основа трубопроводу	Мізеса-Шлейхера-Болкіна	Просто-ровий напружений стан $\sigma_1 \neq 0, \sigma_2 \neq 0, \sigma_3 \neq 0$	φ – кут внутрішнього тертя, c – питоме зчеплення;		
	Мора-Кулона	Плоский напружений стан $\sigma_1 \neq 0, \sigma_2 \neq 0, \sigma_3 = 0$	$\alpha = \frac{\sin \varphi}{3},$ $k = c \cdot \cos \varphi$	$\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} + \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \cdot \sin \varphi - c \cos \varphi = 0$ 	

Умова міцності Губера-Мізеса виходить з припущення, що причиною досягнення межі текучості є накопичення питомої потенціальної енергії формозміни (2.10). Їх застосування доцільне для моделювання таких

матеріалів як сталь або бетон, де умова переходу у пластичну стадію є межа текучості матеріалу.

Для одночасного моделювання системи «ЛЧМТ – ґрунтова основа», доцільно мати моделі, якими можливо описати властивості основи, зокрема умови міцності Мора-Кулона та Мізеса-Шлейхера-Боткіна є розвитком двох попередніх умов текучості, на матеріали, головним чином дисперсні ґрунти, у яких стиск впливає на міцність. Рівняння табл. 3.2 мають загальну теоретичну основу, та можуть трансформуватися один в одне, 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 $\alpha = 0$, $k = \sigma_y / \sqrt{3}$ [32].

У табл. 3.2 $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ – осьові напруження; $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – головні напруження; $I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$ – перший інваріант тензора напружень; $I_2 = \frac{1}{6}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2] = \frac{1}{6}[(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)] = \frac{1}{3}[\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - (\sigma_1\sigma_2 + \sigma_2\sigma_3 + \sigma_1\sigma_3)]$ – другий інваріант девіатора напружень.

Звичайно, для моделювання просадочних явищ найбільш коректно використовувати мультилінійну залежність між тиском та відносними просіданнями, мультилінійні моделі так звані «Hardening models» у сучасних програмних комплексах реалізовані, але містять у собі критерії міцності (табл. 3.2) та залежності від головних напружень.

Повертаючись до діаграми тиск p – відносна просадочність ε_{sl} на рис. 3.6, б, 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 класу відповідного класу моделей, на жаль, неможлива.

Для спрощення розрахунку доцільно користуватися методами математичного аналізу: МСЕ, метод кінцевих різниць [9], граничних елементів, але на практиці наведені способи, окрім першого, для розв'язання геотехнічних задач не набули широкого використання.

На даний момент МСЕ зайняв лідируюче положення завдяки своїй універсальності. МСЕ має ряд переваг для 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. 3.3)

Таблиця 3.3 – Моделі ґрунтової основи, використані у сучасних програмних комплексах

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

Якщо комплексно розглянути проблему деформацій трубопроводу у просадочому ґрунті то можливо виділити наступні етапи розв'язання 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 ґрунту основи. Дану задачу можливо розв'язати у більшості наведених програмних комплексів.

– змодельовати характер взаємодії трубопроводу з оточуючим ґрунтом;

– використання найбільш релевантного типу контакту між трубою та ґрунтом, зокрема у Ansys реалізовано наступні, цікаві для нас, типи контактів: Bonded, Frictional, Contact is absent [34];

– оцінювання правильності отриманих величин поздовжніх кільцевих та еквівалентних (за Мізесом) напружень у стінках трубопроводу. Крім того, доцільно врахувати пружно-пластичну роботу сталі трубопроводу. Для розв’язання поставленої задачі найбільш придатні є універсальні програми (ANSYS, NASTRAN, ABAQUS).

– оцінити рівень надійності ЛЧМТ за параметрами міцності, для цього необхідно врахувати стохастичну природу зовнішніх навантажень і впливів та характеристик міцності сталі, а також характеристик деформативності ґрунту. Зважаючи на існуючий досвід моделювання геотехнічних проблем у імовірнісній постановці [21, 35 – 38], доцільно використовувати ANSYS.

Отже, для моделювання ґрунту використаємо лінійну модель і модель з критерієм міцності Мора-Кулона. Розглянемо тестову задачу (рис. 3.11) 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 до ІГЕ-2 у природному та водонасиченому стані.

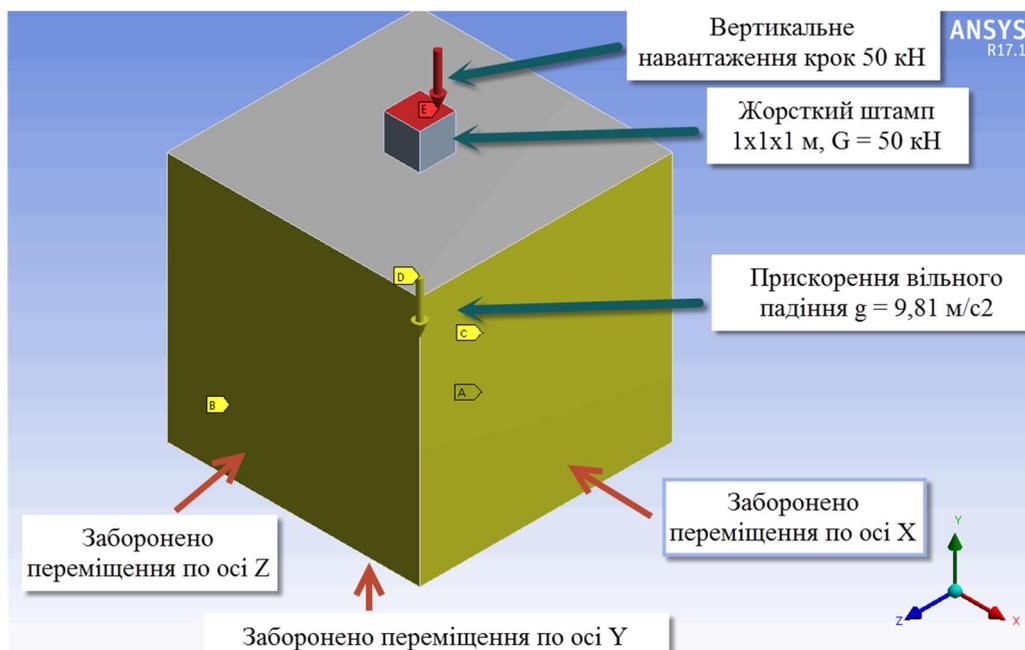


Рис. 3.11 – Масив однорідного ґрунту з граничними умовами закріплення, штамп та прикладені навантаження

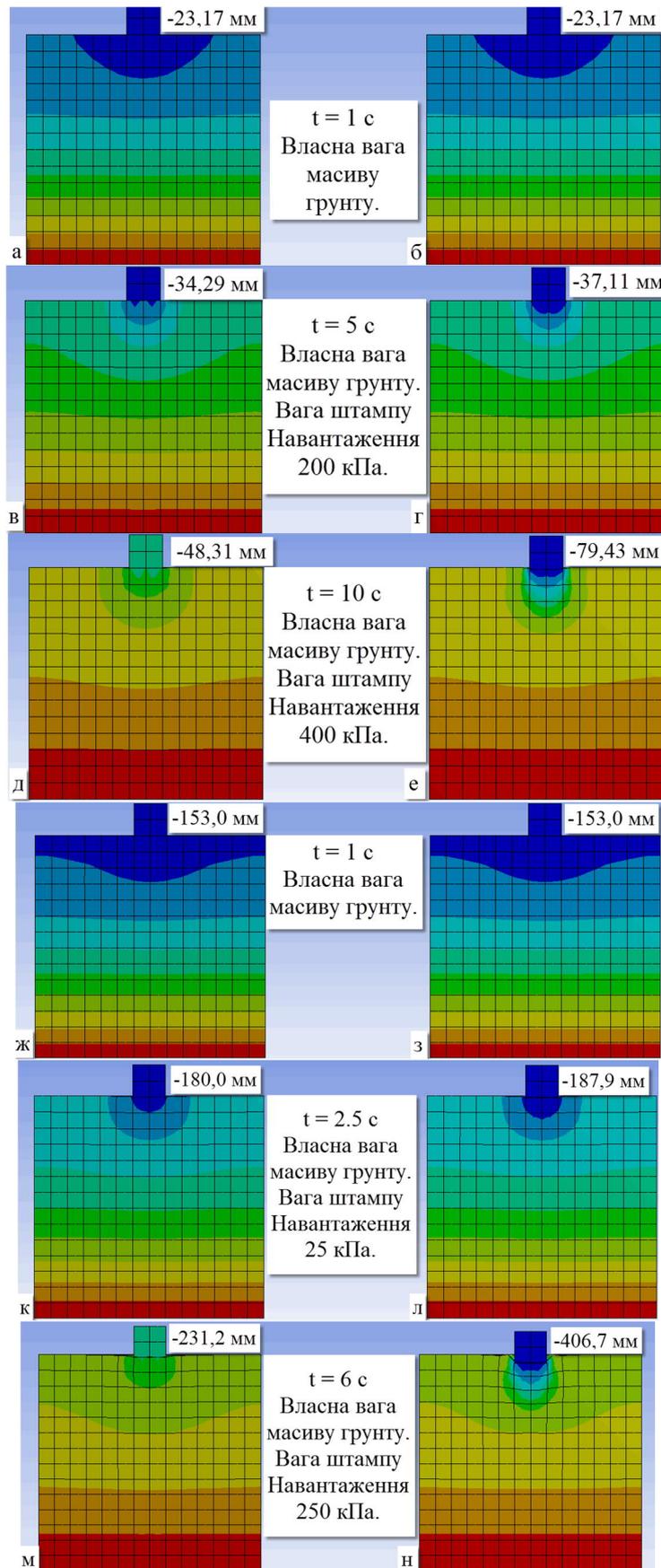


Рис. 3.12 – Порівняння вертикальних деформацій масиву ґрунту від навантаження. Результати для ґрунту за лінійною та моделлю Мора-Кулона: а – е – природного стану; ж – м – для водонасиченого ґрунту

Нелінійні моделі з критеріями міцності створені для оцінювання осідання основ внаслідок дії зовнішнього навантаження, яке перевищує значення напружень від власної ваги ґрунту, але з огляду на задачу оцінювання 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 [1] передбачають послідовне визначення осідання природної лесової основи, а потім додаткове визначення просідання. При цьому розрахунок величини просідання є основним.

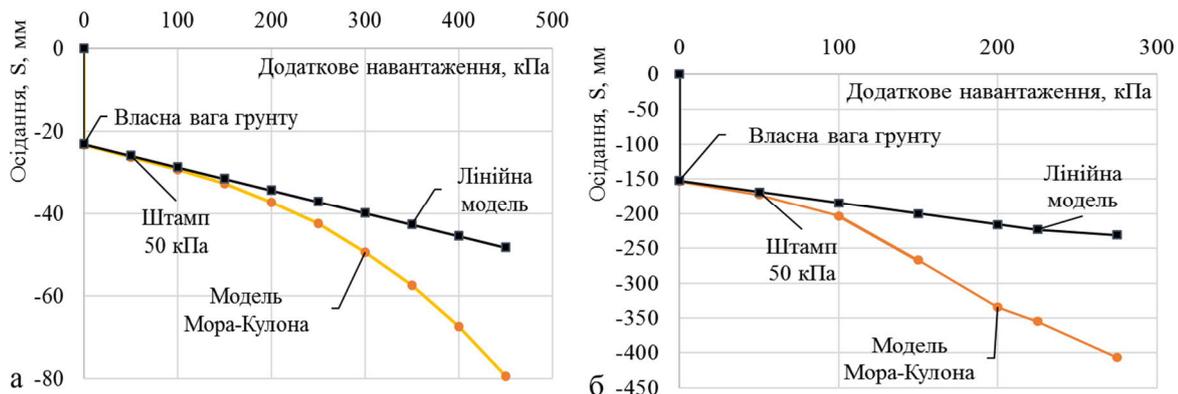


Рис. 3.13 – Графік осідання – навантаження масиву ґрунту:
а – у природному стані; б – у водонасиченому стані

Для поставленої задачі осідання у ґрунті природної вологості фактично не відбувається, а тому визначення розрахункового тиску на основу природної вологості майже не потрібне. Це означає, що актуальність випробування зразків лесового ґрунту на зрушення 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 однакові 23,17 мм та 153,00 мм відповідно, рис. 3.12 а, б, ж, з. До певного рівня додаткового навантаження, яке визначено 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. 3.13 а, б).

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, що дозволяє суттєво зменшити час розрахунку, уникаючи перевірок на пластичність.

Розглянемо трубопровід у масиві ґрунту з рис. 3.8. Розрахункова схема складена з виконанням вимог пункту 3.2, ширина зони замощення вибрана з метою отримати горизонтальну ділянку деформації у середині масиву (рис. 3.14).

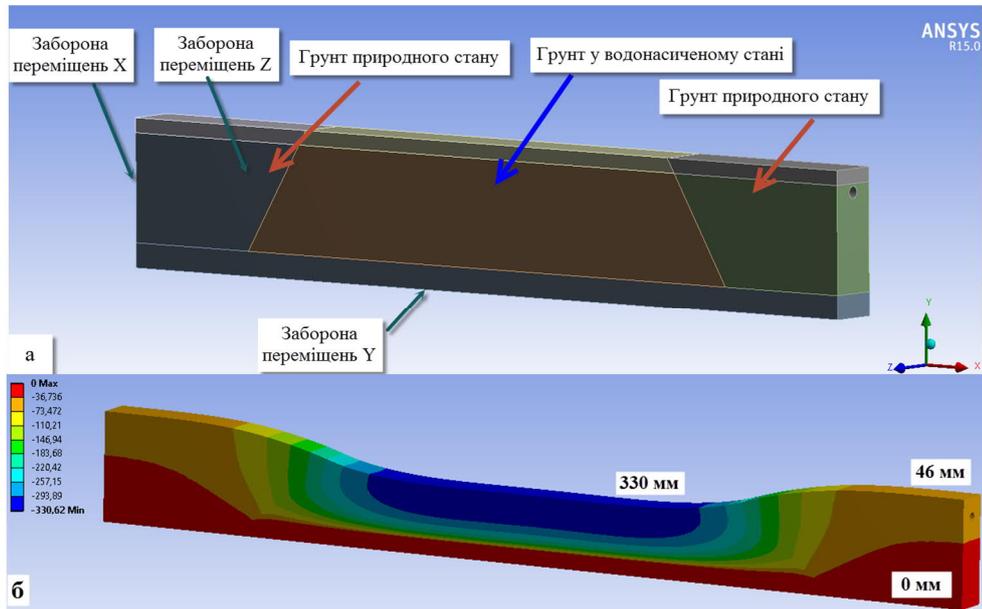


Рис. 3.14 – Порівняння просадочних деформацій при використанні лінійної моделі та моделі Мора-Кулона: а – розрахункова схема; б – величини нерівномірних деформацій за обома моделями

Величини просідання для розглянутих інженерно-геологічних умов за обома моделями склали $\Delta S = 330 - 46 = 284 \text{ мм}$. Величина просідання, яке визначене за інженерною методикою $S_{slg} = 266 \text{ мм}$, згідно порівняння результатів моделювання та інженерного розрахунку, навіть для просадочної товщі у 10 м з достатньо слабким ґрунтом, відносна різниця складала усього 4,8% у більший бік, що йде у запас розрахунку. Це доводить коректність використання лінійної моделі деформації лесового ґрунту до моделювання просадочних явищ від власної ваги ґрунту.

3.4 Оцінювання жорсткості трубопроводу методом скінченних елементів

З точки зору ґрунтового середовища задача оцінювання просідання є достатньо простою, але при цьому слід отримати коректні напруження у стінках трубопроводу, які виникають внаслідок деформацій основи від її нерівномірного замощення. Навіть зараз, за наявності сучасної обчислювальної техніки, повністю автоматизувати процес розрахунку переміщення поверхні основи при просіданні не представляється можливим. Проблеми зумовлюють різноманіття видів просідаючих ґрунтів, типів замощення, форм і розмірів джерел, моменту виникнення розрахункової ситуації. Тому процедуру вибору граничних умов, дискретизації ґрунту, корегування процесу замощення й аналізу отриманої

інформації виконується інженером. Крім того, для визначення НДС у масиві виділяється область, яка обмежена на деякій відстані від джерела замокання, де значеннями переміщень масиву можливо знехтувати.

Таким чином, моделювання проводитимемо у два етапи:

– ґрунт дослідний у природному стані на всіх ділянках за трасою трубопроводу – рівномірні осідання;

– у середині розглядуваного масиву, залежно від джерела замокання розглядається ділянка ґрунту у водонасиченому стані – нерівномірні осідання.

У даному контексті найважливішим питанням є взаємодія трубопроводу з ґрунтом, тобто, чи вистачає власної жорсткості трубопроводу для збереження його положення та утворення пустот під трубою, чи гіпотеза про еквівалентність деформацій трубопроводу до осідань ґрунту [11, 13, 39] 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.

Останній широко застосовують до визначення напружень трубопроводу при його деформаціях у різних ґрунтах. Проблема визначення напружень у трубопроводі саме від просадочних деформацій є фактично недослідженою, але значну увагу приділено проблемам трубопроводу над карстовими провалами [39] й у вічномерзлих ґрунтах [13].

Так, наприклад, аналіз крайової задачі [39, 40] – трубопровід у зоні карстового провалля, – показав, що фактори, які найбільше впливають: довжина воронки, та жорсткість оточуючого ґрунту. Як приклад 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 [39] наведено у табл. 3.4. Єдиним недоліком підходу [39] є складність аналітичних рівнянь, якими важко користуватися звичайному інженеру.

Ми пропонуємо власний чисельний розв'язок рівняння балки на пружній основі у зоні карстового провалля, на базі алгоритму Рунге-Кутта [40], реалізованого на базі програмного комплексу Mathcad (рис. 3.15) функцією Odesolve [40]. Вихідними параметрами виступають (рис 3.15) характеристики жорсткості труби, довжина ділянки, властивості основи на кожній з ділянок, вертикальне навантаження, диференційне рівняння четвертого порядку, та граничні умови, які для нашого прикладу $\varphi(0)=0$, $\varphi(110)=0$, $M(0)=0$, $M(110)=0$. Довжина інтервалу інтегрування 110 м, число кроків інтегрування 1000000.

На рис. 3.16 наведені результати інтегрування для суглинку при $E_s = 20$ МПа. Неточності 1* та 2* пояснюються крайовими ефектами інтегрування, через надто велику довжину ділянки інтегрування.

Довжина розглядуваної ділянки: $L := 110 \text{ м}$

Зовнішній діаметр трубопроводу: $D := 1.42 \text{ м}$

Товщина стінки трубопроводу: $t := 0.0165 \text{ м}$

Геометричні характеристики труби

Момент інерції: $J := \frac{\pi[D^4 - (D - 2t)^4]}{64} = 0.018 \text{ м}^4$

Момент опору: $W_{spr} := \frac{\pi[D^3 - (D - 2t)^3]}{32} = 0.019 \text{ м}^3$

Модуль деформації сталі труби $E := 2.02 \cdot 10^8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$

Границі ділянок зміни ґрунтових умов: $L_r := \begin{pmatrix} 0 \\ 34 \\ 66 \\ 110 \end{pmatrix}$

Зміна жорсткості основи відповідно до вказаної довжини ділянок:

$$k(x) := \begin{cases} ci1 & \text{if } L_{r1} \leq x \leq L_{r2} \\ ci1 & \text{if } L_{r3} \leq x \leq L_{r4} \\ ci2 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Диф. рівняння трубопроводу на пружній неоднорідній основі: **Given**

$$u''''(x) + \frac{k(x) \cdot D}{E \cdot J} \cdot u(x) = \frac{q(x)}{E \cdot J}$$

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:

$$u := \text{Odesolve}(x, 110, 10000)$$

Крок ітерації: $x := 0, 0.2 \dots L$

Модуль деформації ґрунту на ділянках 1 та 3: $Es1 := 12000 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$

Модуль деформації ґрунту на ділянці 2: $Es2 := 2000 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$

Конфіцієнт нормального опору ґрунту на ділянках 1 та 3:

$$ci1 := \frac{0.12 \cdot Es1}{\sqrt{1D(1 - 0.33 \cdot 0.33)}} = 1356.101 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Конфіцієнт нормального опору ґрунту на ділянці 2:

$$ci2 := \frac{0.12 \cdot Es2}{\sqrt{1D(1 - 0.33 \cdot 0.33)}} = 226.01 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Погонне навантаження на трубопроводі: $qq := -25.7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$

Границі ділянок зміни навантажень: $L_F := \begin{pmatrix} 0 \\ 34 \\ 66 \\ 110 \end{pmatrix}$

Зміна погонного навантаження відповідно до вказаної довжини ділянок:

$$q(x) := \begin{cases} qq1 & \text{if } L_{F1} \leq x \leq L_{F2} \\ qq2 & \text{if } L_{F3} \leq x < L_{F4} \\ qq3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Силкові фактори у стінках трубопроводу

$$M(x) := E \cdot J \cdot \frac{d^2}{dx^2} u(x)$$

Момент:

Поперечна сила:

$$Q(x) := E \cdot J \cdot \frac{d^3}{dx^3} u(x)$$

Рис. 3.15 – Вихідні дані алгоритму Рунге-Кутта на базі Mathcad

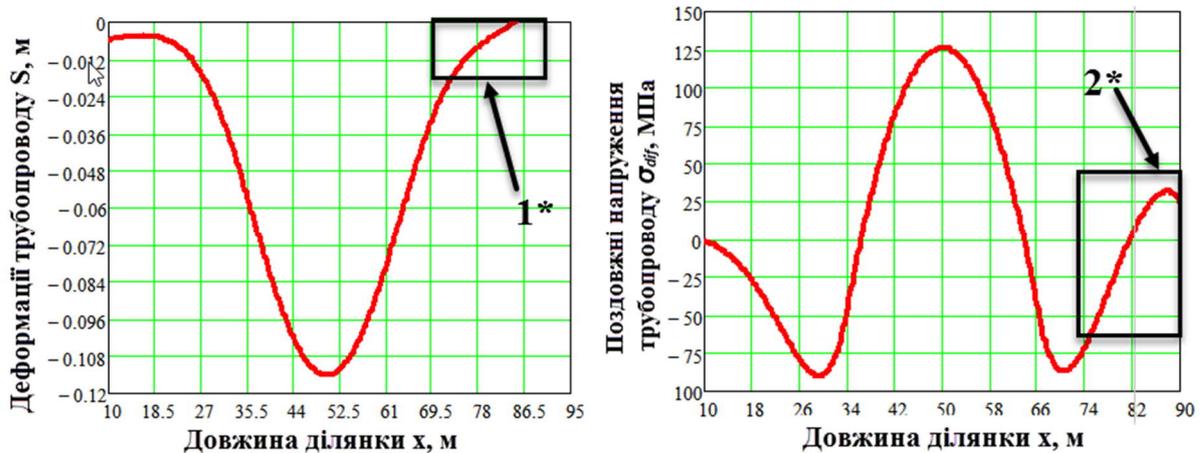


Рис. 3.16 – Деформації та поздовжні напруження трубопроводу у зоні карстового провалля

Таблиця 3.4 – Порівняння результатів аналітичного розрахунку та чисельного моделювання напружень та осідань трубопроводу

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

Моделювання трубопроводу у зоні карстової воронки, описаної у [39], було виконано 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. 3.17, а. На рис. 3.17, б, в наведені результати моделювання для варіанту найслабшого ґрунту ($E_s = 2$ МПа).

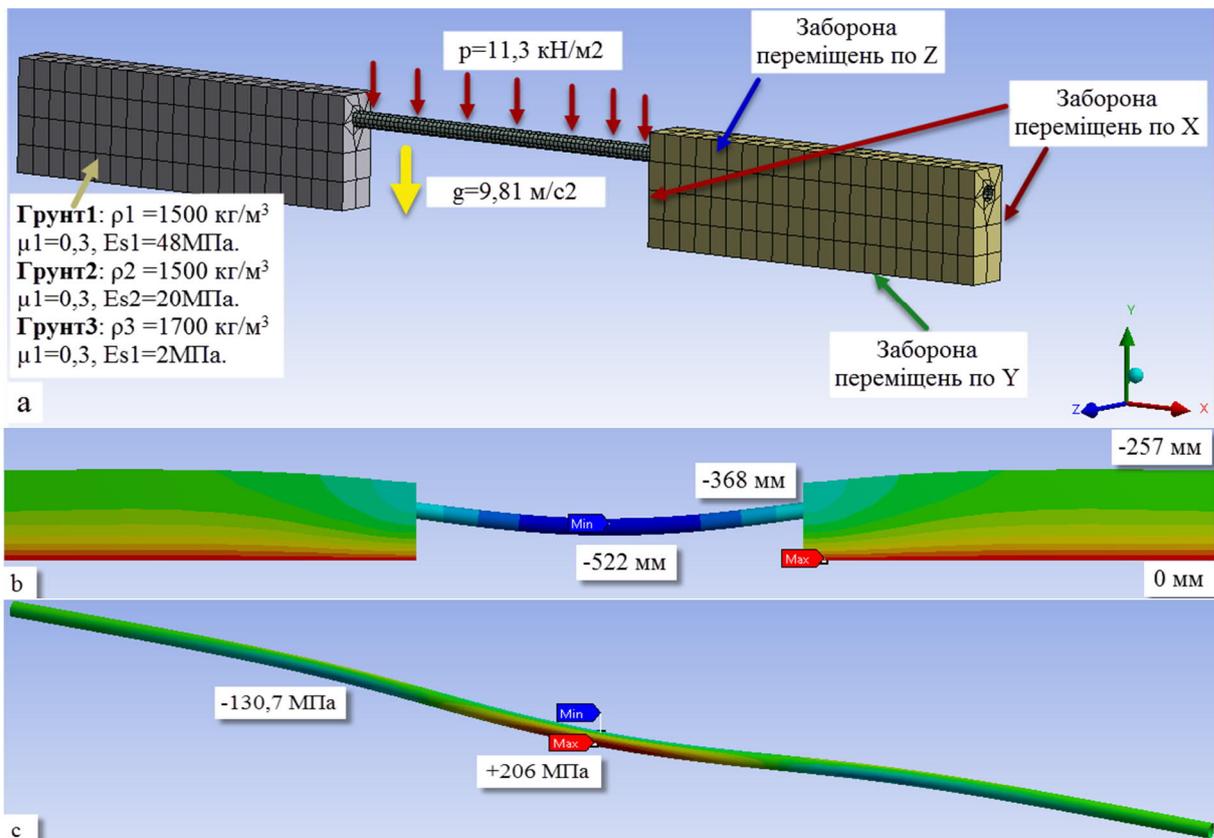


Рис. 3.17 – Визначення напружень та осідань трубопроводу над карстовою воронкою довжиною $l = 32$ м: а – розрахункова схема; б – осідання для варіанту ($E_s = 2$ МПа); в – поздовжні напруження для варіанту ($E_s = 2$ МПа)

По-перше, результати табл. 3.4 – напруження від деформацій трубопроводу у ґрунтах з особливими властивостями можливо порівняти з кільцевими напруженнями від робочого тиску, тобто вони суттєво впливають на міцність ЛЧМТ. Отримані напруження та деформації можливо розглядати як певний орієнтир, граничний випадок задачі про нерівномірні осідання основи трубопроводу.

Аналіз отриманих результатів показує, що за екстремумами та характером розподілу напружень усі три методи якісно збігаються. Стосовно кількісного аналізу, результати аналітичного розрахунку приймемо за еталонні, оскільки виведені у роботі [39] аналітичні залежності найточніше описують поведінку трубопроводу, завдяки «склеюванню» диференціальних 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. 3.18), крім того, похибка у більшу сторону рахується у запас міцності. Слід зазначити, що на відміну від аналітичного розв'язку, метод Рунге-Кутта, з урахуванням сучасної обчислювальної техніки, має

значно простішу реалізацію, а тому переваги його використання очевидні. Основна область використання даного методу, у нашій постановці, оцінювання деформації та напружень трубопроводу під дією зовнішніх навантажень. Ділянки на межі ґрунту й карстової воронки (напруження та деформації табл. 3.4) є максимально показовими, порівняно з результатами отриманими чисельним моделюванням. Даний метод необхідний для подальшої верифікації моделювання, хоча він має певні недоліки.

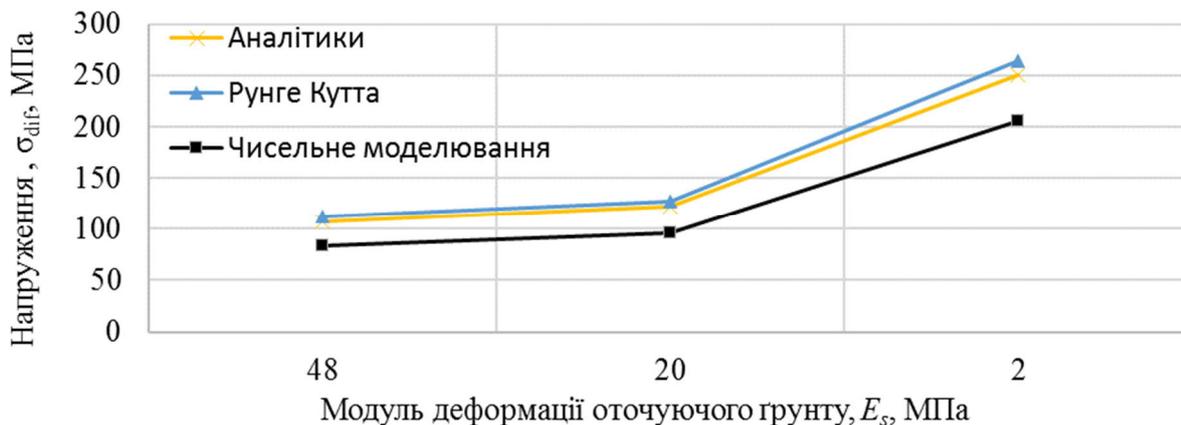


Рис. 3.18 – Порівняння результатів моделювання ЛЧМТ у зоні карстової воронки довжиною 32 м. Напруження трубопроводу у середині прольоту, σ_{dif} , МПа

Значна різниця у результатах, отриманих при моделюванні за аналітичними методами, особливо у приграничних ділянках, полягає у відмінностях розрахункових моделей. Так у 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, враховуючи характер деформацій просідання, де саме деформації ґрунту викликають деформації труби моделювання скидається більш коректним.

Створення розрахункових моделей згідно МСЕ та Рунге-Кутта матимуть ряд певних особливостей. Оскільки під час просідання ґрунт зменшується у 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 за диференціальним рівнянням. Такі ситуації характерні для точкових джерел замочання з ділянкою замочання ґрунту близько десяти діаметрів трубопроводу, де власна жорсткість труби має значний вплив на її деформації.

Просадочні явища повністю проявляються, коли розміри замоченої зони у плані наближаються до величини просадочної товщі H_{sl} . Тому, розглянемо випадок з наступними характерними розмірами ділянками

замокання (рис. 3.19, а). При створенні моделі для МСЕ прийняті такі передумови: фізико-механічні властивості ґрунтів (табл. 3.1), масив знаходиться лише під дією сили тяжіння, тобто деформації відбуваються лише під дією власної ваги елементів (рис. 3.20).

Ґрунт описують лінійними моделями з використанням модулів деформації у природному та водонасиченому стані. Моделювання проводять у два етапи, на першому усі характеристики задаються у природному стані – рівномірні осідання (моделювання процесів самоущільнення ґрунту які відбувалися у процесі формування осадочних порід) рис. 3.21, б. На другому етапі, за допомогою стороннього ітератору ділянка ІГЕ-2 у середині масиву переводиться у водонасичений стан – просадочні явища, нерівномірні деформації трубопроводу рис. 3.21, в. Результати моделювання зведені до табл. 3.5.

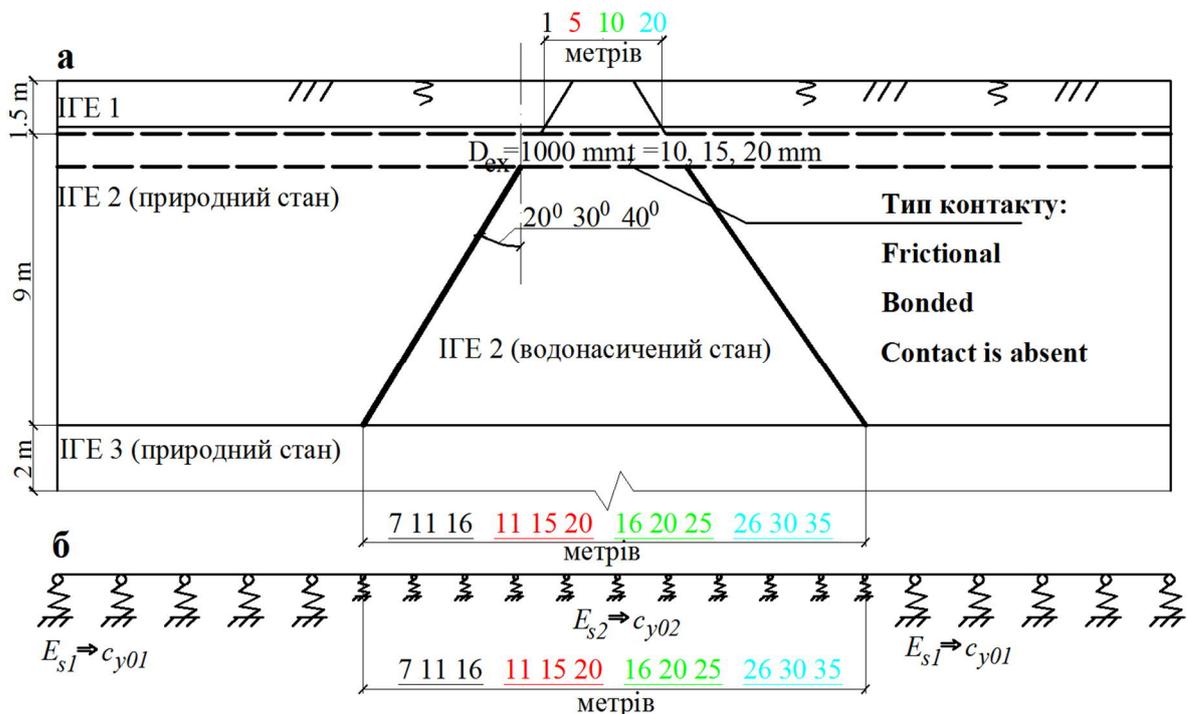


Рис. 3.19 – Розрахункові схеми для моделювання трубопроводу на ділянці локального замкання просадочного ґрунту: а – моделювання МСЕ, б – чисельне інтегрування Рунге-Кутта

Моделювання 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, отже у розрахунках коефіцієнт відпору пружної основи $c_{y02} = 0$, але для довгих ділянок, більше десяти діаметрів трубопроводу, наводиться порівняння, коли коефіцієнт пружної основи є функцією модуля деформації ґрунту у водонасиченому стані $c_{y02} = f(E_s^{sat})$.

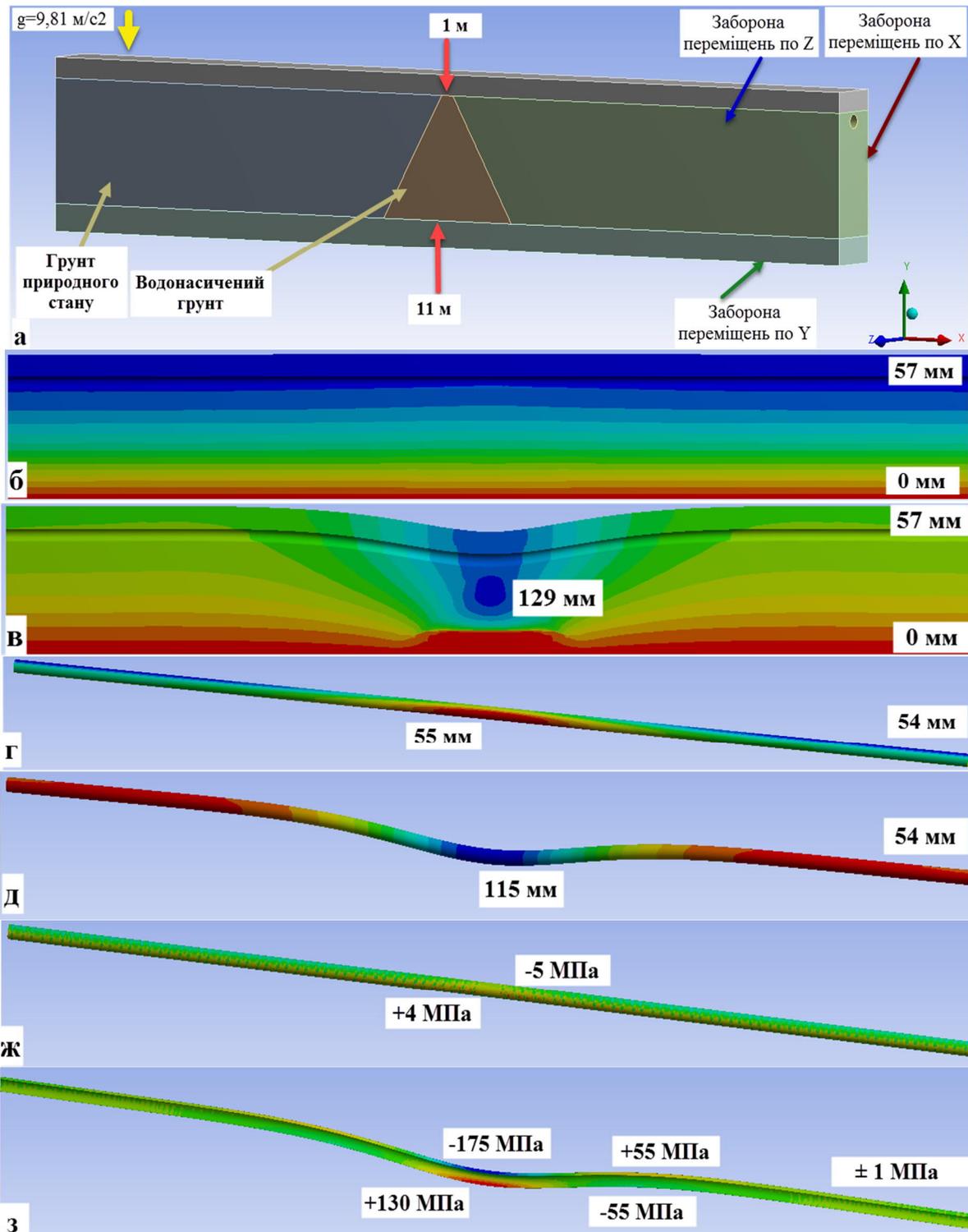


Рис. 3.20 – Моделювання системи «ЛЧМТ – ґрунтова основа» методом МСЕ у програмному комплексі Ansys (результати для контакту Bonded):

- а – розрахункова схема; б – рівномірні осідання на першому кінці розрахунку;
- в – нерівномірні просідання на другому кінці розрахунку; г, д – деформації трубопроводу на першому та другому кінці; ж, з – відповідні поздовжні напруження у трубопроводі

По-перше довжина ділянки ґрунту у водонасиченому стані, де ґрунт не створює відпору, задається відповідно до ширини ділянки замощення по низу, згідно моделювання МСЕ, тобто для нашого випадку – 11 м

(рис. 3.20, а). По-друге, важливе зауваження зроблено в експериментальній роботі [11], оскільки ґрунт деформується, а жорсткість труби перешкоджає даним переміщенням, отже 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 (3.1) була отримана при дослідженні аналогічної задачі – трубопровід у зоні шахтних виробок. Розглядається ділянка на границі утворення мульди осідання, зоні так званого уступу – під трубою утворюється порожнина, а зверху на неї діє ґрунт засипки, у результаті труба поступово приймає геометрію уступу [10, 11]. Таким чином, погонне навантаження від ваги засипки q_s на трубопровід, для точкового джерела замкання, визначається за (3.1) [10]. У розрахунках використовується питома вага ґрунту у природному стані, оскільки при точковому замочуванні ґрунт над трубою у повній мірі не замокає

$$q_s = \gamma \cdot H \cdot \frac{B + D_{ex}}{2} = 15 \cdot 1.7 \cdot \frac{1,00 \cdot 1,5 + 1,00}{2} = 31,1 \text{ кН / м}, \quad (3.1)$$

де γ – питома вага ґрунту у природному ПГЕ-1; H – висота зворотної засипки над трубою; B – ширина траншеї, згідно [3] має становити $1,5 \cdot D_{ex}$.

Для визначення загального навантаження q_{tot} слід додати власну вагу трубопроводу g_{pipe} та продукту g_{prod} (3.2), що транспортується, для товщини стінки $t = 10$ мм, та діаметру $D_{ex} = 1000$ мм

$$q_{tot} = q_s + g_{pipe} + g_{prod} = 31,1 + 2,5 + 0,4 = 33 \text{ кН / м}. \quad (3.2)$$

Деформації та напруження трубопроводу, отримані у результаті чисельного інтегрування методом Рунге-Кутта, наведено на рис. 3.21.

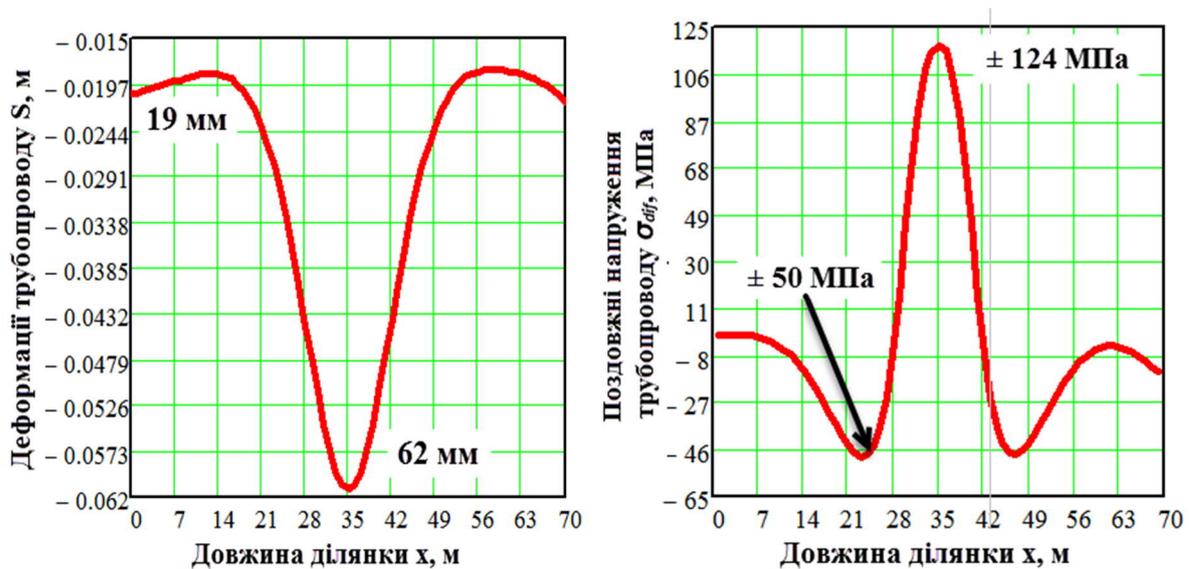


Рис. 3.21 – Деформації та поздовжні напруження трубопроводу на ділянці локального замкання лесової основи ($D_{ex} = 1000$ мм, $t = 10$ мм, $B_w = 1 - 11$ м)

Крім того, необхідно враховувати характер замощення, і при зміні точкового джерела на площадкове доцільно удосконалити розрахункові схеми МСЕ та чисельного інтегрування, з метою урахувати замощення ПГЕ-1 і відповідно зміну його щільності $\rho = 1500 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{sat}} = 1840 \text{ кг/м}^3$. Таким чином, розрахункова схема для МСЕ набуде вигляду як на рис. 3.22, а.

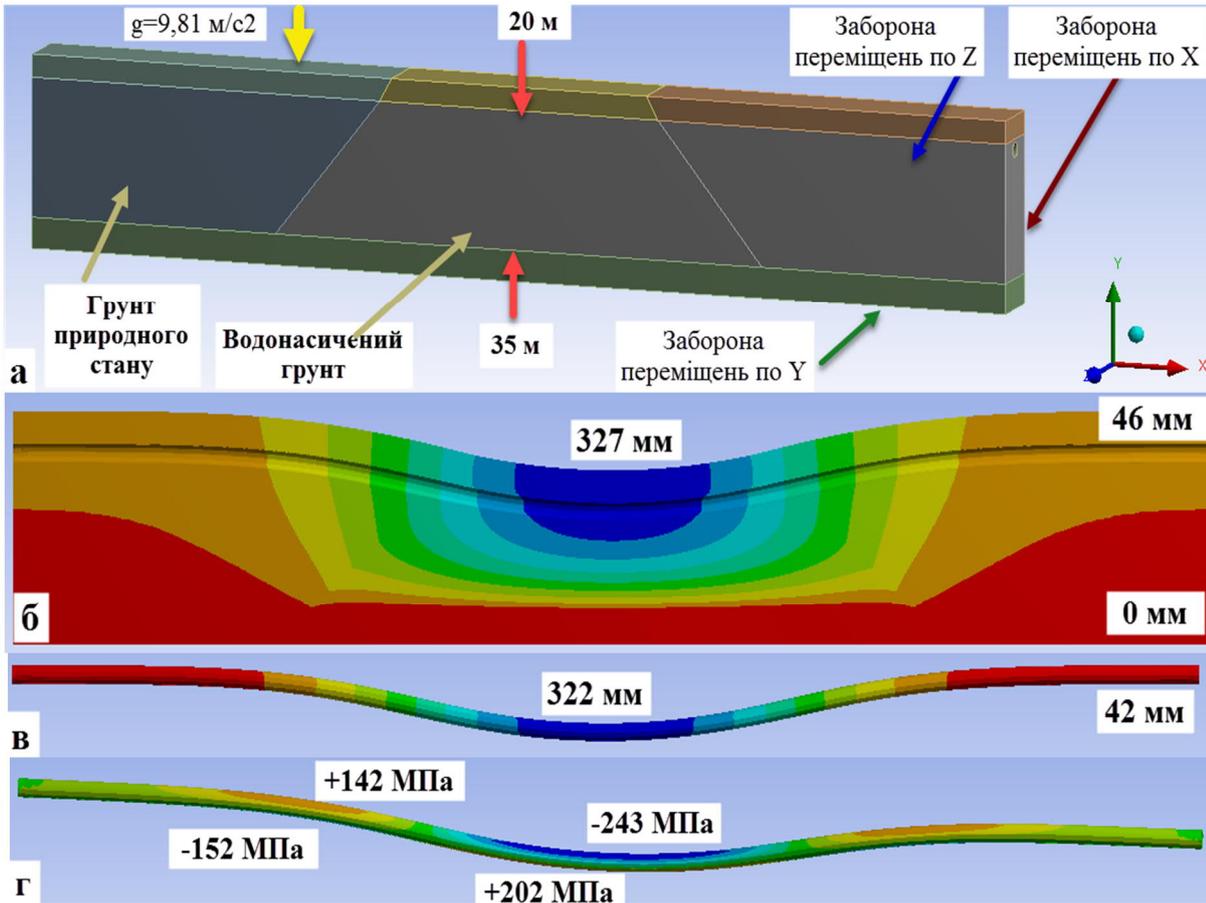


Рис. 3.22 – Моделювання площадкового замощення а – розрахункова схема; б – просідання ґрунту; в – нерівномірні деформації трубопроводу; г – поздовжні напруження у трубопроводі

Остаточний вигляд вхідного рівняння з межами функції $c_{y0}(x)$ та $q_{\text{tot}}(x)$ для розрахункової схеми рис. 3.22, а ($D_{\text{ex}} = 1000 \text{ мм}$, $t = 10 \text{ мм}$, $B_w = 20 - 35 \text{ м}$)

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

$$L_k = \begin{pmatrix} 0 - 17,5 \text{ м} - 1616 \text{ кН} / \text{м}^2 \\ 17,5 - 52,5 \text{ м} - 0 (270) \text{ кН} / \text{м}^2 \\ 52,5 - 70 \text{ м} - 1616 \text{ кН} / \text{м}^2 \end{pmatrix}, L_q = \begin{pmatrix} 0 - 25 \text{ м} - 33 \text{ кН} / \text{м} \\ 25 - 45 \text{ м} - 42 \text{ кН} / \text{м} \\ 45 - 70 \text{ м} - 33 \text{ кН} / \text{м} \end{pmatrix}, \quad (3.9)$$

де L_k – ділянки зміни коефіцієнта пружної основи для схеми рис. 3.22 а; L_q – ділянки зміни погонного навантаження на трубопровід у результаті водонасичення ґрунту.

Таблиця 3.5 – Величини деформації та поздовжніх напружень трубопроводу у результаті просідання

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Чисельний 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 3.5

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Чисельний розв'язок Рунге-Кутта	
			Bonded	Frictional	Contact is absent	$c_{y02} = 0$	$c_{y02} = f(E_s)$
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 3.5

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Чисельний розв'язок Рунге-Кутта	
			Bonded	Frictional	Contact is absent	$C_{y02} = 0$	$C_{y02} = f(E_s^s)$
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_{sl}^{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_{sl}^{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_{sl}^{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_{sl}^{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_{sl}^{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_{sl}^{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_{sl}^{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_{sl}^{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_{sl}^{pipe} , мм	186	174	145	200	83
		$\sigma_{dif}^{max(min)}$, МПа	+228 -265	+196 -228	+128 -156	± 234	± 93

Закінчення таблиці 3.5

Довжина замоченої ділянки, L, м	Товщина стінки труби, t, мм	Вимірювана величина	Моделювання МСЕ			Чисельний 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	-	-

Для виведення максимально універсальної розрахункової схеми для різних випадків прояву просадочних явищ було нараховано 108 прикладів для розрахунку МСЕ у програмному комплексі Ansys, та 72 приклади згідно алгоритму Рунге-Кутта, реалізованого в MathCad. При аналізі табл. 3.5 можливо зробити наступні висновки:

1) Ansys достатньо коректно моделює частковий прояв просадочних явищ, коли ширина замочуваної зони менша за її висоту;

2) величина S_{slg} поступово наближається до максимального значення $S_{slg} = 284$ мм, отриманого для джерела замокання шириною $B_w = 50 - 65$ м (рис. 3.23).

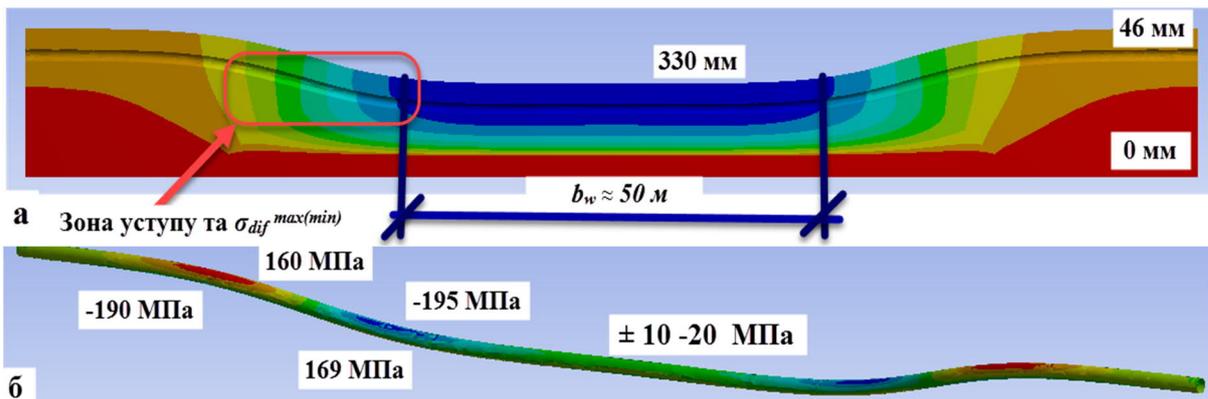


Рис. 3.23 – Просідання у зоні замокання $B_w = 50 - 65$ м: а – деформації основи; б – напруження у стінках трубопроводу

Відомо, що максимальні деформації починають проявлятися при досягненні ширини замоченої зони її висоти, для нашої схеми близько 10 м, коли труба відсутня і розглядається лише масив ґрунту, то при ширині зони замокання 10 м – величина просідання складає 267 мм, що складає 94 % від максимального. При наявності трубопроводу ($D_{ex} = 1000$ мм), величина просідання значно зменшується. Так, для ширини ділянки замокання 10 м – величина просідання 210 мм, або 74% від максимального, що свідчить про те що жорсткість трубопроводу суттєво знижує величини просідання (рис. 3.24). Даний ефект характерний для точкових джерел замокання 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 зникає. Товщина стінки збільшує жорсткість трубопроводу, яка в свою чергу впливає на величину просідання у межах 1 – 2%.

Оскільки при використанні типу контакту Bonded локально зменшується величини просідання ґрунту, отже при даному типі контакту коректно враховується жорсткість трубопроводу. Це вкотре підтверджує гіпотезу про еквівалентність між просіданнями ґрунту основи та деформаціями трубопроводу.

При точкових джерелах замокання величина нерівномірних деформацій трубопроводу коливається у межах $S_{sl}^{pipe} = 1 - 2\%$ для різних типів контакту, при цьому напруження, на нашу думку, більш коректні для

типу контакту Bonded. Значна різниця між значеннями $\sigma_{dif}^{max(min)}$ пояснюється більш точним визначенням геометрії труби, зони замощання та розповсюдження вологи з глибиною, при використанні МСЕ порівняно з балкою на пружній основі.

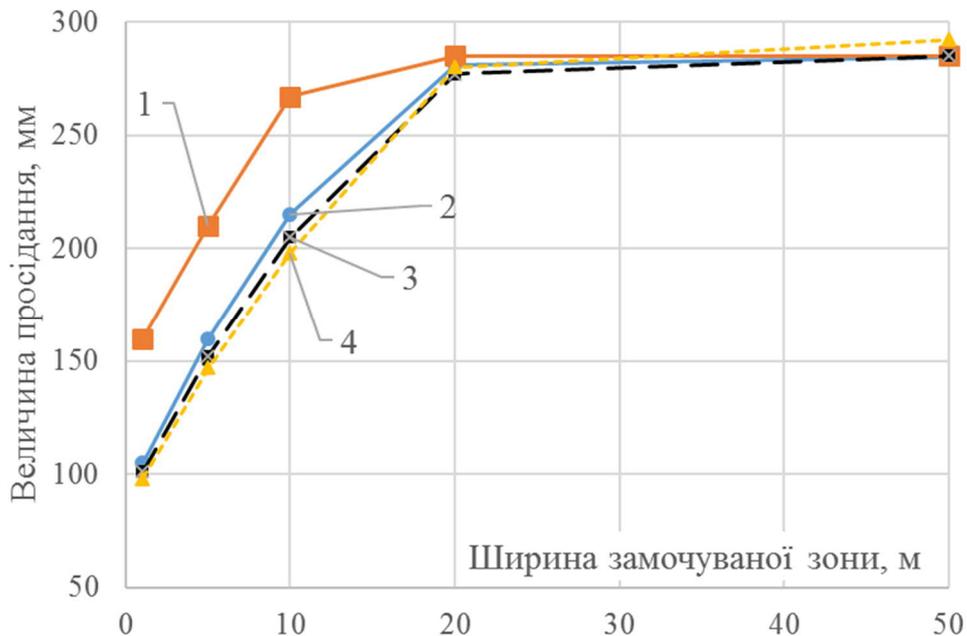


Рис. 3.24 – Збільшення величини просідання при збільшенні зони замощання: 1 – масив ґрунту без трубопроводу; 2-4 – контакт ґрунту з трубопроводом (Bonded), для товщини сінок відповідно 10 мм, 15 мм та 20 мм

Максимальні напруження у трубопроводі $\sigma_{dif}^{max(min)} = +194(-240)$ МПа при точковому замощуванні зафіксовано для максимальних значень кута розповсюдження води у сторони від замощуваної площі, таким чином у розрахунках слід використовувати граничні значення $\beta = 40^{\circ}$ – для супісків (лесів) та $\beta = 55^{\circ}$ – для суглинків.

При точкових джерелах замощання ґрунт не створює опору деформаціям труби, завантаженої ґрунтом, отже у рівнянні зігнутої осі трубопроводу на пружній основі, на ділянці локального замощання коефіцієнт пружної основи 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_{sl}^{pipe} та відповідних поздовжніх напружень $\sigma_{dif}^{max(min)}$.

При збільшенні ділянки замощання $B_w > 3 - 4 H_{sl} (30 - 40 D_{ex})$, коли S_{slg} досягає максимальних деформацій і утворюється горизонтальна ділянка деформації b_w відбувається перерозподіл напружень, максимальні значення характерні для зони «уступу» – на межі між ділянками водонасиченого та ґрунту природного стану (рис. 3.23) $\sigma_{dif}^{max(min)} = +169(-195)$ МПа, у середині

замоченого масиву напруження прямують до нуля. Подальше збільшення зони замокання не впливають на величини напружень у трубопроводі.

Для ділянок замокання довжиною $B_w > 20 - 26$ м використання чисельного розв'язку Рунге-Кутта не дає задовільних результатів, оскільки використання у моделі коефіцієнта жорсткості основи $c_{y02} = 0$ кНм призводить до величин деформацій труби 359 мм, хоча максимально можливі деформації ґрунту для даного ПГЕ розрізу $S_{slg} \approx 285$ мм.

Використання $c_{y02} = f(E_s^{sat})$, навпаки, значно зменшує деформації та відповідні напруження у трубопроводі. Таким чином, опір деформаціям трубопроводу створює лише певна частина від модулю деформації ґрунту у водонасиченому стані E_s^{sat} , але дана постановка задачі потребує суттєвого ускладнення алгоритму – застосування ітераційного підходу з визначенням коректного коефіцієнта жорсткості основи на кожному кроці ітерації, тому ми вважаємо її використання суттєво обмеженою, зонами деформації $B_w \approx 10 - 15 D_{ex}$, на відміну від чисельного моделювання МСЕ.

Максимальні напруження у трубопроводі виникають, коли деформації просідання прямують до максимальних величин, а ділянка замокання знаходиться у межах $B_w \approx (5 - 15) D_{ex}$, оскільки виникає максимальна кривизна трубопроводу. Для розглянутої геометрії максимальні напруження виникли для випадку $B_w \approx 20 - 30$ м і становлять $\sigma_{dif}^{max(min)} = +310(-371)$ МПа. До речі, використовуючи формули (2.37) та (2.38) можливо провести експрес оцінку величин напружень (рис. 3.25).

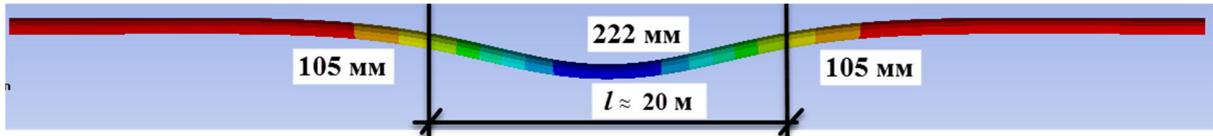


Рис. 3.25 – Схема для визначення напружень від нерівномірних деформацій осі трубопроводу

Кривизни трубопроводу від деформацій основи трубопровода

$$k = \frac{8 \cdot H}{L^2 + 4 \cdot H^2} = \frac{8 \cdot (0,222 - 0,105)}{24^2 + 4 \cdot (0,222 - 0,105)^2} = 2,34 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}, \quad (3.3)$$

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

Поздовжні напруження від нерівномірних деформацій трубопроводу

$$\sigma_{dif}^{max(min)} = \frac{k \cdot D_{ex}}{2} \cdot E_{pipe} = \frac{2,34 \cdot 10^{-3} \cdot 1}{2} \cdot 2,1 \cdot 10^5 = 246 \text{ МПа}, \quad (3.4)$$

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

Звичайно, що розрахунок у Ansys є значно точнішим, а перевірка кривизни може застосовуватися лише методом перевірки явних помилок розрахунку.

Висновки за розділом 3

1. На ділянках з особливими ґрунтовими умовами, кількість вишукувальних гірничих виробок необхідно збільшувати порівняно зі стандартними інженерно-геологічними умовами. Зокрема, для ділянок лесових просадочних ґрунтів пропонується проводити відбір зразків ґрунту через кожних 50 м, при цьому необхідно визначити потужність просадочної товщі, фізико-механічні властивості усіх елементів, отримати величини відносної просадності у межах тиску власної ваги ґрунту, встановити потенціальні джерела замокання, розрахувати величину просідання ґрунту. Можливо провести польові замокання ґрунту з площадкових джерел, для максимально точного визначення величини просадки від власної ваги ґрунту у разі його замокання.

2. Аналіз результатів поетапного моделювання системи «основа – лінійна частина трубопроводу» у лесових просадочних ґрунтах доводить, що для навантаження лише від власної ваги ґрунту для лінійної моделі ґрунту та моделі з параметром міцності Мора-Кулона, незважаючи на стан природний чи водонасичений та характеристики ґрунту, осідання однакові за обома моделями. Крім того, до певної величини додаткового навантаження, яке визначено фізико-механічними властивостями ґрунту основи, для природного та водонасиченого стану осідання відбуваються лінійно, і лише з певного кроку спостерігається нелінійна поведінка масиву.

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

4. Використання чисельного розв'язку Рунге-Кутта до аналітичного рівняння балки на пружній основі має специфічну область використання. Його застосування для описання трубопроводу у зоні карстового провалля дає відносну похибку до 10 % порівняно з [40] для максимальних величин напружень та деформацій, крім того, похибка у більшу сторону рахується у запас міцності. Але при моделюванні просадочних явищ метод дає значні коливання результатів. Отже, головна відмінність: при просадочних процесах зменшення об'єму ґрунту внаслідок замокання призводять до деформації труби, і навпаки, у карстових зонах вага труби та ґрунту засипки призводить до осідання ґрунту.

5. Запропонований підхід моделювання МСЕ якісно моделює причинно-наслідковий зв'язок деформації ґрунту, а відповідно і

напруження у трубопроводі. Розрахункова схема дозволяє коректно врахувати частковий прояв просадочних явищ, коли ширина замклої зони менша за її висоту. На відносно коротких ділянках замкання $B_w < 1 - 1,5 H_{sl}$ ($10 D_{ex}$) жорсткість трубопроводу суттєво впливає на величину просадки ґрунту, так за відсутності труби для ділянки замкання 10 м – величина просідання 267 мм, 94 % від максимального. При наявності трубопроводу ($D_{ex} = 1000$ мм), величина просідання – величина просідання 210 мм, 74 % від максимального, що свідчить про те що жорсткість трубопроводу суттєво знижує величини просідання. Цей ефект характерний для точкових джерел замкання та площадкових, малої ширини.

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

6. Максимальні напруження у трубопроводі виникають, коли деформації просідання прямують до максимальних величин, а ділянка замкання трохи перевищує висоту просадочної товщі $B_w \approx 1,5 - 2 H_{sl}$ ($15 - 20 D_{ex}$), оскільки виникає максимальна кривизна трубопроводу. Для розглянутої у моделюванні геометрії максимальні напруження виникли для випадку довжини замклої зони по верху та по низу відповідно $B_w \approx 20 - 30$ м і становлять $\sigma_{dif}^{max(min)} = +310$ (-371) МПа.

Список використаних літературних джерел до розділу 3

1. Бородавкін П.П. Трубопроводы в сложных условиях / П.П. Бородавкін, В.Я. Таран. – СПб.: Недра, 1986. – 346 с.
2. РД 51-4.2-003-97. Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 90 с.
3. Димов Л.А. Перемещения подземных сооружений от горизонтальной нагрузки / Л.А. Димов, Е.М. Богушевская. – Ухта: УГТУ, 2008. – 128 с.
4. Бородавкін П.П. Механика ґрунтов в трубопроводном строительстве: учебник для ВУЗов / П.П. Бородавкін. – М: Недра, 1986. – 224 с.
5. Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME B31.8-2003, American Society of Mechanical Engineers. – New York, 2003. – 126 p.
6. Пічугін С.Ф. Верифікація імовірнісної моделі деформації трубопроводу в особливих ґрунтових умовах / С.Ф. Пічугін, П.Ю. Винников // Будівельні конструкції: зб. наук. пр. – К.:НДІБК, 2016. – Вип. 83. – кн. 2. – С. 252 – 260.

7. Physical modeling of a pipeline subjected to an embankment load / J. Oliveira, K. Rammah, M. Almeida, M. Almeida // Proc. of the XVI ECSMGE Geotechnical Engineering for Infrastructure and Development. – 2015. – P. 4149 – 4154.

8. Shakedown of multi-layered pavements under repeated moving surface loads / S. Liu, J. Wang, H.S. Yu, D. Wanatovski // Proc. of the XVI ECSMGE Geotechnical Engineering for Infrastructure and Development, 2015. – P. 307 – 312.

9. Винников Ю.Л. Дослідження механічних характеристик ущільнених матеріалів ґрунтових подушок як випадкових величин / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко // Вісник ДНУЗТ. – Вип. 32. – Д.: Вид-во Дніпропетр. нац. Ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2010. – С. 26 – 30.

10. Грудз Я.В. Энергоэффективность газотранспортных систем / Я.В. Грудз. – Ивано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 208 с.

11. Pichugin S. Pipeline reliability level for the different collapsible strata / S.Pichugin, P. Vynnykov // Зб. наук. праць (галузевемашинобуд., буд-во). – Вип. 1 (48). – Полтава: ПНТУ, 2017. – С. 192 – 205.

12. ДБН В.1.1-25-2009. Інженерний захист територій та споруд від підтоплення та затоплення. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2010. – 30 с.

13. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – М.: Высш. шк., 1964. – 576 с.

14. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2011. – 127 с.

15. Пічугін С.Ф. Надійність лінійної частини підземного магістрального трубопроводу на випадково-неоднорідній основі / С.Ф. Пічугін, П.Ю. Винников // Тези 68-ої наук. конф. професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету. – Т. 2. – Полтава: ПолтНТУ, 2016. – С. 192 – 193.

16. Вайнберг А.И. Надежность и безопасность гидротехнических сооружений. Избранные проблемы / А.И. Вайнберг. – Х.: Тяжпромавтоматика, 2008. – 304 с.

17. Селезнев В.Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. Изд. 3-е, перераб. и доп. / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, С.Н. Прялов. – М. – Берлин: Директ-Медиа, 2014. – 436 с.

18. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.

19. СП 42-102-2004. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. – М.: ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ», 2004. – 199 с.

20. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф.Новоселов. – М.: Недра, 1981. – 184 с.

21. Зарецкий Ю.К. Расчеты сооружений и оснований по предельным состояниям / Ю.К. Зарецкий // ОФМГ. – №3. – 2003. – С. 3 – 9.

22. Грибанов Ю.И. Выборочные оценки спектральных характеристик стационарных случайных процессов / Ю.И. Грибанов, В.Л. Мальков. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.
23. Справочник геотехника. Основания, фундаменты и подземные сооружения / Под ред. В.А. Ильичева и Р.А. Мангушева. – М.: АСВ, 2014. – 728 с.
24. Пічугін С.Ф. Надійність лінійної частини підземних магістральних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, О.Є. Зима, П.Ю. Винников // Зб. наук. праць (галузеве машинобуд., буд-во). – Вип. 1 (43). – Полтава: ПНТУ, 2015. – С. 17 – 29.
25. Парамонов В.Н. Метод конечных элементов при решении нелинейных задач геотехники / В.Н. Парамонов. – СПб.: Геореконструкция, 2012. – 264 с.
26. Пічугін С.Ф. Розрахунок надійності сталевих підземних трубопроводів : монографія / С.Ф. Пічугін. – Полтава: АСМІ, 2016. – 520 с.
27. Семко О.В. До питання врахування класу відповідальності будівель і споруд при проектуванні їх конструктивних елементів / О.В. Семко, О.П. Воскобійник // Будівельні конструкції: зб. наук. пр. – К.: НДІБК, 2010. – Вип. 79. – С. 693 – 700.
28. 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. – №61. – О.: ООО «Внешрекламсервис», 2015. – С. 95 – 100.
29. Пашинський В.А. Вероятностная модель распределения максимальных значений для описания глубины коррозионных повреждений стальных труб магистральных нефтепроводов / В.А. Пашинський, Ж.Ю. Бескровная // Современное промышленное и гражданское строительство. – 9 (2), 2013. – С. 71 – 78.
30. Шапиро Д.М. Теория и расчётные модели оснований и объектов геотехники: монография / Д.М. Шапиро. – Воронеж: ИПЦ «Научная книга», 2012. – 164 с.
31. Pichugin S. Probabilistic calculation of the buried petroleum and gas pipelines / S.Pichugin, P. Vynnykov // Conference reports materials. Problems of energy and nature use 2013. – Budapest, 2014. – P.108 – 115.
32. Stress corrosion cracking of linepipe steels in near-neutral pH environment: a review of effects of stress / W. Zheng, R. Sutherby, R.W. Revie, W.R. Tyson, G. Shen // Environmentally assisted cracking: predictive methods for risk assessment and evaluation of materials, equipment and structures, ASTM STP 1401, R.D. Kane, Ed., American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2000.
33. Yong Bai Pipelines and risers / Yong Bai. – USA, Oxford: Elsevier, 2001. – 495 P.

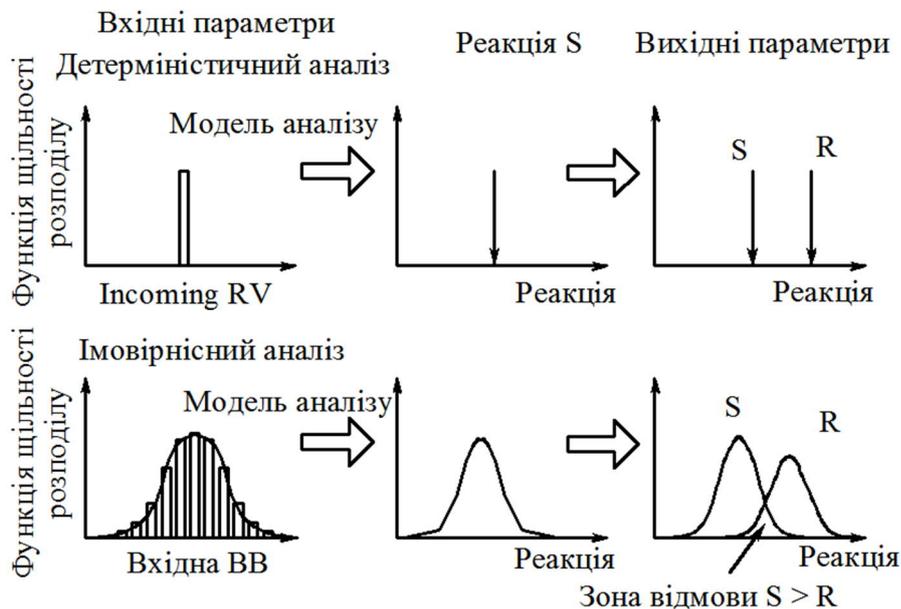
34. Пічугін С.Ф. Врахування факторів, які впливають на напружено-деформований стан сталевих підземних трубопроводів / С.Ф. Пічугін, О.Є. Зима // Бетон и железобетон в Украине. – №4 (74), 2013. – С.31 – 34.
35. Винников Ю.Л. Дослідження механічних характеристик ущільнених матеріалів ґрунтових подушок як випадкових величин / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко // Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна. – Вип. 32. – Д.: Вид-во ДНУЗТ, 2010. – С. 26 – 30.
36. Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission, Recommendations on Transmission and Distribution Practice, IGE/TD/1 Edition 4, 2001, Institution of Gas Engineers, UK.
37. Wang, Yong-Yi, Horsley, David J Wentao, Cheng, et al. (2004). «Tensile Strain Limits of Girth Welds with Surface-Breaking Defects-Part 2: Experimental Correlation and Validation» Proceedings of the international pipeline conference, Calgary, Alberta, Canada, ASME, P.251 – 266.
38. 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, V.75, N14. –P.4052 – 4065.
39. EN 1997-2:2007. Eurocode 7: Geotechnical Design. Ground investigation and testing. European Committee for Standardization, Brussels. – 2007. – 202 p.
40. EN 1997-1:2004. Eurocode 7: Geotechnical Design. – Part 1: General Rules. European Committee for Standardization, Brussels. – 2004. – 172 p.

РОЗДІЛ 4 ОЦІНЮВАННЯ ЙМОВІРНОСТІ БЕЗВІДМОВНОЇ РОБОТИ ТРУБОПРОВОДУ ЗА ПАРАМЕТРОМ ПОЗДОВЖНИХ І КІЛЬЦЕВИХ НАПРУЖЕНЬ

4.1 Інженерно-геологічні умови дослідних об'єктів для набору статистичного матеріалу фізико-механічних властивостей лесових просадочних ґрунтів

Математичні закони теорії імовірності не є безпредметними абстракціями, які позбавлені фізичного змісту. Вони лише репрезентують математичне представлення реальних закономірностей, які фактично існують у масових випадкових явищах природи та техніки. Використовуючи поняття як подія, її імовірність, ВВ, закони розподілу та числові статистики, теорія імовірності дає можливість теоретично визначати імовірність виникнення одних подій через відомі статистичні властивості інших. Наведені непрямі методи дозволяють суттєво знизити витрати часу та фінансів на проведення експериментів, але вони зовсім не виключають самого експерименту [1, 2].

Основна різниця між імовірнісним та детерміністичним розрахунком будівельних конструкцій полягає у тому, що детерміністичний аналіз дає лише єдину точку у просторі можливих станів конструкції єдину оцінку рис. 4.1.



**Рис. 4.1 – Відмінності детерміністичного та ймовірнісного
розрахунку будівельних конструкцій**

Ймовірнісний аналіз, у свою чергу, дозволяє значно повніше описати усю сукупність можливих станів конструкції залежно від дії зовнішніх навантажень та впливів [3].

У контексті імовірнісної оцінки розподілу напружень і визначення

імовірності безвідмовної роботи ЛЧМТ за параметром поздовжніх та кільцевих напружень ключовим є визначення статистичних характеристик та законів розподілу вхідних ВВ зовнішніх навантажень і впливів. Найменш дослідженим є вплив нерівномірних деформацій основи. Для його коректної оцінки необхідно визначити параметри статистики (математичне очікування, стандарт, коефіцієнт варіації, асиметрії, ексцес тощо) та ЗР основних фізико-механічних властивостей лесової просадочної основи у природному й водонасиченому стані: питому вагу, вологість, коефіцієнт пористості, модуль деформації.

Як статистичний матеріал для дослідження фізико-механічних властивостей лесових просадочних основ використані дані інженерно-геологічних вишукувань, проведених на території м. Херсон – дослідний об'єкт № 1; трасі магістрального трубопроводу, на території Козельщанського району Полтавської області – дослідний об'єкт № 2 (рис. 4.2, 4.3).



Рис. 4.2 – Заміна ізоляції трубопроводу, прокладеного у лесових ґрунтах Полтавської області



Рис. 4.3 – Відбір зразків лесового ґрунту з масиву на трасі трубопроводу, який прокладено у Полтавській області

Статистичний матеріал об'єкту № 1 відібраний з 10 шурфів, глибиною 13 м [4], 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 замкломому стані текучий, макропористий, просадочний; ІГЕ-3 – супісок лесовий, пальово-жовтий, карбонатний, пілуватий, твердий, у замкломому стані текучий, макропористий, просадочний; ІГЕ-4 – суглинок лесовий, жовто-брунатний, брунатно-бурий, карбонатний, важкий пілуватий, твердий, у замкломому стані текучий, просадочний. На час проведення вишукувань ґрунтових вод не знайдено.

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 призначення їх потужності відбувається згідно класифікаційних характеристик ґрунту, таких як число пластичності та показник текучості. Тому визначення їх статистик є важливою задачею у контексті нашого дослідження. У подальших

розрахунках призначимо наступні потужності шарів: ПГЕ-1 – 0,6 м, ПГЕ-2 – 4,6 м, ПГЕ-3 – 4,9 м, ПГЕ-4 – 2,9 м, загалом 13 м.

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: ПГЕ-1 – суглинок гумусований, темно-брунатний; ПГЕ-2 – супісок лесований, світло-брунатний, світло-сірий, світло-жовтий, пілуватий, твердий, у замклому стані текучий, макропористий, просадочний; ПГЕ-3 – суглинок сірий, важкий, пілуватий, твердий. На час проведення ПГ вишукувань ґрунтових вод не знайдено. Загальна вибірка статистичних даних фізико-механічних властивостей ґрунту склала 24 значення, з них ПГЕ-2 – 24. У подальших розрахунках призначимо наступні потужності шарів: ПГЕ-1 – 1,1 м, ПГЕ-2 – 6,2 м, ПГЕ-3 – 2,0 м, загалом 9,3 м.

4.2 Результати статистичного аналізу фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів

Для всіх дослідних об'єктів виконувався статистичний аналіз ВВ фізичних властивостей лесових просадочних ґрунтів, зокрема, вологості, питомої ваги природного та водонасиченого ґрунту, коефіцієнту пористості, де була достатня кількість однозначних даних; також визначалися вологість на межі текучості та розкочування, число пластичності, й показник текучості у природному та водонасиченому стані.

Слід зазначити, що дослідження розподілів фізичних характеристик ґрунту є не менш важливим, ніж дослідження його механічних властивостей. Показники вологості, число пластичності та показника текучості дають інформацію про стан ґрунту, у якому він перебуває – природний чи вже водонасичений, тобто можливо встановити, чи відбулися просадочні явища до початку вишукувань, чи їх прояв імовірний у процесі будівництва та експлуатації. Неоднорідність значень питомої ваги ґрунту в природному та водонасиченому стані можливо безпосередньо враховувати при моделюванні у сучасних програмних комплексах, зокрема 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 ЗР та побудовані відповідні експериментальні розподіли. Типові експериментальні частотні (диференціальні) гістограми, графіки експериментальних інтегральних функцій та графіки аналітичного розподілу представлені на рис. 4.5 – 4.7.

У табл. 4.1 систематизовано статистичні параметри експериментальних ЗР ВВ фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів у природному та водонасиченому стані, отриманих на дослідних об'єктах.

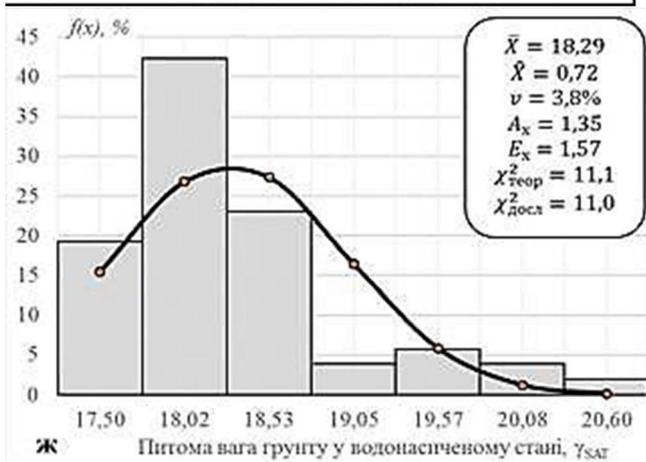
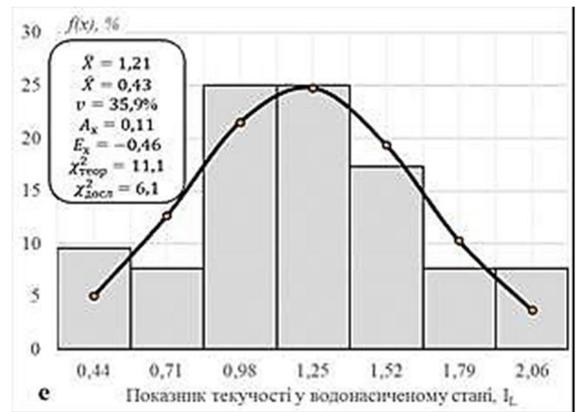
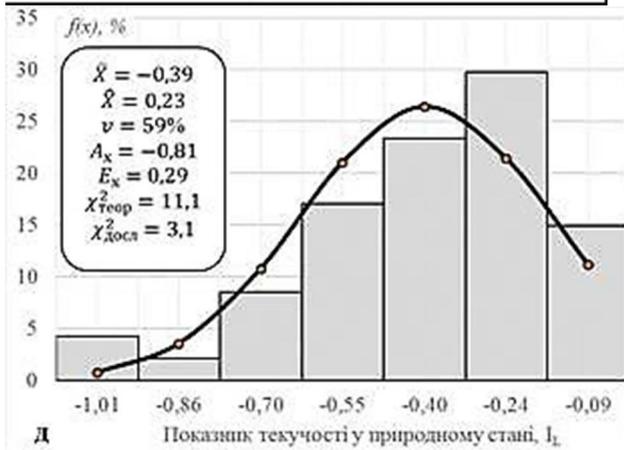
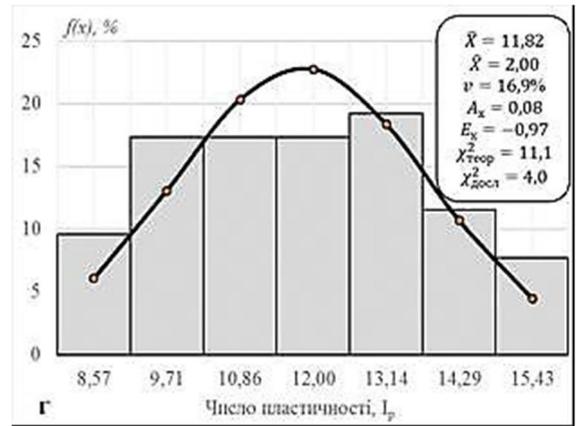
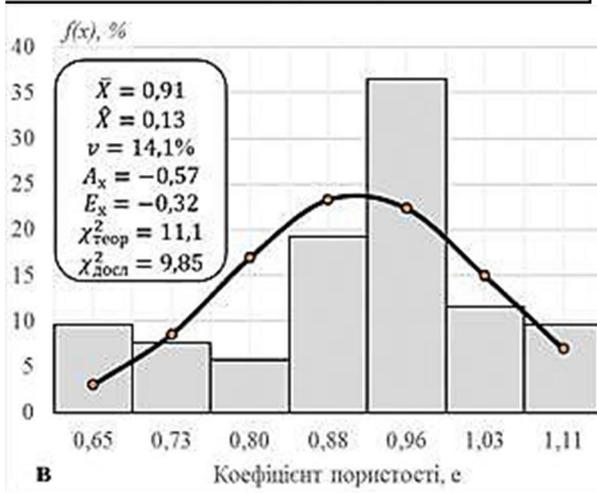
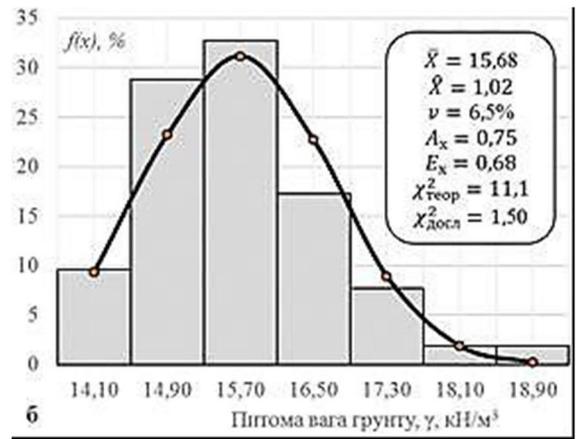
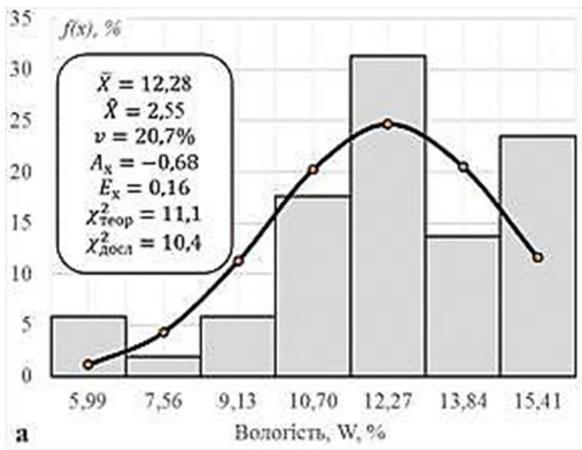


Рис. 4.5 – Статистичні характеристики та закони розподілу ВВ основних фізичних характеристик ІГЕ-2 дослідного об'єкту №1:

- а** – вологість ґрунту; **б** – питома вага ґрунту у природному стані;
- в** – коефіцієнт пористості; **г** – число пластичності; **д, е** – показник текучості у природному та водонасиченому стані;
- ж** - питома вага водонасиченого ґрунту

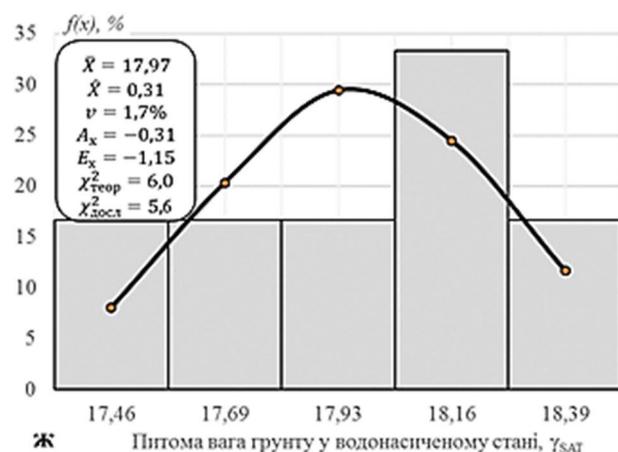
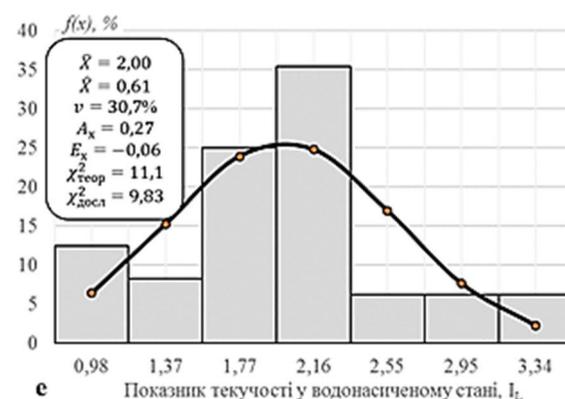
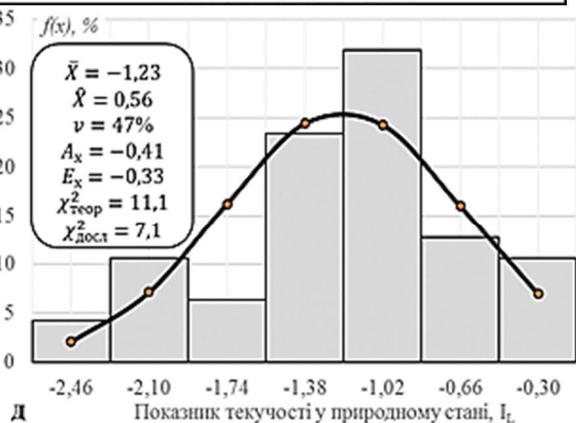
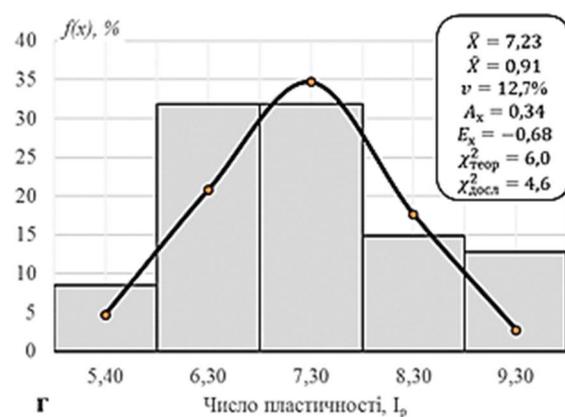
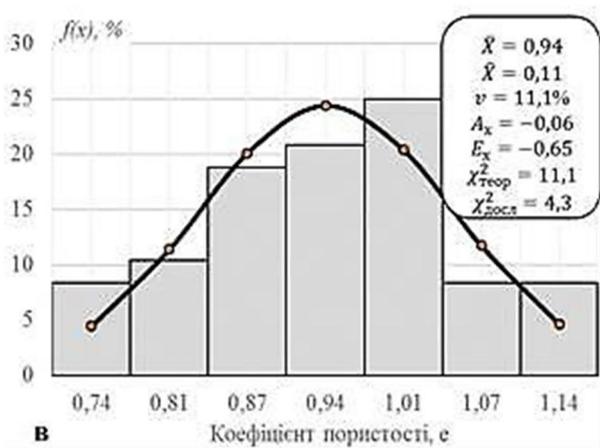
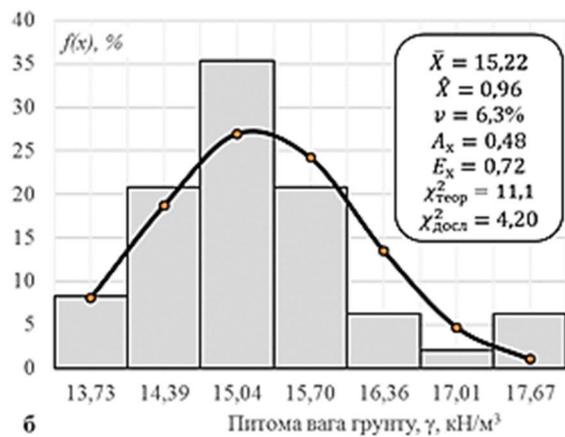
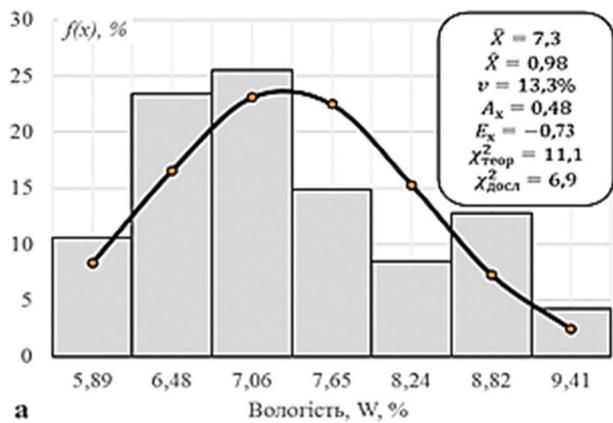


Рис. 4.6 – Статистичні характеристики та закони розподілу ВВ основних фізичних характеристик ІГЕ-3 дослідного об'єкту №1:
а – вологість ґрунту; **б** – питома вага ґрунту у природному стані;
в – коефіцієнт пористості; **г** – число пластичності; **д, е** – показник текучості у природному та водонасиченому стані;
ж – питома вага водонасиченого

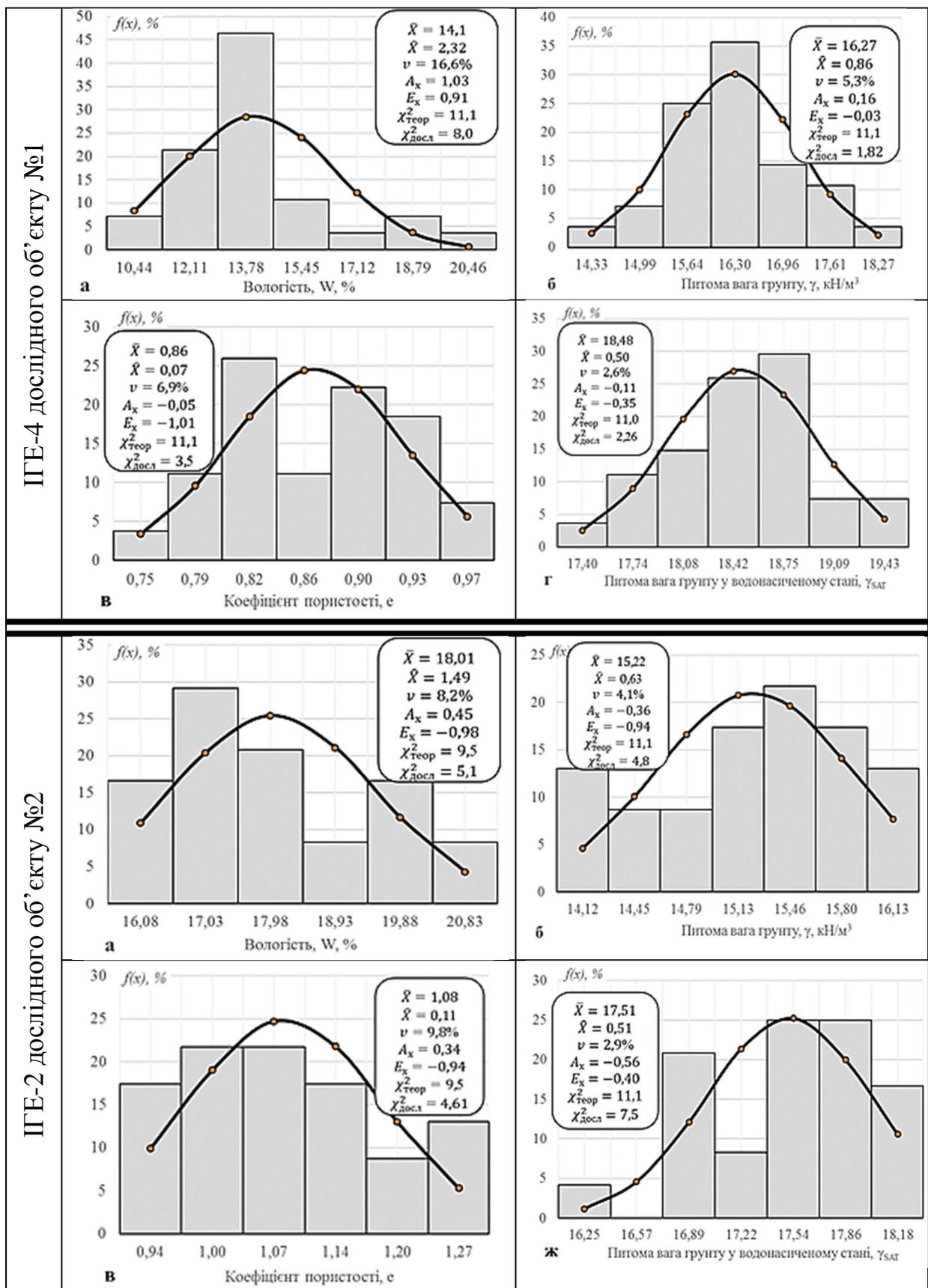


Рис. 4.7– Статистичні характеристики та закони розподілу ВВ основних фізичних характеристик ІГЕ-4 дослідного об'єкту №1 та ІГЕ-2 дослідного об'єкту №2: а – вологість ґрунту; б – питома вага ґрунту у природному стані; в – коефіцієнт пористості; г – питома вага водонасиченого ґрунту

Таблиця 4.1 – Статистичні параметри експериментальних розподілів ВВ фізичних характеристик лесового просадочного ґрунту

Статистичні параметри	M1	M2	M3	M4	\bar{X}	X	μ_3	μ_4	\hat{X}	$V, \%$	A_x	E_x	Закон розподілу	Отриманий критерій Пірсона $\chi^2_{\text{досл.}}$ та $(\chi^2_{\text{табл.}})$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Об'єкт №1 (ПЕ-2 – суглинок лесовий, бурувато-жовтий, карбонатний, легкий пілуватий, твердий, у замкненому 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 $\gamma, \text{кН/м}^3$	-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 $\gamma_{\text{sat}}, \text{кН/м}^3$	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 4.1

Об'єкт №1 (ПЕ-3 – супісок лесовий, пально-жовтий, карбонатний, пілуватий, твердий, у замкломому стані текучий, макропористий, просадочний)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вологість ґрунту W, %	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_s , 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, e	-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 _p	-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 _L	-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 _{sat}	-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; \bar{X} – дисперсія; μ_3 – центральний момент третього порядку; μ_4 – центральний момент четвертого порядку; σ – середнє квадратичне відхилення (стандарт); v – коефіцієнт варіації; A – коефіцієнт асиметрії; E – ексцес

Продовження таблиці 4.1

Об'єкт №1 (ПЕ-4 – суглинок лесовий, жовто-брунатний, брунатно-бурий, карбонатний, важкий пілуватий, твердий, у замкломому 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_s , 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 – суглинок лесований, світло-брунатний, світло-сірий, світло-жовтий, пілуватий, 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_s , 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)

Таким чином, виходячи з аналізу рис. 4.5 – 4.7, можливо довести, що для апроксимації експериментальних гістограм розподілу ВВ фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів у природному та водонасиченому стані для більшості випадків, найбільш коректним є нормальний закон Гауса.

У тих випадках, коли критерій Пірсона перевищує (табличне значення критичної точки розподілу χ^2 за рівнем значущості $\alpha = 0,05$ та кількістю ступенів свободи $k = i - 3 = 10 - 3 = 7$, де i – кількість інтервалів вибірки), то нульову гіпотезу (розподіл ВВ за нормальним законом) необхідно відхилити.

Відсутність статистичного аналізу фізичних характеристик для числа пластичності та показників текучості у природному та водонасиченому стані для ПГЕ-4 (об'єкт №1) пояснюється складним – двомодальним розподілом вибірки. Оскільки наведені властивості важливі, але не вирішальні у контексті нашого дослідження, прийнято рішення додатково не аналізувати дані криві розподілу. Двомодальність розподілу пояснюється невеликим об'ємом вибірки та імовірністю знаходження на глибинах 10 – 13 м. різних суглинків. Для ПГЕ-2 (об'єкт № 2), були відсутні статистичні дані для наведених характеристик ґрунту.

За показниками вологості, питомої ваги та коефіцієнта пористості усі розглянуті ПГЕ 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% та 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 замокання.

Крім того, підтверджено гіпотезу про нормальний ЗР для фізичних характеристик ґрунту.

4.3 Розподіл випадкових величин характеристик деформативності лесового просадочного ґрунту у водонасиченому стані

Для кожного ґрунту проводилися його випробування у компресійному приладі при різних інтервалах тиску для об'єкту №1 ($\sigma = 0,05 \dots 0,1; 0,1 \dots 0,2; 0,2 \dots 0,25$ МПа) та для об'єкту №2 ($\sigma = 0,05 \dots 0,1; 0,1 \dots 0,15; 0,15 \dots 0,2$ МПа). Це необхідно, оскільки модуль деформації ґрунту [1, 3] величина змінна для кожного інтервалу тиску й для отримання максимально коректних результатів під час чисельного моделювання, необхідно вводити його значення з урахуванням реальних діапазонів тисків, у яких перебуває ґрунт.

Під час проведення статистичного аналізу вибірок модулю деформації

грунту для кожного інтервалу тиску враховували досвід попередніх досліджень [3, 4], тому для апроксимації використані нормальний, логнормальний та експоненційний ЗР. Типові експериментальні гістограми, та графіки аналітичного розподілу ВВ модулю деформації лесового просадочного ґрунту у водонасиченому стані E_{sat} , залежно від інтервалів тиску в компресійному приладі наведені на рис. 4.8 – 4.10. У табл. 4.2 систематизовано їх статистичні параметри.

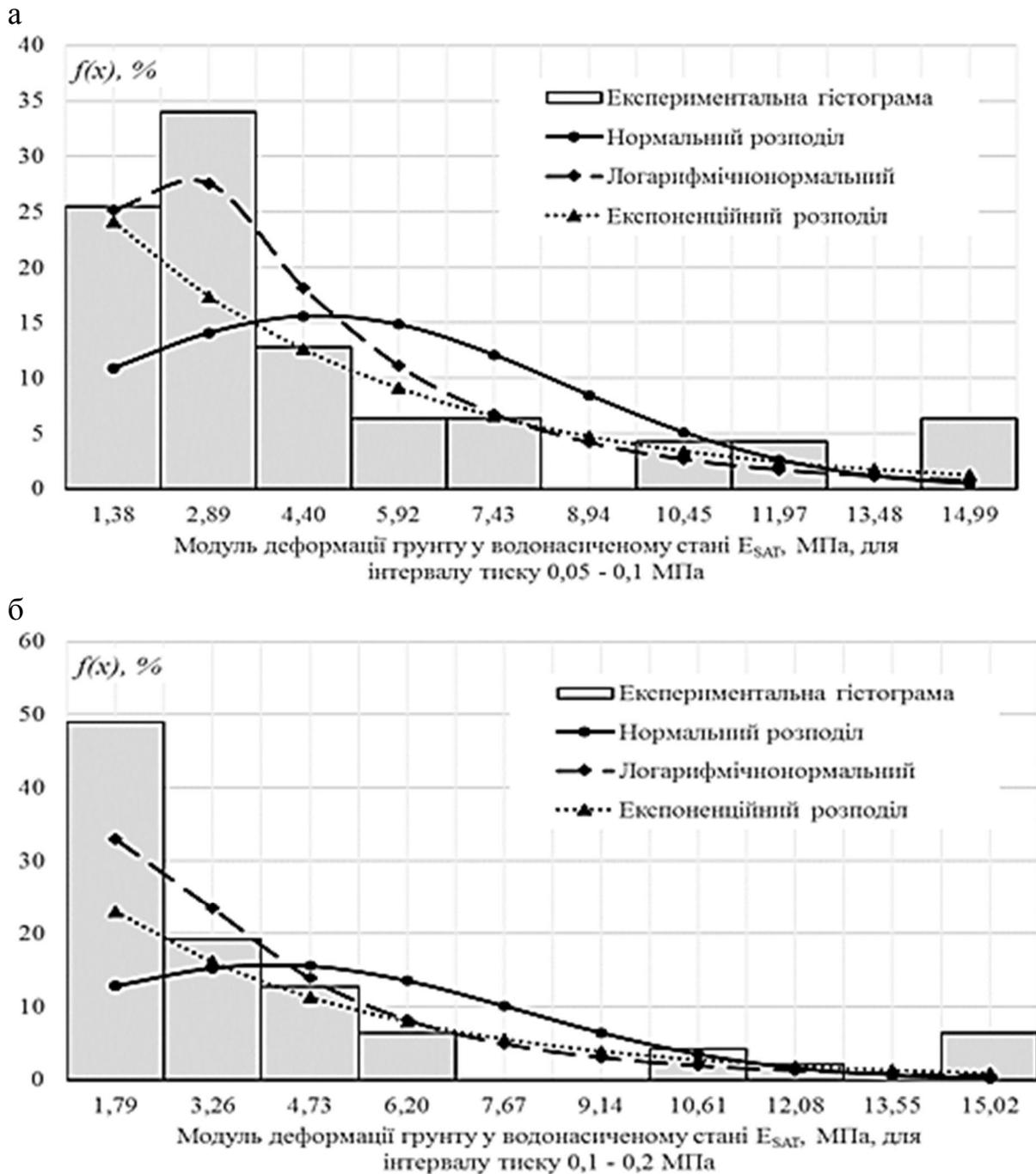


Рис. 4.8 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ПГЕ – 2 (об’єкт №1) в інтервалах тиску: а – $\sigma = 0,05 - 0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1 - 0,2$ МПа; в – $\sigma = 0,2 - 0,25$ МПа

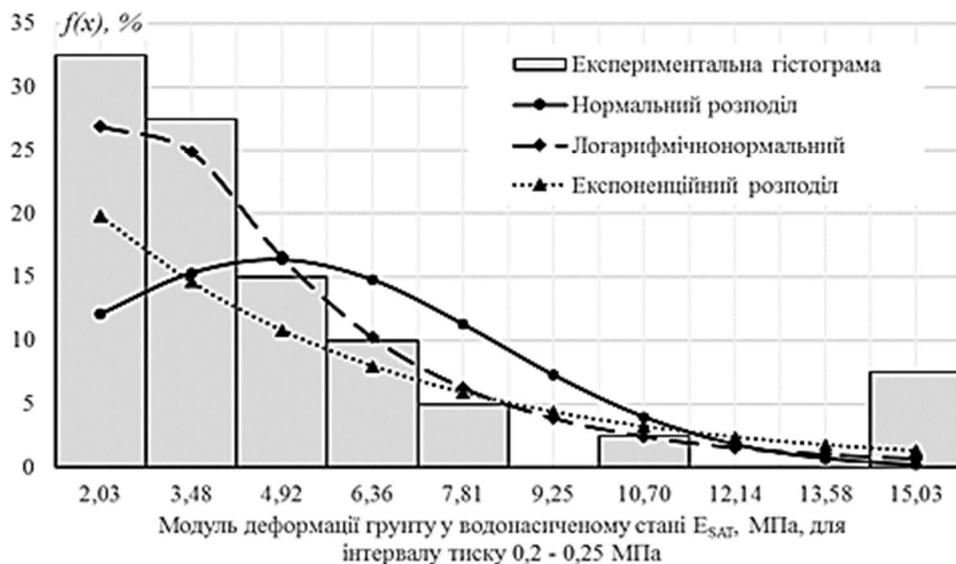
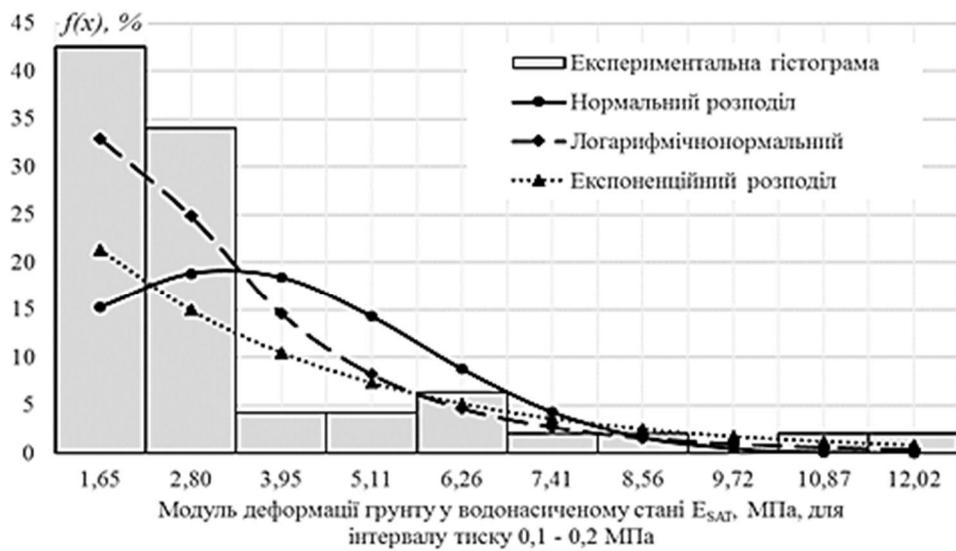
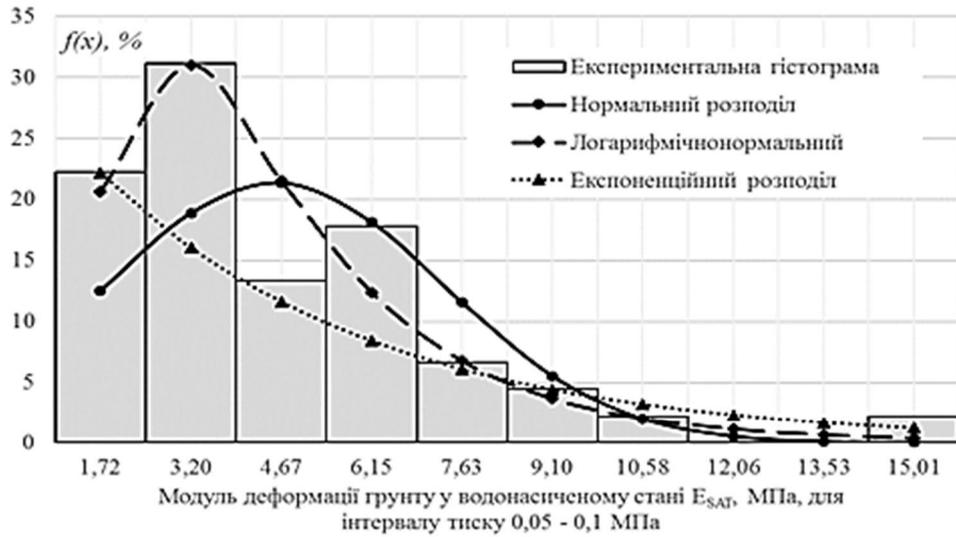


Рис. 4.9 – Экспериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ПЕ – 3 (об’єкт №1) в інтервалах тиску: а – $\sigma = 0,05 - 0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1 - 0,2$ МПа; в – $\sigma = 0,2 - 0,25$ МПа

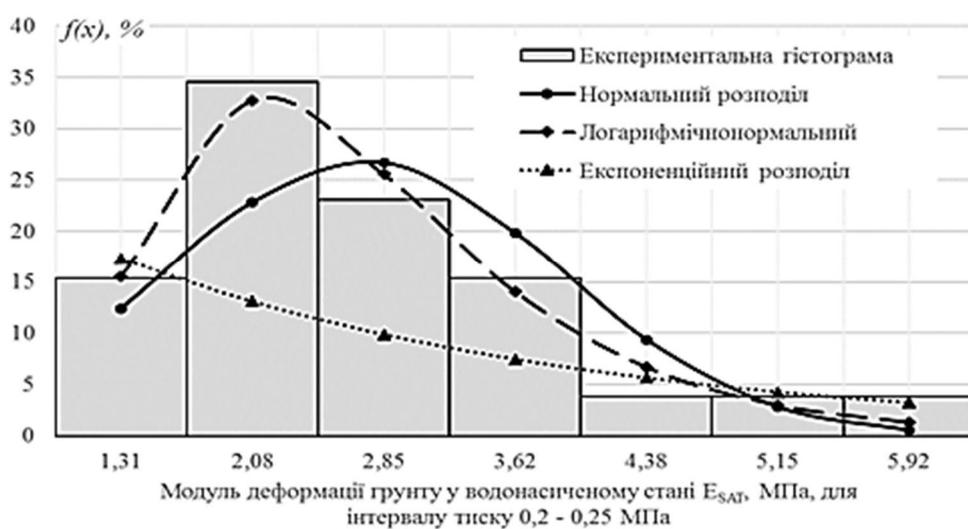
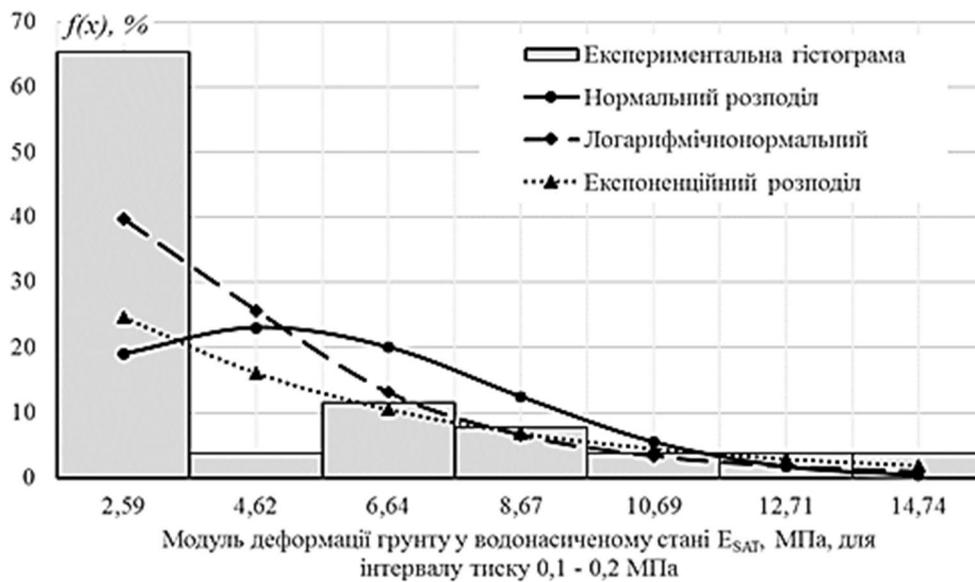
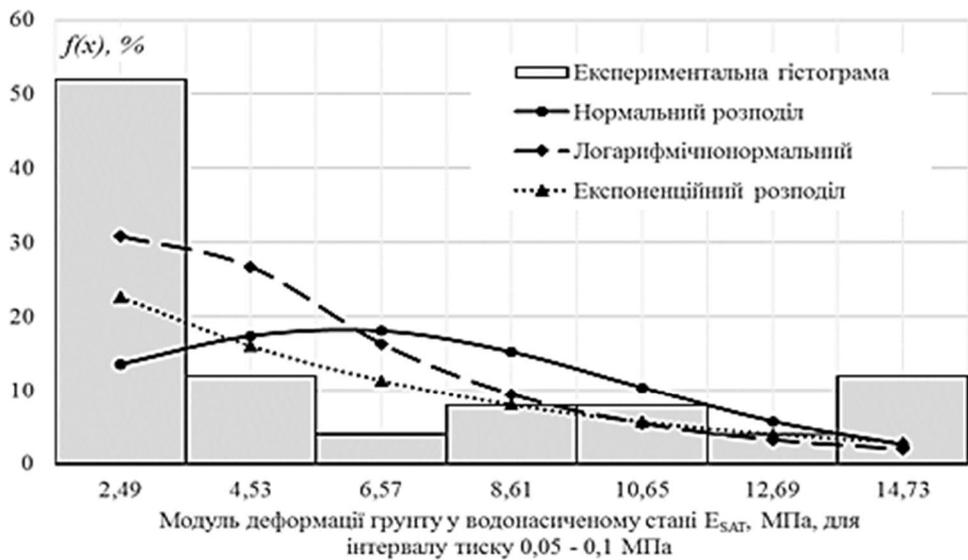


Рис. 4.10 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ПЕ – 4 (об’єкт №1) в інтервалах тиску а – $\sigma = 0,05 - 0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1 - 0,2$ МПа; в – $\sigma = 0,2 - 0,25$ МПа

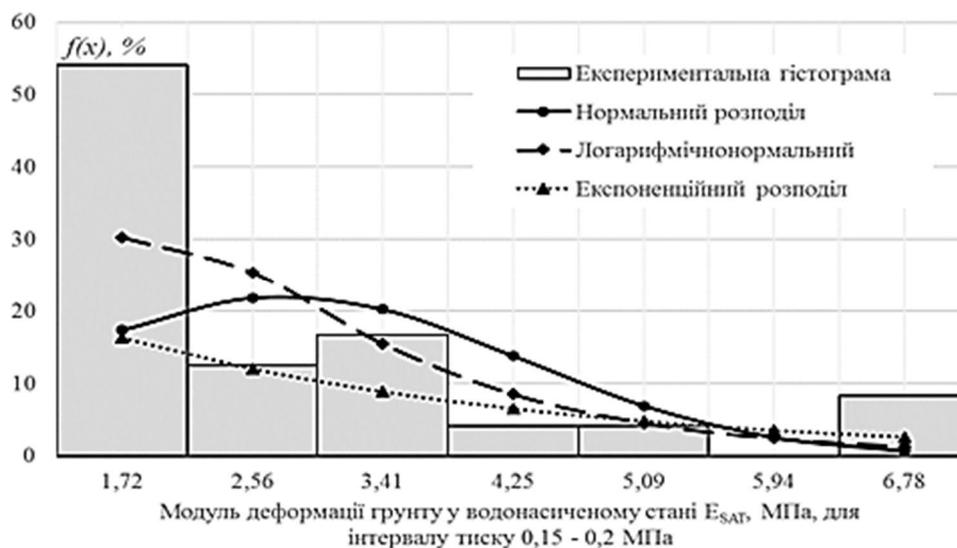
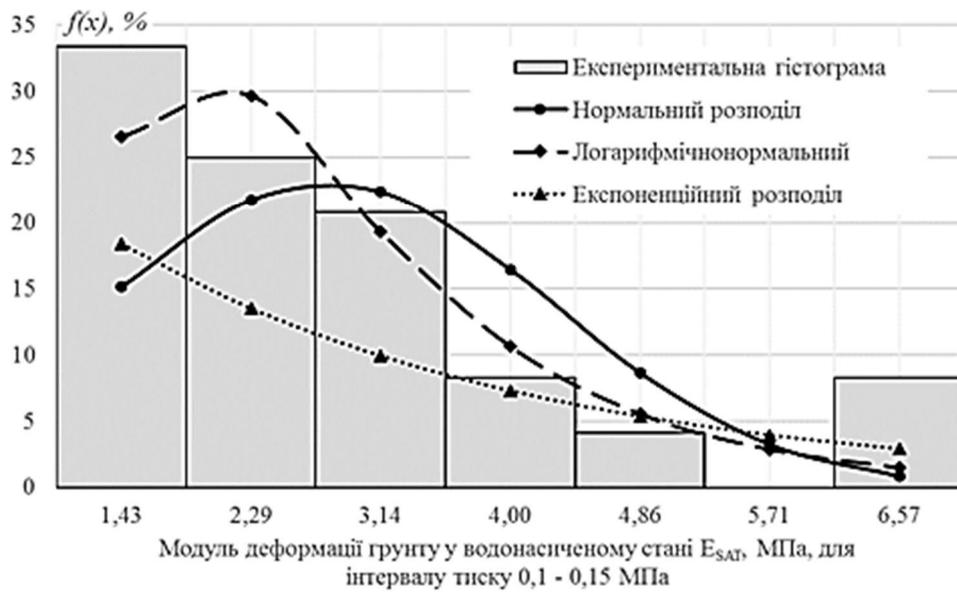
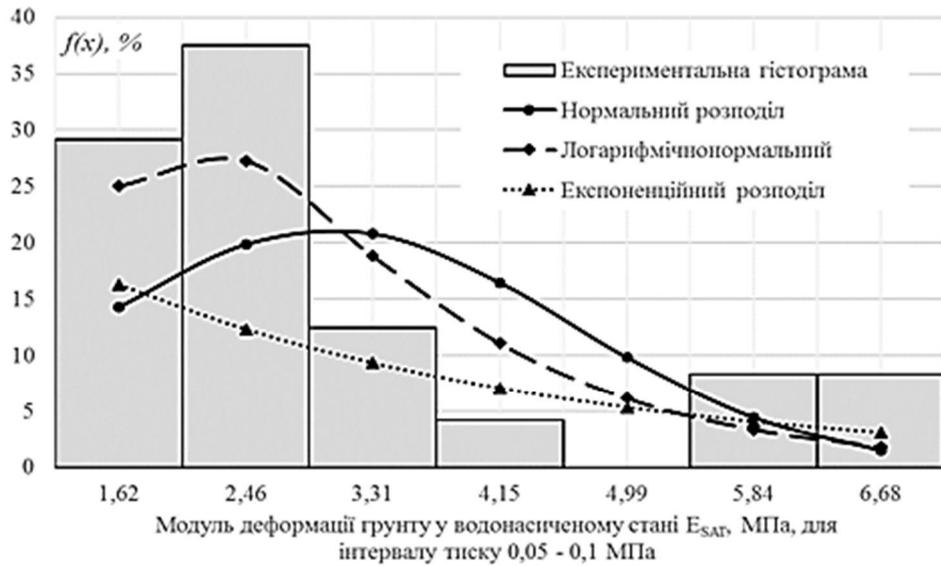


Рис. 4.11 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту ПГЕ – 2 (об’єкт №2) в інтервалах тиску: а – $\sigma = 0,05 - 0,1$ МПа; б – $\sigma = 0,1 - 0,15$ МПа; в – $\sigma = 0,15 - 0,2$ МПа

Таблиця 4.2 – Статистичні параметри експериментальних розподілів ВВ модуля деформації лесового просадочного ґрунту у водонасиченому стані для різних інтервалів тиску

Статистичні параметри	M1	M2	M3	M4	\bar{X}	\bar{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	$V, \%$	A_x	E_x	Закон розподілу	Отриманий критерій Пірсона $\chi^2_{\text{досл. та } (\chi^2_{\text{табл.}})$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Об'єкт №1 (ПЕ-2 – суглинок лесовий, бурувато-жовтий, карбонатний, легкий пилуватий, твердий, у замкненому стані текучий, макропористий, просадочний)														
Модуль деформації E, 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)
Модуль деформації E, 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)
Модуль деформації E, 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)
Об'єкт №1 (ПЕ-3 – супісок лесовий, пальово-жовтий, карбонатний, пилуватий, твердий, у замкненому стані текучий, макропористий, просадочний)														
Модуль деформації E, 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)
Модуль деформації E, 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)
Модуль деформації E, 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.	3,3(14,1)
													Експоненц.	12,2(15,5)

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Об'єкт №1 (ПЕ-4 – суглинок лесовий, жовто-брунатний, брунатно-бурий, карбонатний, важкий пилуватий, твердий, у замкнутому стані текучий, просадочний)														
Модуль деформації E , 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 E , МПа, при тиску $\sigma = 0,1 \dots 0,2$ 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 E , 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)
Об'єкт №2 (ПЕ-2 – супісок лесований, свігло-брунатний, свігло-сірий, свігло-жовтий, пилуватий, твердий)														
Модуль деформації E , 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 E , 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 E , 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)

Примітка: $M1 - M4$ – моменти 1-4 порядків; \bar{X} – математичне очікування; \bar{X} – дисперсія; μ_3 – центральний момент третього порядку; μ_4 – центральний момент четвертого порядку; σ – середнє квадратичне відхилення (стандарт); ν – коефіцієнт варіації; A – коефіцієнт асиметрії; E – ексцес.

У дужках значення основних статистик для логнормального закону розподілу.

Сірим залиті комірки, де значення критерію Пірсона перевищують табличне – ЗР некоректний.

За критерій перевірки можливості імплементації відповідного ЗР прийнято критерій Пірсона χ^2 . У результаті аналізу статистичних даних табл. 4.2 встановлено, що логарифмічно нормальний ЗР за критерієм Пірсона пройшов 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 ЗР, логнормальний ЗР давав суттєво менші значення критерію Пірсона χ^2 (табл. 4.2).

Отримані результати підтверджують попередні припущення про логнормальний характер розподілу модулю деформації ґрунту, проведених для однорідних піщаних подушок [5, 6], але водночас є принципово новими, оскільки застосування імовірнісних технік для механічних властивостей лесових просадочних основ трубопроводів, оцінки просадочних явищ, з подальшим імовірнісним моделюванням раніше не проводилося.

4.4 Методика ймовірносного розрахунку системи «магістральний трубопровід – просадочна основа»

Для оцінювання надійності будівельних конструкцій розроблено низку методик: лінеаризації, перебору О.С. Личова, методика 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 [6, 7].

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 МСЕ, що реалізовано в програмних комплексах Ansys (США), Phase2 (Канада).

Отже, імовірнісне оцінювання напружень та деформацій системи «ЛЧМТ – 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 організовується набір змінних, за якими розраховуються значення

вихідної функції. Ці значення запам'ятовують і сортують за інтервалами, формуючи гістограму випадкової функції. Після реалізації достатньо великої кількості значень ВВ 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 ЗР та статистики. Зокрема, в Ansys 17.1 можливо оперувати нормальним (Normal Gaussian), нормальним усіченим (Truncated Gaussian), логарифмічно нормальними (Lognormal), трикутним (Triangular), рівномірним (Uniform), експоненційним (Exponential), Бета (Beta), Гамма (Gamma), Вейбула (Weibull) ЗР. Таким чином, досить солідна бібліотека ЗР і методів розрахунку дає можливість коректно проводити ймовірнісні розрахунки ґрунтових основ.

Як результати імовірнісного розрахунку можливо 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.

4.5 Геометричні та фізичні характеристики розрахункової схеми

Для оцінки імовірності безвідмовної роботи системи «ЛЧМТ – просадочна основа» скористаємося даними ІГ вишукувань на об'єктах №1 та №2 описаних у пункті 4.2, при цьому довжину розглядуваного масиву, розміри ділянки локального замокання, особливості розповсюдження вологи з глибиною встановимо із врахуванням вимог пунктів 3.1 – 3.3. Таким чином, для об'єктів № 1 та № 2 отримаємо наступні розрахункові схеми рис. 4.12.

МО та стандарт для величини внутрішнього робочого тиску визначимо згідно досліджень [6], де статистично обґрунтовано нормальність розподілу величин робочого тиску у часі а також виведено коефіцієнт варіації рівним 6,9 %, що корелює з величинами розрахункового робочого тиску та коефіцієнту запасу за навантаженнями, так для трубопроводу, який розглядається у пункті 2.3 $D_{ex} = 1,02$ м, $p = 5$ МПа, $n = 1,1$. МО та стандарт робочого тиску відповідно складатиме $\bar{p} = 4,56$ МПа, $\hat{p} = 0,314$ МПа.

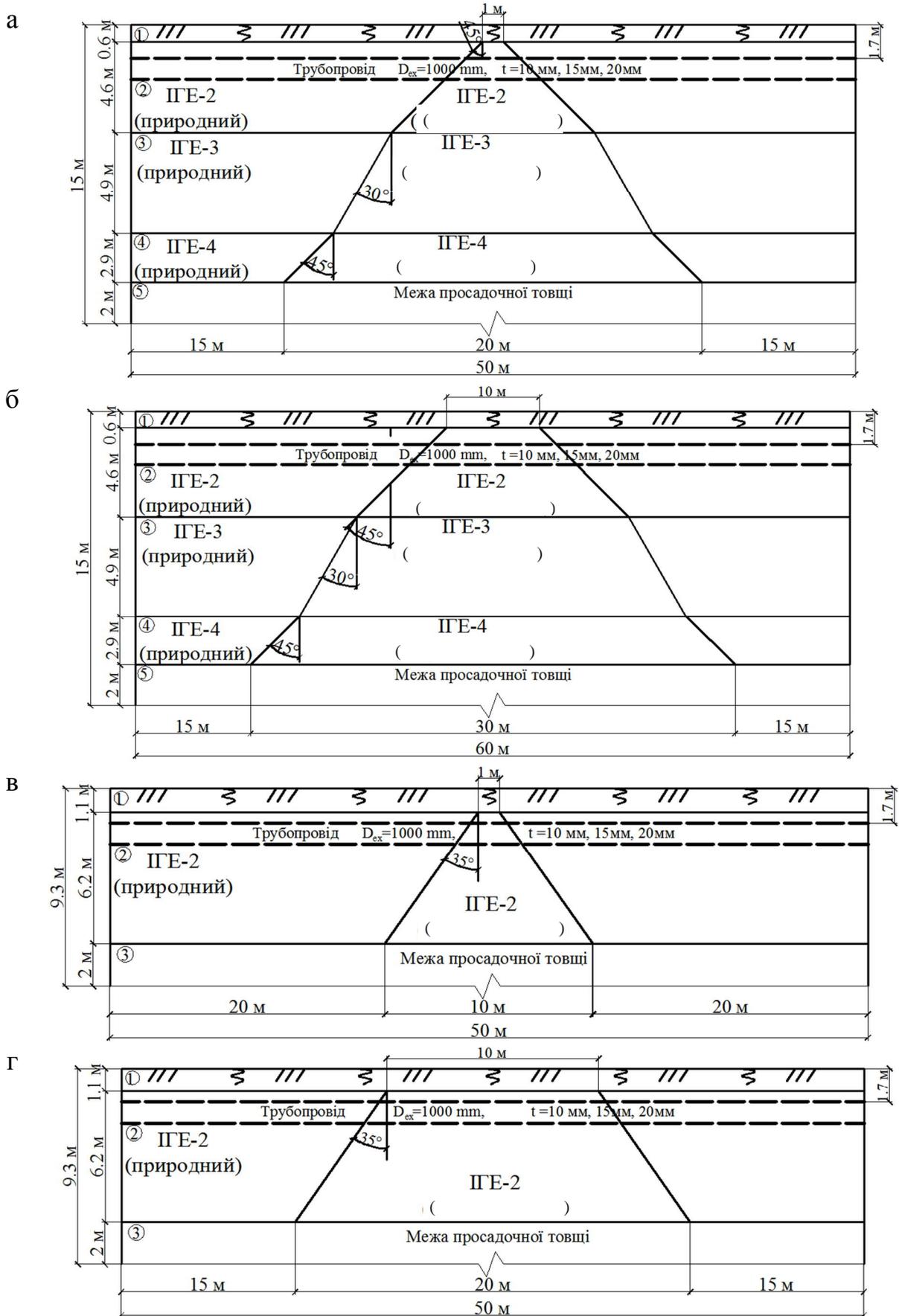


Рис. 4.12 – Розрахункова схема замощення системи «ЛЧМТ – лесова основа»:
а, б – ґрунтові умови м. Херсон, точкове та майданчикове джерело відповідно;
в, г – ґрунтові умови Козельщанського району, точкове та майданчикове джерело

З аналізу сучасних джерел [9 – 12] важко 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 у будь-який момент експлуатації. Користуючись методикою, яку використовують у інженерних розрахунках [13], температуру продукту, що перекачується залишимо за межами нашого дослідження, прийнявши її рівною температурі ґрунту на глибині прокладання трубопроводу. Температурні показники для кожного регіону призначимо згідно багаторічних статистичних досліджень. Використаємо середні максимуми [14].

Середній тиск, у межах просадочних шарів визначається згідно розрахункової схеми рис. 4.13. Величини відносної просадочності для кожного конкретного інженерно-геологічного елемента, визначаються інтерполяцією з даних табл. 4.4 та табл. 4.5.

Таблиця 4.3 – Вхідні параметри ВВ навантажень впливів для імовірнісного моделювання Ansys

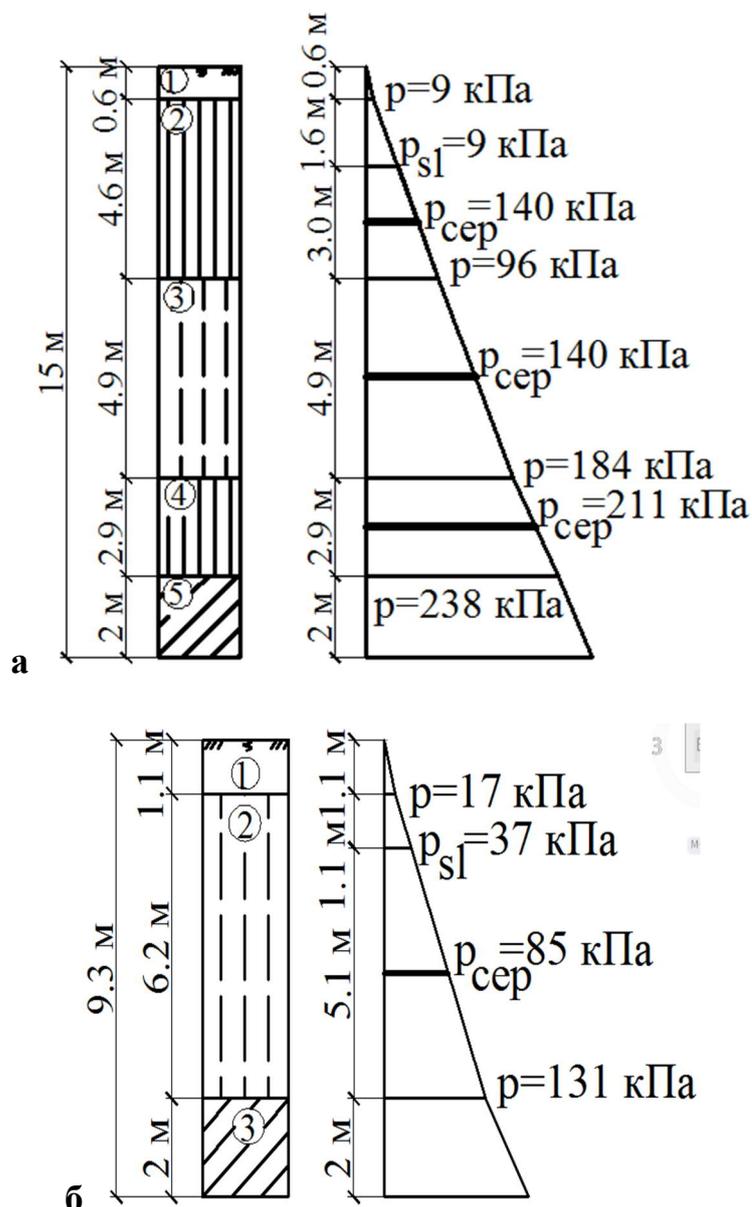
Параметр		Позначення	Величина	ЗР	
Зовнішній діаметр		D_{ex} , м	1,0	Const.	
Міцність сталі трубопроводу	МО	$\bar{\sigma}_y$, МПа	586	Норм.	
	Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	58,6		
Внутрішній робочий тиск	МО	\bar{p} , МПа	4,56	Норм.	
	Стандарт	\hat{p} , МПа	0,314		
Херсон	Температура замикання	МО	$\bar{\Delta t}$, °C	27,6	Норм.
		Стандарт	$\hat{\Delta t}$, °C	1,6	
	Температура ґрунту у найхолодніший період року на глибині 1,7 м	МО	$\bar{\Delta t}$, °C	4,2	Норм.
		Стандарт	$\hat{\Delta t}$, °C	0,7	
Полтавщина	Температура замикання	МО	$\bar{\Delta t}$, °C	26,2	Норм.
		Стандарт	$\hat{\Delta t}$, °C	1,4	
	Температура ґрунту у найхолодніший період року на глибині 1,7 м	МО	$\bar{\Delta t}$, °C	3,0	Норм.
		Стандарт	$\hat{\Delta t}$, °C	0,5	

Таблиця 4.4 – Інженерно-геологічні умови розглядуваної ділянки у 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 , кг/м ³		1500	1568	1522	1628	1860
Щільність водонасиченого ґрунту, ρ_{sat} , кг/м ³		-	1885	1797	1848	-
Коефіцієнт пористості, e		0,9	0,91	0,94	0,87	0,70
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	6	9,5	11,0	12,0	14
	водонасич. МО (Стандарт) (ЗР)		1,28 (0,72) Логн.	0,96 (0,66) Логн.	0,92 (0,40) Логн.	
Коефіцієнт Пуассона ґрунту, μ	природному	0,33	0,33	0,33	0,33	0,31
	водонасич.		0,35	0,35	0,35	

Таблиця 4.5 – Інженерно-геологічні умови розглядуваної 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 , кг/м ³		1500	1495	1860
Щільність водонасиченого ґрунту, ρ_{sat} , кг/м ³		1840	1840	-
Коефіцієнт пористості, e		-	1,08	0,70
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	6	10,4	14
	водонасич. МО (Стандарт) (ЗР)		0,90 (0,50) Логн.	
Коефіцієнт Пуассона ґрунту, μ	природному	0,33	0,33	0,31
	водонасич.		0,35	



**Рис. 4.13 – Визначення середнього тиску у межах просадочних шарів:
а – ґрунтові умови м. Херсон, б – ґрунтові умови Козельщанського району**

Згідно інженерного розрахунку величина просідання для ІГЕ умов міста Херсон визначається згідно (4.1), розрахункова схема (рис. 4.13, а)

$$S_{slg} = \sum_{n=1}^n \varepsilon_{sl.i} h_i k_{sl.i} = 0,0156 \cdot 2,67 + 0,034 \cdot 4,9 + 0,045 \cdot 2,9 = 0,342 \text{ м.} \quad (4.1)$$

Величина просідання для існуючої геології Козельщанського району визначається згідно (4.2), розрахункова схема (рис. 4.13, б)

$$S_{slg} = \sum_{n=1}^n \varepsilon_{sl.i} h_i k_{sl.i} = 0,0256 \cdot 5,5 = 0,141 \text{ м.} \quad (4.2)$$

Отримані величини просідання для цих двох об'єктів можливо розглядати як граничні значення нерівномірних деформації, отриманих чисельним моделюванням.

Загальний вигляд розрахункових схем для імовірнісного моделювання МСЕ наведено на рис. 4.14. Чітко видно різницю між точковим і ділянковим джерелами замощання, що суттєво позначається на характері просідання.

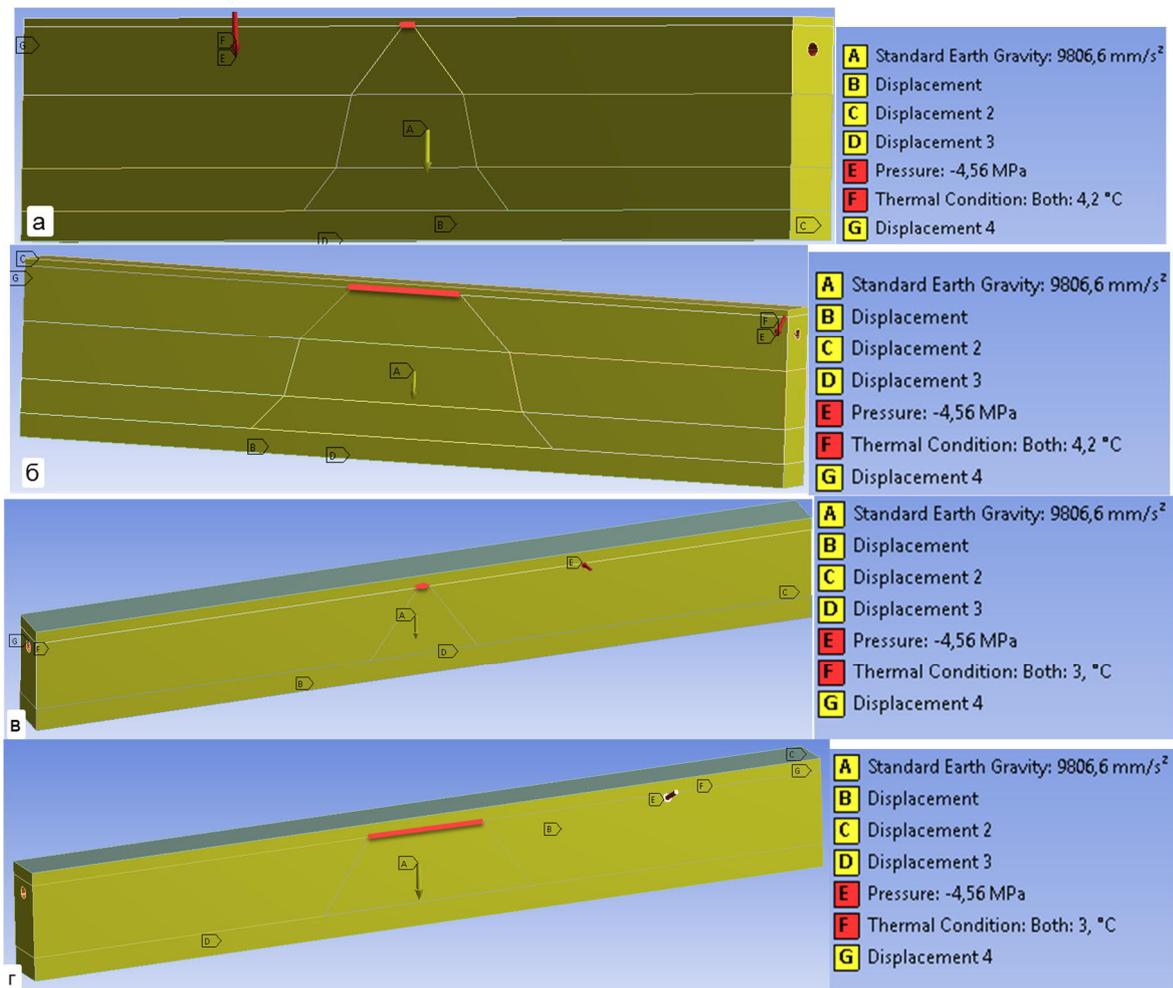


Рис. 4.14 – Загальний вигляд розрахункових схем у програмному комплексі Ansys з навантаженнями впливами та умовами закріплення

4.6 Оцінювання ймовірності відмови лінійної частини магістрального трубопроводу за параметром поздовжніх напружень

Далі приведено результати моделювання для кожної розрахункової схеми (рис. 4.14) для товщини стінки 10 мм, а також товщин стінки трубопроводу, що відповідають нормативній ймовірності відмови трубопроводу за параметром поздовжніх напружень згідно європейських норм $Q(\beta) = 1 \cdot 10^{-5}$ [15], вітчизняних норм для розрахункових сполучень навантажень $Q(\beta) = 1 \cdot 10^{-6}$ [16].

Слід зазначити, специфіка прокладання магістральних трубопроводів є такою, що їх влаштовують достатньо далеко від осередків цивілізації, тому справедливо зазначити що виникнення просадочних деформації основи трубопроводу слід розглядати як аварійну ситуацію, отже сумісна

дія внутрішнього робочого тиску, температурного перепаду та впливів від деформації основи є аварійним сполученням навантажень. Згідно [16], імовірність відмови конструктивних елементів для аварійних сполучень навантажень можливо призначити на рівні $Q(\beta) = 1 \cdot 10^{-5}$.

До результатів моделювання включено поля математичного очікування нерівномірної деформації основи S_{dif} , поля математичного очікування σ_l поздовжніх (нормальних) напружень у стінках трубопроводу, відповідні закони розподілу в диференційній формі (сині гістограми), та кумуляти розподілів (рожева лінія з жирними точками). Крім того, наведено результати розрахунку характеристики безпеки β за параметром поздовжніх напружень, а також імовірності відмови $Q(\beta)$. Типовий приклад розрахунку імовірності відмови трубопроводу для розрахункової схеми подано на рис. 4.14, а. За вхідну ВВ функції безвідмовності трубопроводу вважатимемо поздовжні напруження, отримані при моделювання від сумісної дії навантажень (4.3)

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} = \tilde{\sigma}_y - \tilde{\sigma}_h(\tilde{\sigma}_l) \geq 0 \quad (4.3)$$

Характеристика безпеки згідно даних табл. 4.3 визначається за виразом

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{\bar{\sigma}_y - \bar{\sigma}_h(\bar{\sigma}_l)}{\sqrt{\hat{\sigma}_y^2 + [\hat{\sigma}_h(\hat{\sigma}_l)]^2}} = \frac{586 - 336,0}{\sqrt{58,6^2 + 25,0^2}} = 3,92 \quad (4.4)$$

Відповідно ймовірність відмови складає $Q(\beta) = 4,6 \cdot 10^{-5}$.

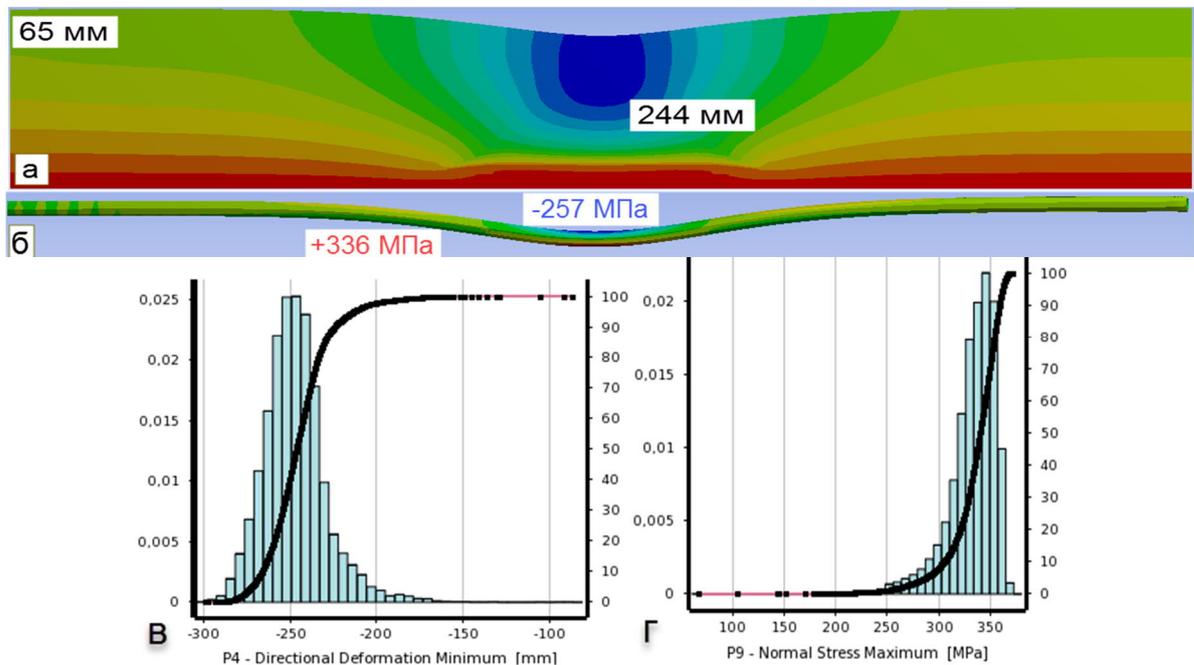


Рис. 4.15 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ПЕ умови м. Херсон, точкове замкання, стінка 10 мм:
а – МО нерівномірної деформації основи,
б – МО сумарних поздовжніх напружень,
в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.6 – Результати ймовірнісного моделювання

Херсон, замкання точкове товщина стінки $t = 10 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	244,0	Норм.
Стандарт		\hat{S}_{mid} , мм	19		
Деформація на границі розрахункової зони	МО	\overline{S}_{bound} , мм	65	Норм.	
	Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0		
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	336	Норм.	
	Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	25		
Характеристика безпеки			β	3,92	
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$4,6 \cdot 10^{-5}$	

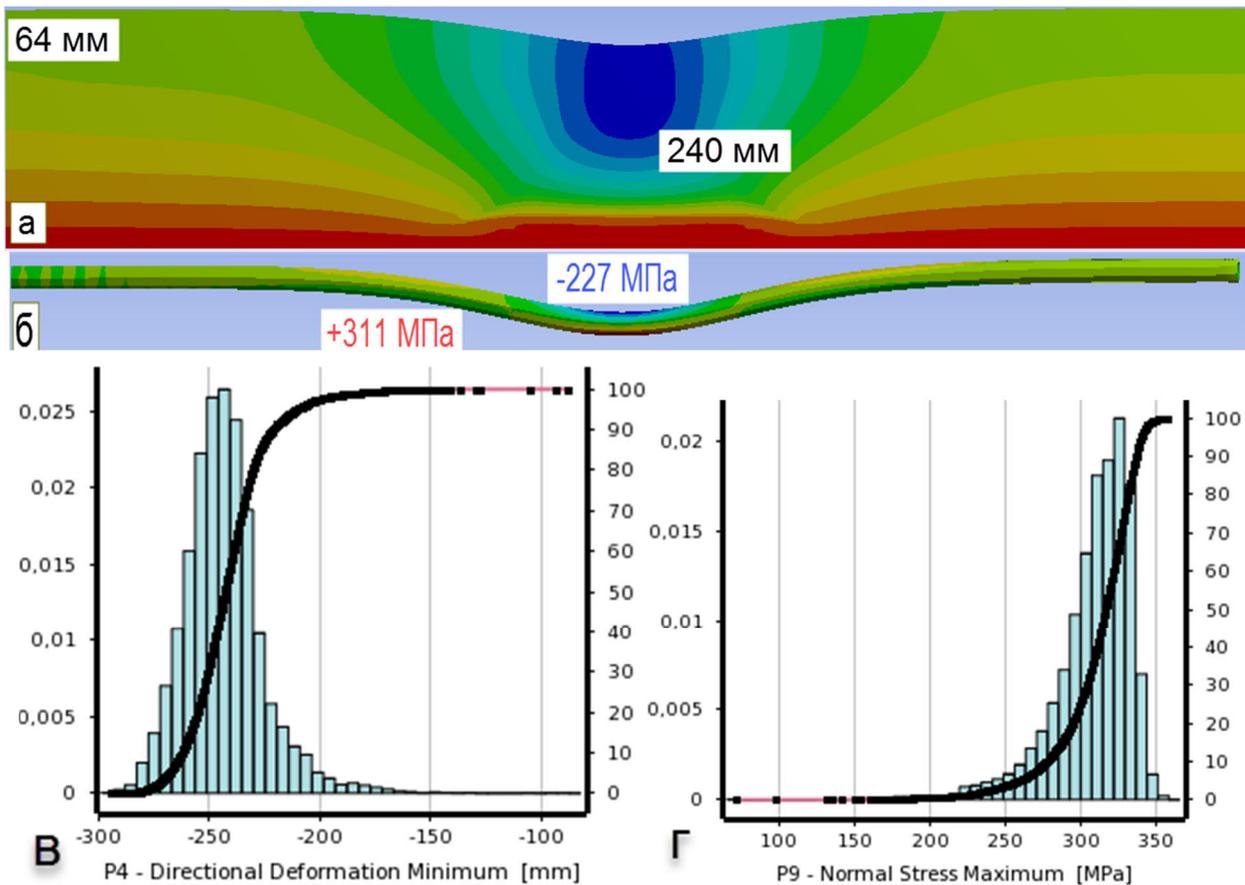


Рис. 4.16 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ІГЕ умови м. Херсон, точкове замкання, стінка 13 мм:
 а – МО нерівномірної деформації основи,
 б – МО сумарних поздовжніх напружень,
 в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.7 – Результати ймовірнісного моделювання

Херсон, замкання точкове товщина стінки $t = 13 \text{ mm}$	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=>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			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-5}$	

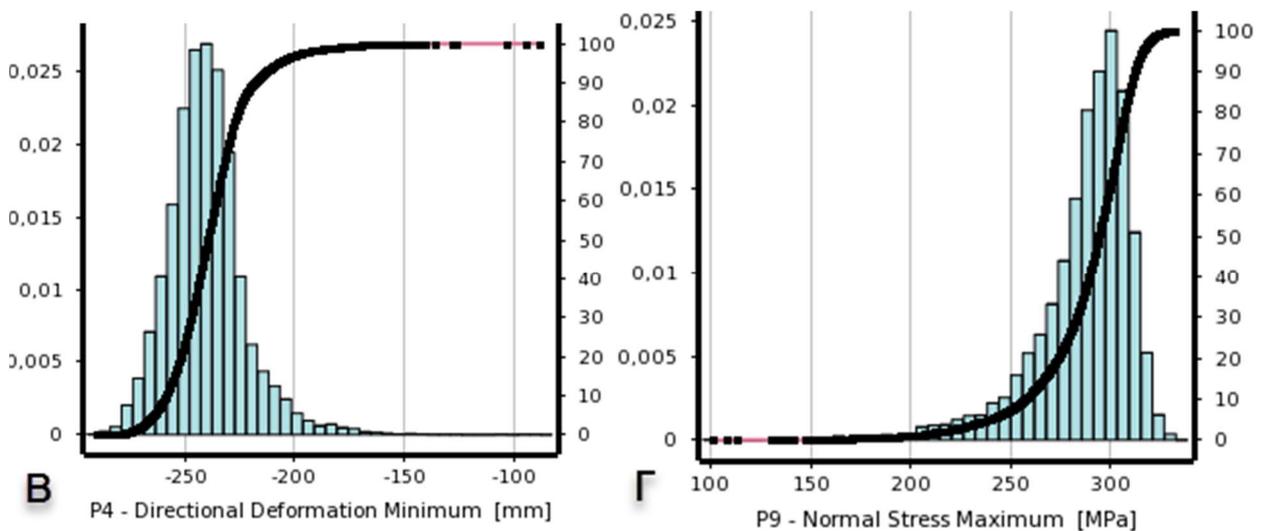
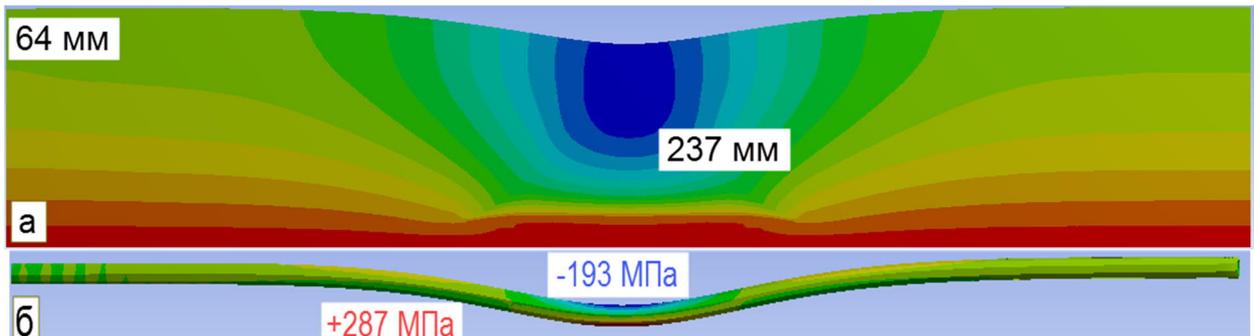


Рис. 4.17 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ІГЕ умови м. Херсон, точкове замкання, стінка 16мм:
 а – МО нерівномірної деформації основи,
 б – МО сумарних поздовжніх напружень,
 в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.8 – Результати ймовірнісного моделювання

Херсон, замощання точкове товщина стінки $t = 16 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	237	Норм.
		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=>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			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-6}$	

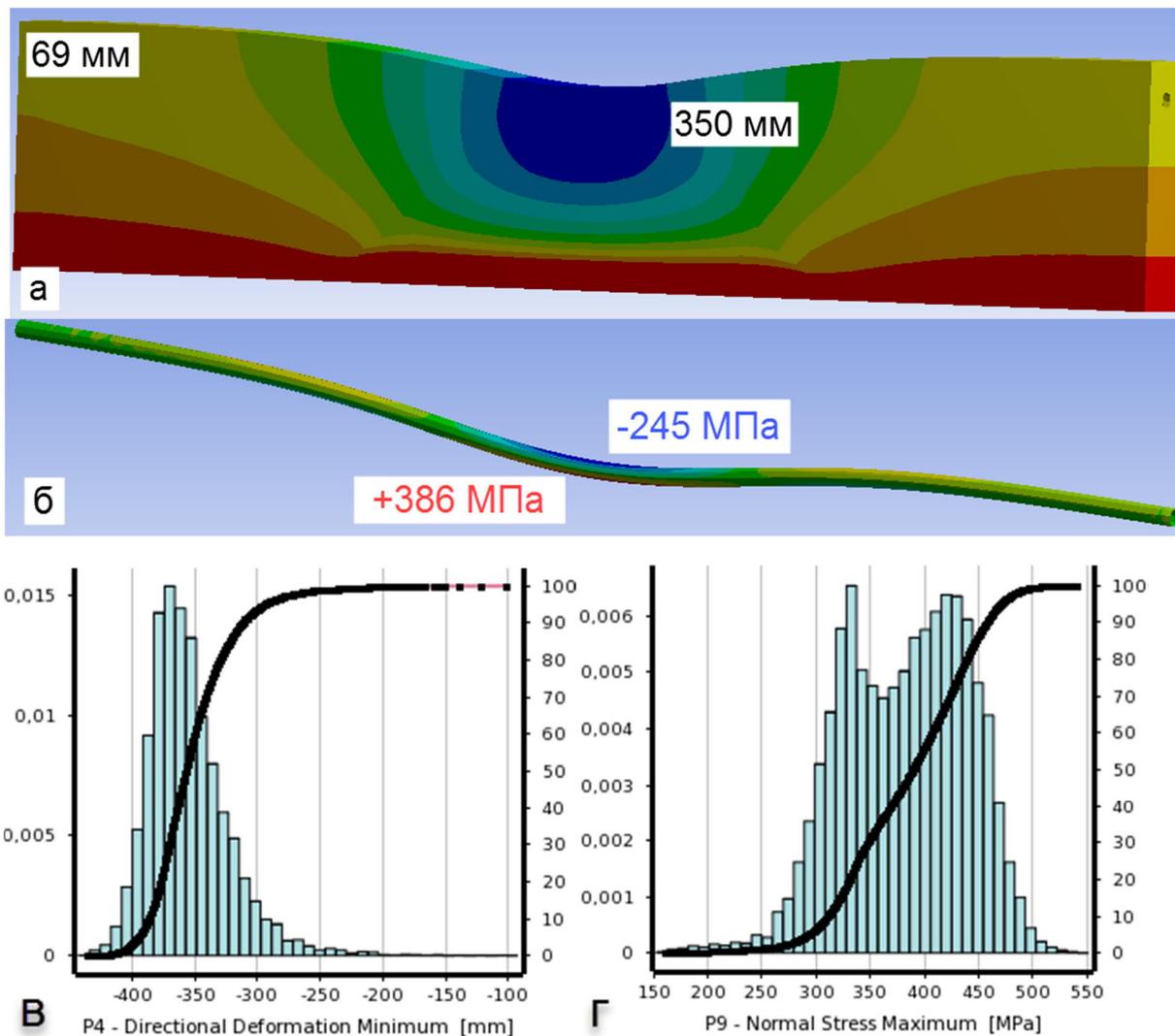


Рис. 4.18 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ІГЕ умови м. Херсон, ділянкове замощання, стінка 10 мм: а – МО нерівномірної деформації основи, б – МО сумарних поздовжніх напружень, в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.9 – Результати ймовірнісного моделювання

Херсон, замокання площадкове товщина стінки $t = 10 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	350,0	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{mid} , мм	33,2	
	Деформація на границі розрахункової зони	МО	\overline{S}_{bound} , мм	69	Норм.
		Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0	
	Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	386	Норм.
		Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	58 (82)	
Характеристика безпеки			β	2,43	
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$7,6 \cdot 10^{-3}$	

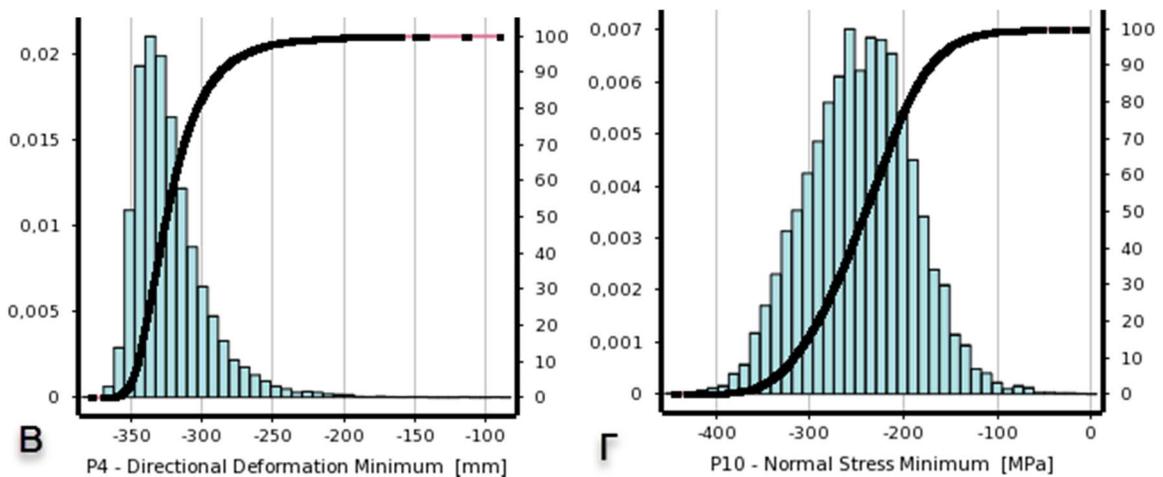
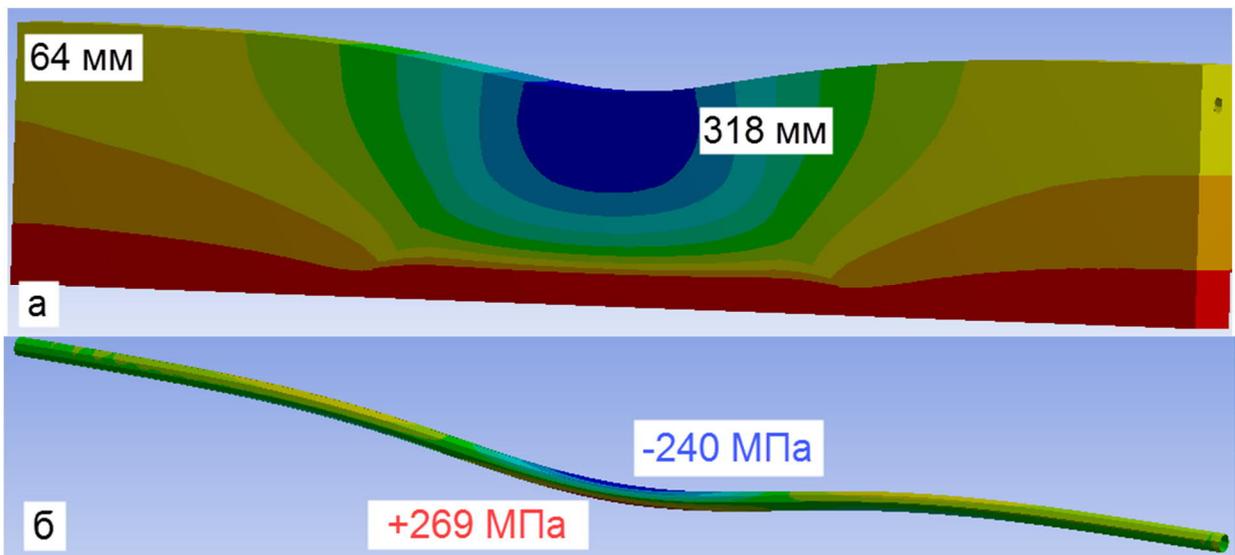


Рис. 4.19 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ПЕ умови м. Херсон, ділянкове замокання, стінка 22 мм: а – МО нерівномірної деформації основи, б – МО сумарних поздовжніх напружень, в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.10 – Результати ймовірнісного моделювання

Херсон, замкнення площадкове товщина стінки $t = 22 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	318,0	Норм.
		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			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-5}$	

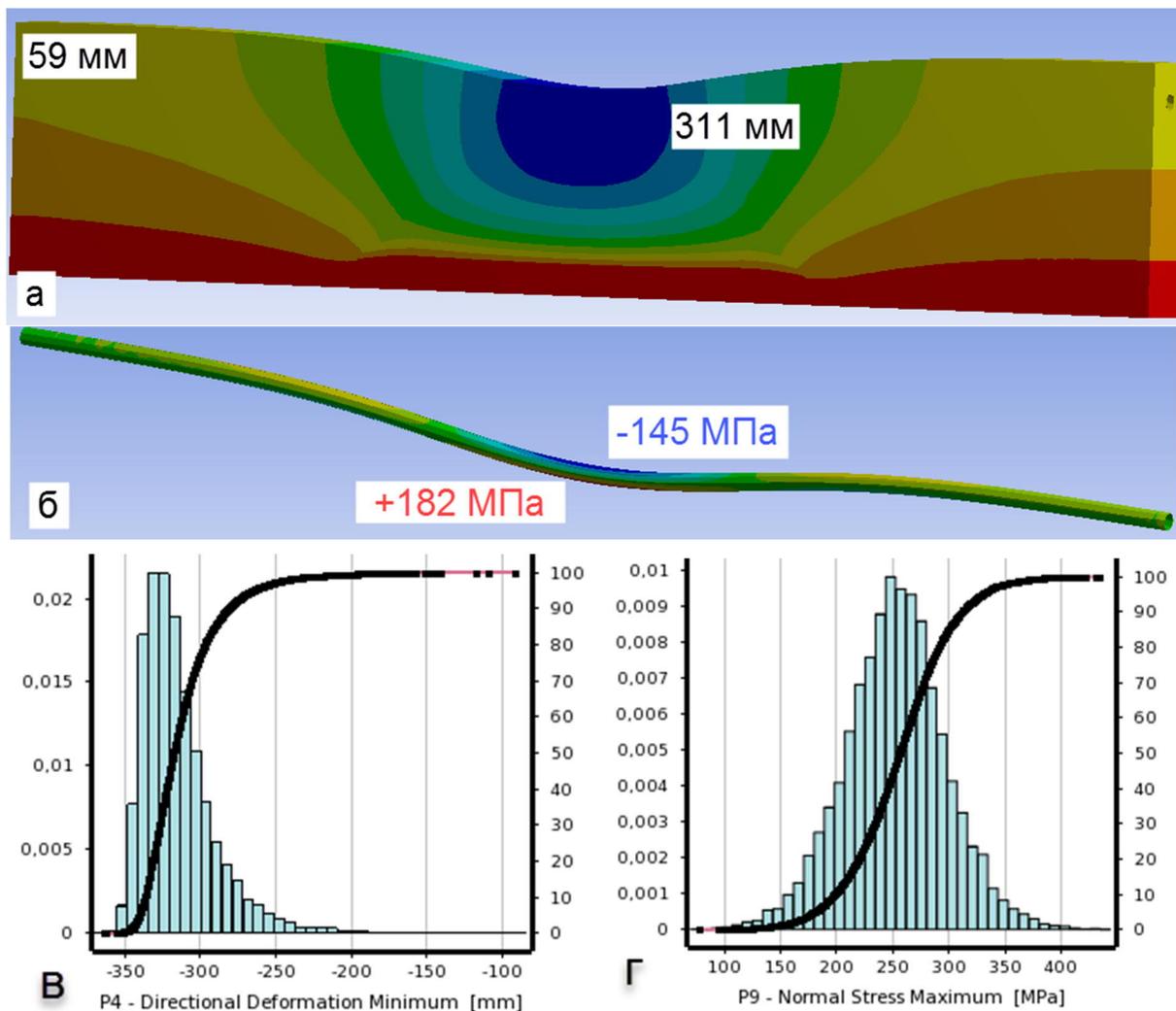


Рис. 4.20 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ІГЕ умови м. Херсон, ділянкове замкнення, стінка 30 мм: а – МО нерівномірної деформації основи, б – МО сумарних поздовжніх напружень, в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.11 – Результати ймовірнісного моделювання

Херсон, замокання площадкове товщина стінки $t = 30 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	311,0	Норм.
		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			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-6}$	

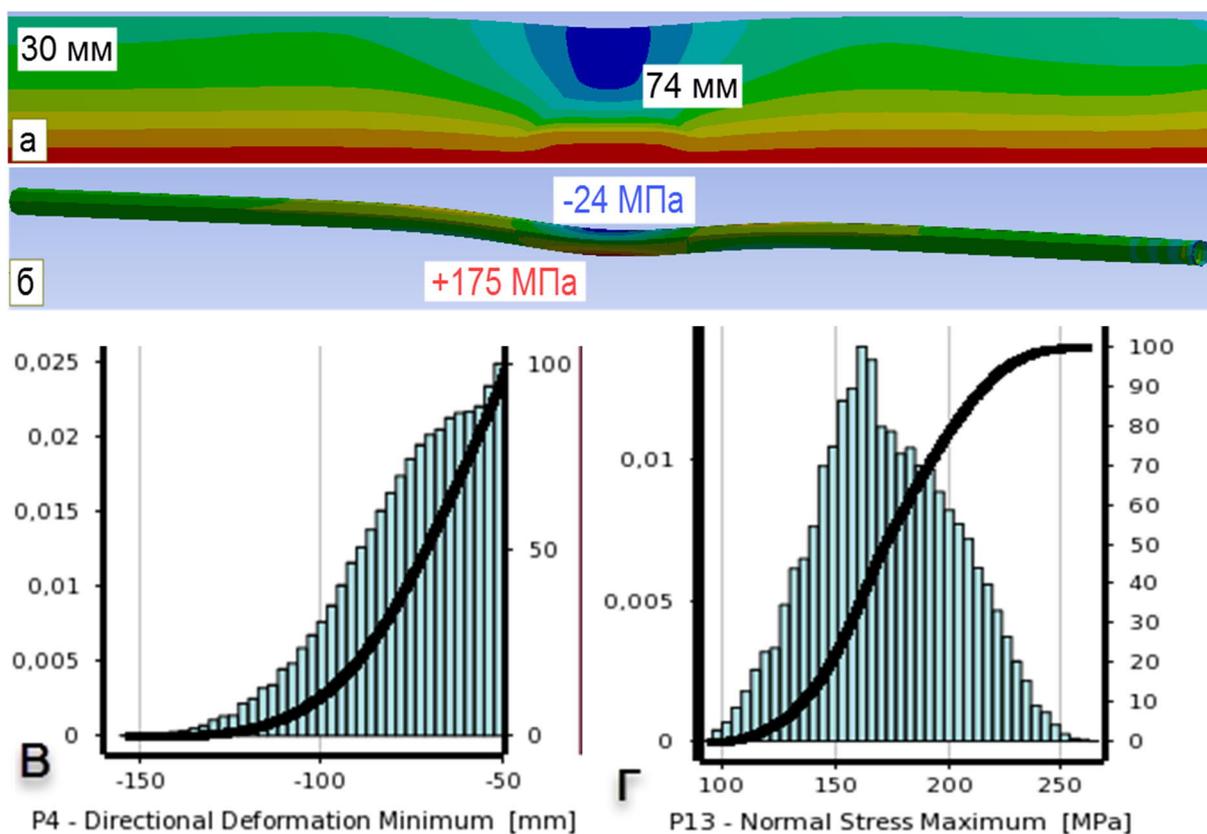


Рис. 4.21 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ІГЕ умови Полтавщина, точкове замокання, стінка 10 мм:
 а – МО нерівномірної деформації основи,
 б – МО сумарних поздовжніх напружень,
 в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.12 – Результати ймовірнісного моделювання

Полтавщина точкове товщина стінки $t = 10 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	74,0	Норм.
Стандарт		\hat{S}_{mid} , мм	19		
Деформація на границі розрахункової зони	МО	\overline{S}_{bound} , мм	30	Норм.	
	Стандарт	\hat{S}_{bound} , мм	1,1=>0		
Поздовжні напруження у стінках трубопроводу	МО	$\overline{\sigma}_y$, МПа	175	Норм.	
	Стандарт	$\hat{\sigma}_y$, МПа	31		
Характеристика безпеки			β	6,2	
Імовірність відмови			$Q(\beta)$	$2 \cdot 10^{-10}$	

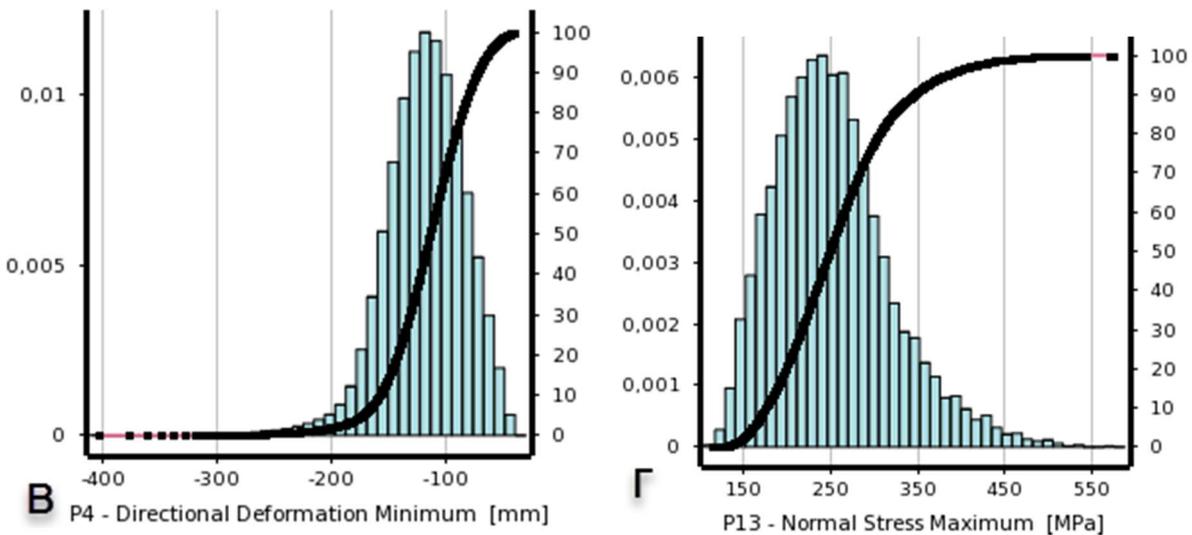
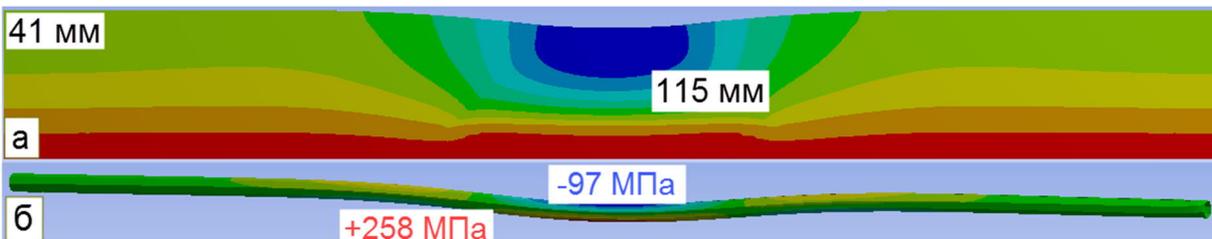


Рис. 4.22 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ІГЕ умови Полтавщина, ділянкове замощення, стінка 10 мм:
 а – МО нерівномірної деформації основи,
 б – МО сумарних поздовжніх напружень,
 в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.13 – Результати ймовірнісного моделювання

Полтавщина, замокання 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	
Ймовірність відмови			$Q(\beta)$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	

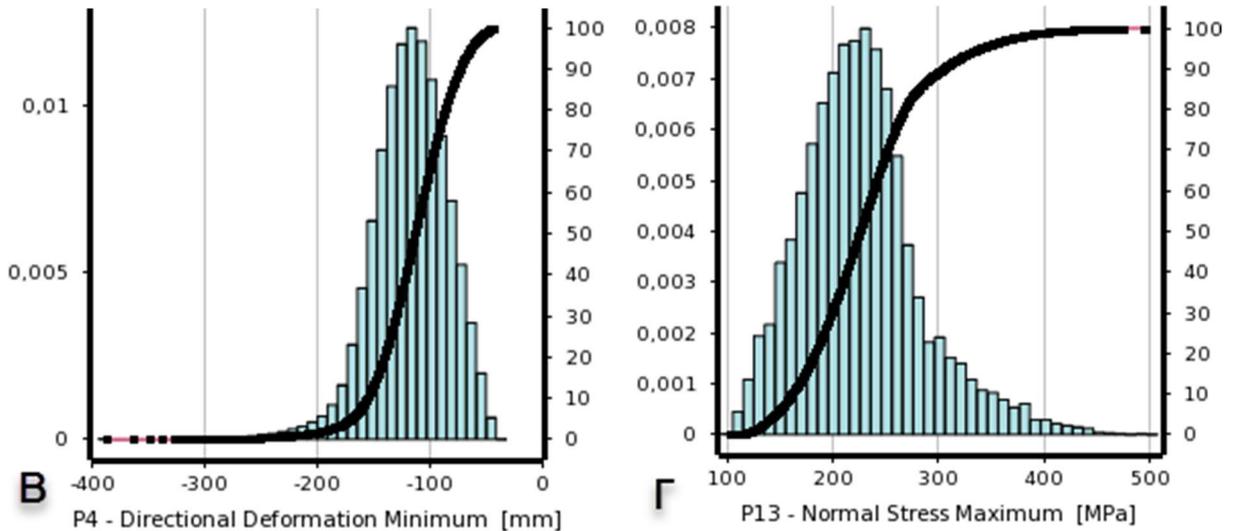
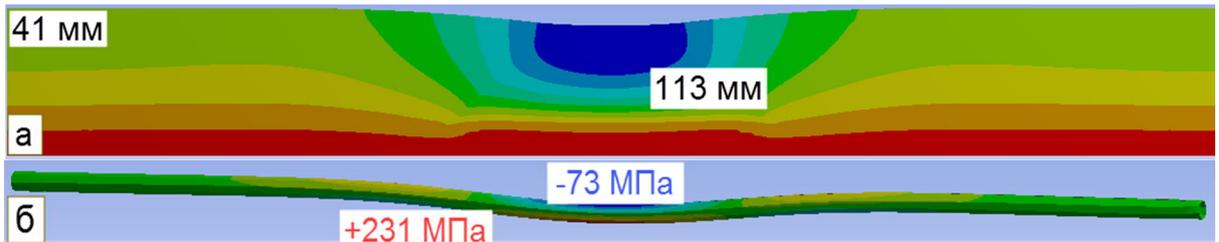


Рис. 4.23 – Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ПЕ умови Полтавщина, ділянкове замокання, стінка 13 мм: а – МО нерівномірної деформації основи, б – МО сумарних поздовжніх напружень, в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.14 – Результати ймовірнісного моделювання

Полтавщина, замокання площадкове товщина стінки $t = 13 \text{ mm}$	Параметр		Позначення	Величина	ЗР
	Деформація всередині масиву ґрунту	МО	\overline{S}_{mid} , мм	113,0	Норм.
		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			$Q(\beta)$	$9,0 \cdot 10^{-6}$	

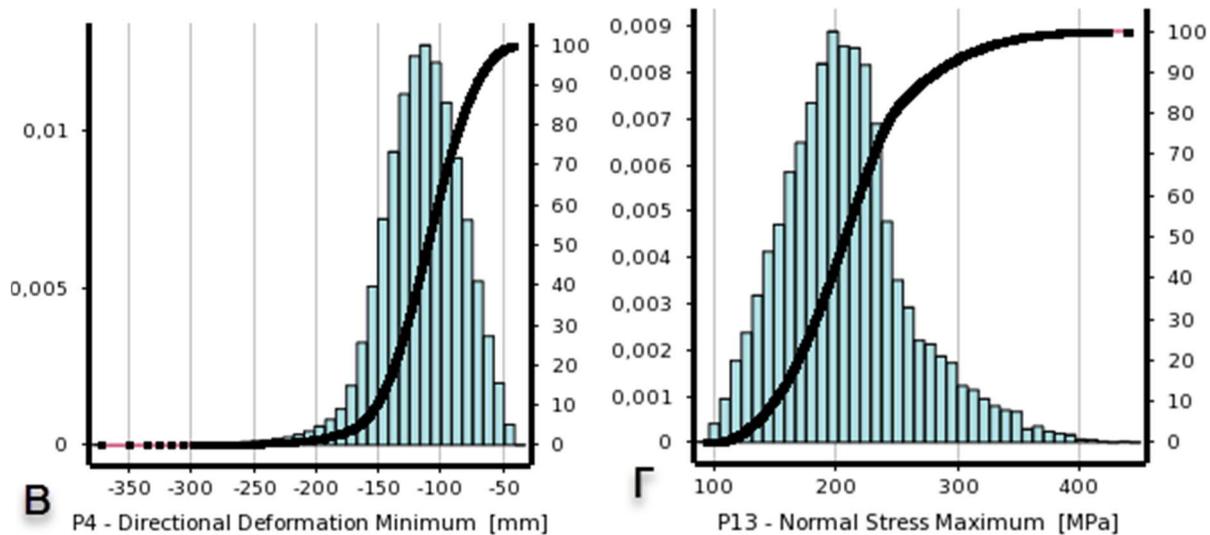
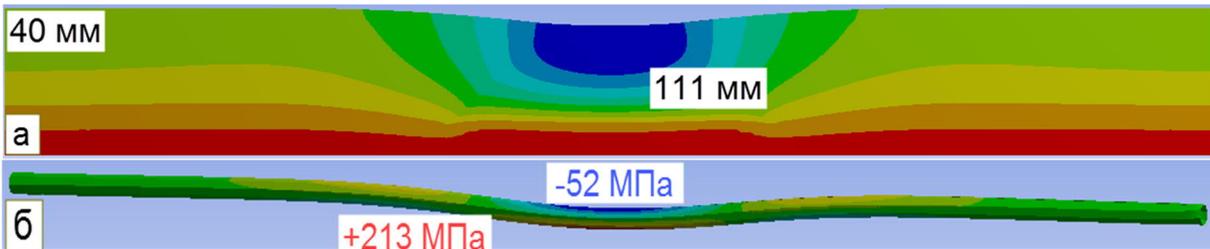


Рис. 4.24– Результати визначення ймовірності відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, ІГЕ умови Полтавщина, ділянкове замокання, стінка 16 мм:
 а – МО нерівномірної деформації основи,
 б – МО сумарних поздовжніх напружень,
 в, г – відповідні ЗР

Таблиця 4.15 – Результати ймовірнісного моделювання

Полтавщина, замокання площадкове товщина стінки $t = 16 \text{ mm}$	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	
Ймовірність відмови			$Q(\beta)$	$1,0 \cdot 10^{-6}$	

До переваг методики, яка використовувалася у даному розділі дослідження, слід віднести значну простоту отримання кінцевих результатів – для визначення ймовірності відмови нам, фактично, необхідно лише скористатися формулою (4.4).

Таким чином, статистики, отримані у пункті 4.1, 4.2, напряду входять у функцію надійності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень, і складний процес їх набору та подальшого статистичного аналізу компенсується на останньому етапі дослідження.

Величини просідання, отримані інженерним розрахунком та ймовірнісним моделюванням, досить близькі, якщо порівнювати значення на відстані трьох стандартів від МО моделювання, $S_{dif} = 311 + 3 \cdot 24,2 - 59 = 324 \text{ мм}$, ($S_{sl} = 342 \text{ мм}$) та $S_{dif} = 115 + 3 \cdot 34,0 - 41 = 176 \text{ мм}$, ($S_{sl} = 141 \text{ мм}$). Це можливо пояснити тим, що ми закладали у розрахунки середні значення модулів деформації, а просідання визначаються вже за граничними величинами. Незважаючи на велику, кривину, яка виникає в осі ЛЧМТ при точковому замочуванні, все ж ділянкове замокання виявилось більш небезпечним, при ньому виникають більші напруження, отже приймати рішення про товщину стінки трубопроводу необхідно, виходячи саме з результатів моделювання останнього.

З аналізу рис. 4.25 можливо 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 замокання та невеликої просадочної товщі. Так для умов Полтавського регіону, невеликих просідань від власної ваги ґрунту при точковому замочуванні (рис. 4.21) величиною $S_{dif} = 101 \text{ мм}$, товщини стінки, яку визначено, згідно

нормативного розрахунку, виявилось достатньо для забезпечення імовірності відмови на рівні $Q(\beta) = 2 \cdot 10^{-10}$.

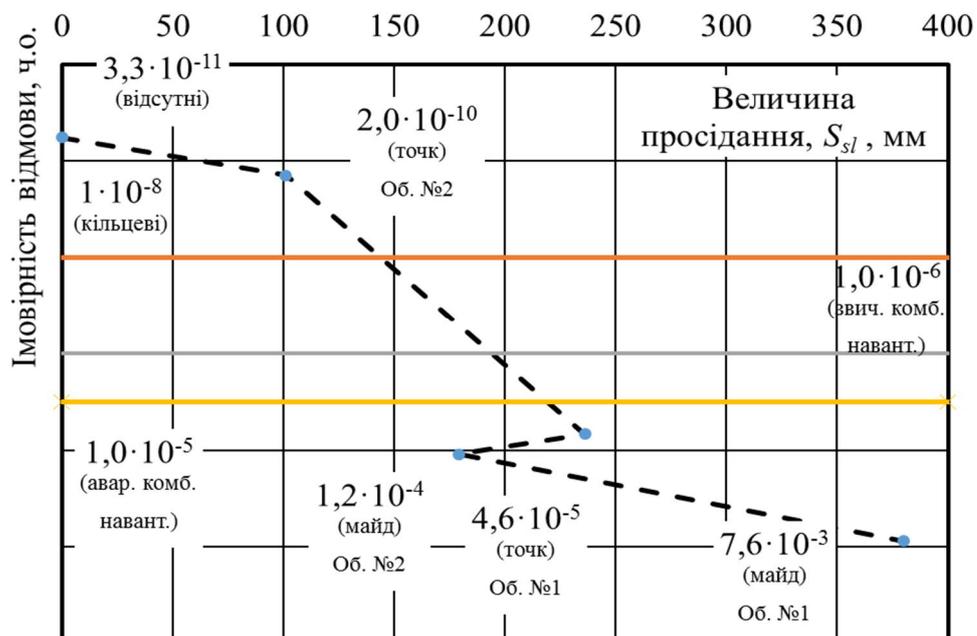


Рис. 4.25 – Імовірність відмови трубопроводу при величині просідання $S_{sl}+3\Delta$ для товщини стінки 10 мм: об'єкт №1 – м. Херсон та об'єкт №2 – Полтавщина

Але при збільшенні ділянки замокання до 10 м, все ж стало необхідним збільшити товщину стінки до $t = 13$ мм, при розгляді просідань як розрахункових комбінацій навантажень (при величині просідань $S_{dif} = 176$ мм) вимагає збільшення товщину стінки до $t = 16$ мм.

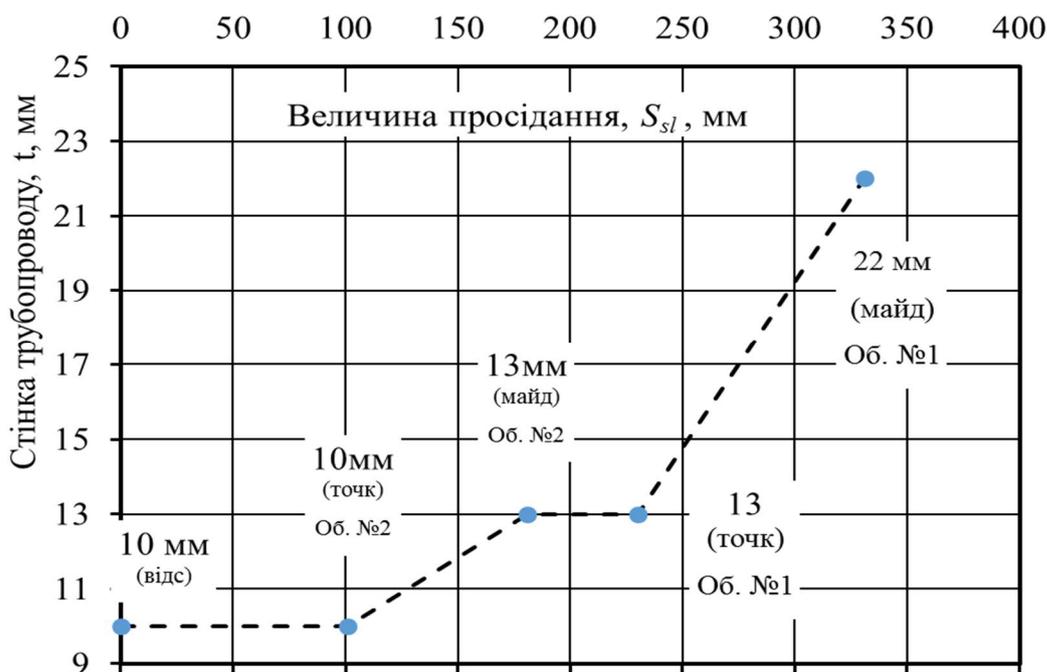


Рис. 4.26 – Збільшення товщини стінки для забезпечення нормативної імовірності відмови на рівні $1 \cdot 10^{-5}$: об'єкт №1 – м. Херсон та об'єкт №2 – Полтавщина

У результаті моделювання отримано, що найбільша товщина стінки $t = 22$ мм необхідна для забезпечення нормативного рівня відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень $Q(\beta) = 1,0 \cdot 10^{-5}$ [16], для просадочної товщі потужністю 13 м, ІГЕ умов міста Херсон, ділянкового замощення 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, забезпечує надійність 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, для забезпечення нормативної імовірності відмови (рис. 4.26).

Для порівняння отриманих результатів, розглянемо ЛЧМТ з геометричними параметрами 1220 x 22 мм, яка прокладена у набухаючих глинах, матиме поздовжні напруження $\sigma_l = 165$ МПа, для величини набухання 310 мм та довжини хвилі близько 50 м [17]. Для трубопроводу 1220 x 32 мм у ореолі відтаювання вічної мерзлоти, на довжину хвилі 38 м деформації склали 158 мм, відповідні згинальні напруження склали близько 100 МПа [18].

Слід зазначити, що обидва наведені розрахунки виконані виходячи з гіпотези про еквівалентність деформацій ґрунту та трубопроводу. Зазначимо, що отримані нами величини є досить близькими до існуючих сучасних аналогів.

Слід відмітити, що завдяки точному визначенню напружень, які виникають внаслідок просідання, зокрема і завдяки імовірнісному розрахунку, можливо 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 метру трубопроводу має пряму залежність від товщини його стінки, так для трубопроводу із зовнішнім діаметром 1000 мм та товщини 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, можливо вдвічі збільшити довжину траси у два рази 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. 4.18 – 4.20 ілюструють те, що зі збільшенням товщини стінки трубопроводу закони розподілу вихідної функції поздовжніх напружень у трубопроводі прямує до нормальної форми, тобто імовірність

значних випадкових відхилень значно знижується, це також свідчить про вищу точність результатів чисельного моделювання.

4.7 Методика ймовірносного розрахунку системи «магістральний трубопровід – основа, здатна до набрякання»

На території України ґрунти, що набрякають, розповсюджені доволі широко, особливо на півдні й сході країни. Трубопровід у процесі експлуатації при підземній схемі прокладки контактує всією поверхнею з основою і сприймає всі її деформації. Це може призвести до надмірних деформацій і значних напружень у конструкціях трубопроводу, що підвищує ймовірність їх розриву. При вигинах трубопроводу, більших за його радіус, навантаження, що діють на цю конструкцію, перерозподіляються залежно від деформації трубопроводу, яка сама по собі є невідомою.

Це зумовлює невирішеність задачі в лінійній постановці, особливо аналітичними методами. Тому виникає необхідність у чисельному моделюванні МСЕ трубопроводу та ґрунту, в якому він прокладений.

Апробовані аналітичні та чисельні методи оцінювання НДС трубопроводів, у т. ч. і в складних інженерно-геологічних умовах [19 – 21]. Дослідження особливостей ґрунтів, що здатні до набрякання, наведені в роботах [22, 23].

Сьогодні існує достатня кількість програмних комплексів (ПК), які можуть змоделювати НДС як трубопроводу, так і ґрунту, в якому він прокладений. При цьому методика чисельного моделювання роботи трубопроводів на ґрунтах, що здатні до набрякання, відсутня.

Тому за мету прийнято виконати МСЕ розрахунок ділянки трубопроводу на ґрунтах, що здатні до набрякання.

Фахівцями ПолтНТУ на дослідній ділянці магістрального трубопроводу довжиною 370 м (рис. 4.27), яка розташована на Керченському півострові Криму, проведено польові й лабораторні дослідження властивостей набрякання караганських і конкських неогенових глин [24].

Для цього у траншею глибиною 2,85 м укладено трубу діаметром 1840 мм з товщиною стінки 10 мм. Момент опору перерізу труби складає $W=0,02616 \text{ м}^3$. Зворотне засипання траншеї не виконувалося. Вага труби складала 4,46 кН/м.п. На трубі через 12 м за довжиною встановлені поверхневі марки з арматури діаметром 20 мм. Для фіксування поверхневих марок, а також для проведення спостережень за деформуванням труби, встановлено шість реперів за принципом глибинних марок.

Особливість ґрунтів, здатних до набрякання, полягає в тому, що при зволоженні вони збільшуються в об'ємі. При цьому виникають деформації, протилежні за напрямком гравітаційним силам. Такі деформації основи

шкодять спорудам більше, ніж переміщення, які пов'язані з осіданням основи. Тому польові дослідження полягали у тривалому спостереженні за деформуванням трубопроводу унаслідок зволоження основи атмосферними водами. З цією метою виконували нівелювання поверхневих марок III класом точності за профілем трубопроводу.

Спостереження продовжувалися безперервно протягом 22 місяців. За цей період спостерігалось періодичне атмосферне зволоження ґрунтів основи трубопроводу. У такі періоди траншея наповнювалася водою, внаслідок чого ґрунти набрякали. Зволоження було інтенсивним, тому що траншея стояла відкритою та накопичувала воду. У літній період вода висихала й спостерігалися деформації усадки.

Лабораторними дослідженнями визначено петрографічні особливості неогенових глин, а також характеристики набрякання. Згідно з цими дослідженнями встановлено:

– для караганських глин: тиск набухання $\sigma_{sw}=0,325$ МПа; вільне одноосне набрякання $\varepsilon_{sw}=34,5\%$;

– для конкських глин: тиск набухання $\sigma_{sw}=0,125$ МПа; вільне одноосне набрякання $\varepsilon_{sw}=13,8\%$.

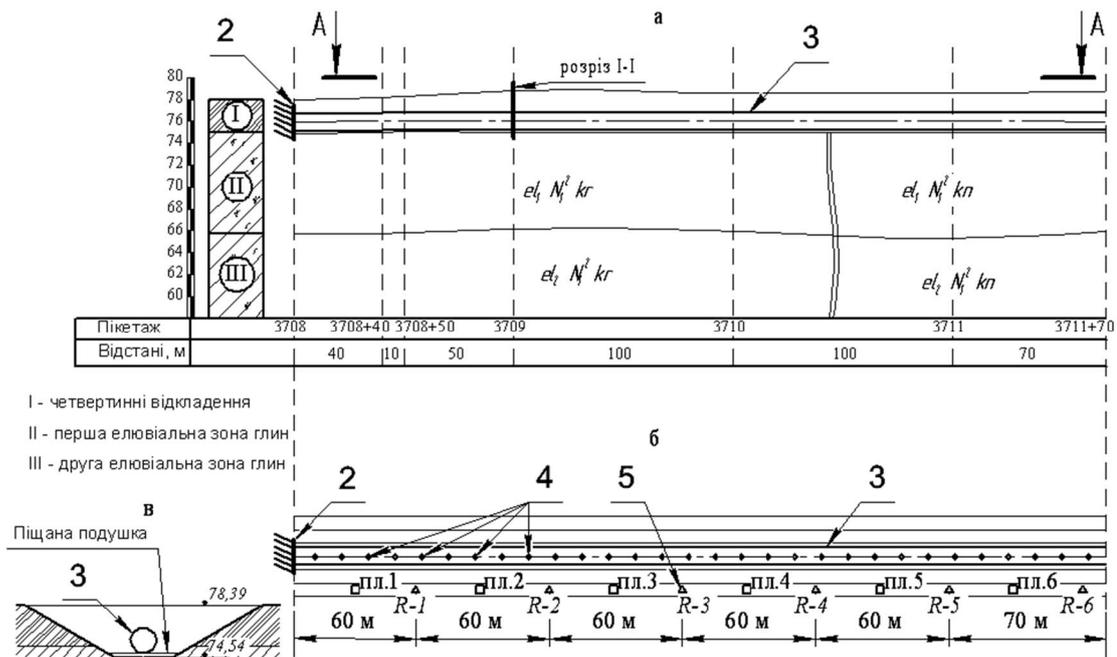


Рис. 4.27 – Схема дослідної ділянки трубопроводу: а – поздовжній розріз; б – план труби з розміщенням поверхневих марок А-А; в – поперечний розріз І-І; 2 – жорстке закріплення; 3 – труба; 4 – поверхневі марки; 5 – глибинні репери

Зі збільшенням вертикального тиску на ґрунт σ вологість набрякання зменшується, а починаючи з $\sigma=0,075$ МПа залишається практично постійною.

Загальний вигляд кривої максимального набрякання за усією довжиною дослідної ділянки трубопроводу наведено на рис. 4.28.

Результати досліджень підйому трубопроводу по довжині від набрякання ґрунту стали вихідними даними для чисельного моделювання.

Для розв'язання поставленої задачі розроблено чисельну модель трубопроводу на основі, здатній до набрякання, яка являє собою балку на пружній основі з вимушеними переміщеннями вузлів від набрякання ґрунту.

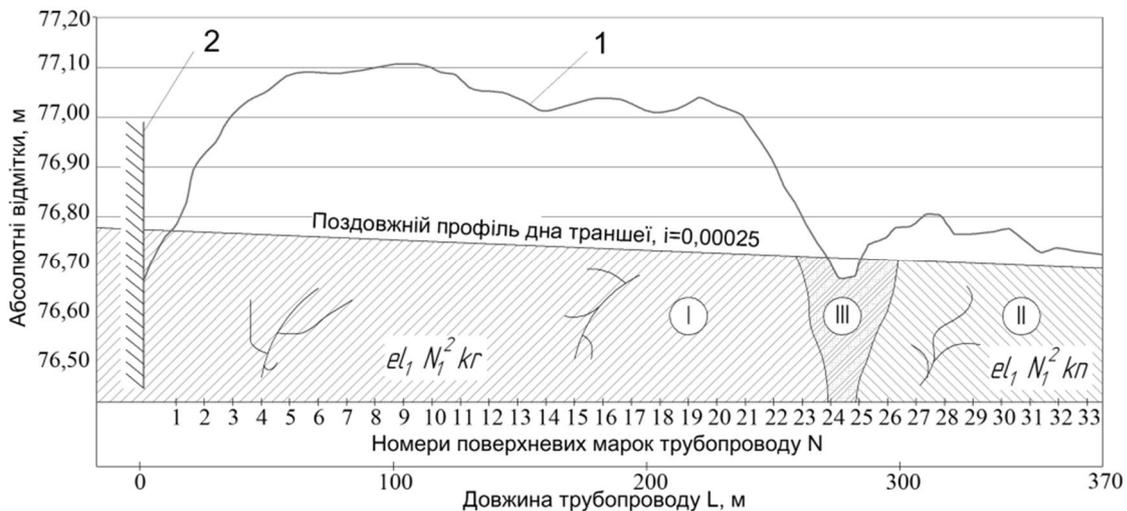


Рис. 4.28 – Крива розподілу деформацій набрякання: 1– крива деформацій; 2 – жорстке закріплення; I – караганські глини; II – конкські глини; III – неущільнений насипний ґрунт

Для цього використано ПК Ліра (версія 9.6). При використанні моделі балки на пружній основі 3D трубопровідна конструкція моделюється СЕ у вигляді балок кільцевого перерізу з відповідною жорсткістю (рис. 4.29, а і б). Ці елементи визначаються положенням своїх вузлів у тривимірному просторі й мають 6 ступенів свободи у вузлах – переміщення і кути повороту відносно осей декартової системи координат.

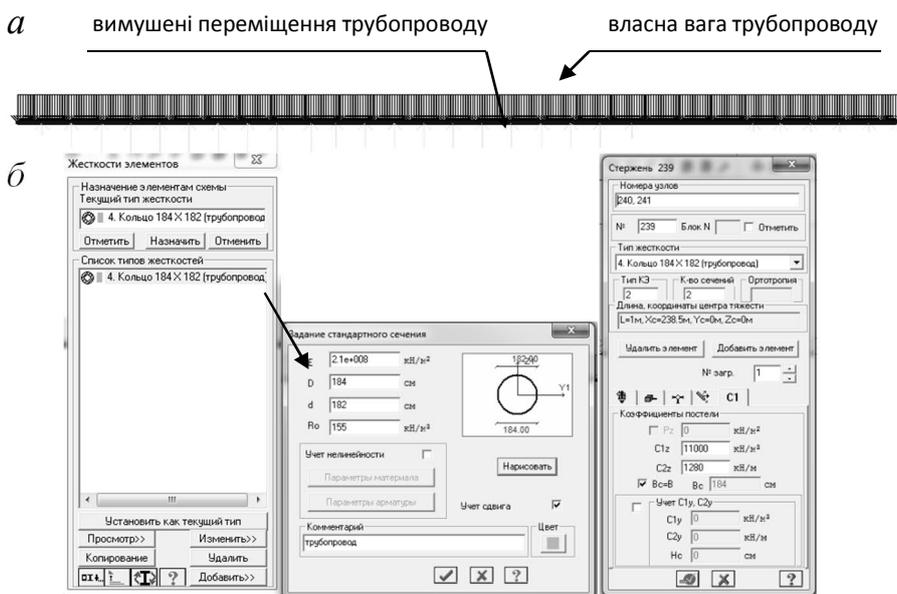


Рис. 4.29 – Розрахункова схема балки на пружній основі з вимушеними переміщеннями вузлів від набрякання ґрунту (а) і жорсткість її елементів (б)

Трубопровідна конструкція змодельована стандартним кільцевим перерізом з відповідним модулем пружності E , внутрішнім d і зовнішнім D діаметрами, питомою вагою матеріалу R_0 . Опір ґрунту на підземних ділянках трубопроводу змодельовано за допомогою двох коефіцієнтів постелі $C1_z$ (коефіцієнт стиснення) і $C2_z$ (коефіцієнтз суву) (рис. 4.29, б).

Параметри коефіцієнтів постелі $C1_z$ і $C2_z$ визначалися відповідно до інженерно-геологічних умов дослідного майданчика і конструкції трубопроводу. В'язі розрахункової моделі відповідають натурним умовам – жорстке закріплення вузла 1 (початок трубопроводу), інші вузли моделювали пружну властивість ґрунтової основи. Навантаження на трубопровід – його власна вага та підйом основи від набрякання ґрунту (рис. 4.29, а).

У конкретному випадку змінністю модуля деформації ґрунту основи трубопроводу по його довжині знехтували, оскільки цей фактор найменше впливає на зусилля, які в ньому виникають у разі набухання ґрунту.

Визначення коефіцієнтів постелі для даної задачі виконується за схемою лінійно-деформованого напівпростору з усередненими характеристиками багат шарової основи – модулем деформації E і коефіцієнтом Пуассона ν . Методика розрахунку $C1_z$ і $C2_z$ наведена нижче (як для стрічкового фундаменту з шириною $b = \pi D/5 = 1,0$ м):

$$C1_z = E / (H_c \cdot (1 - \mu^2)); \quad (4.5)$$

$$C2_z = E \cdot H_c / (6 \cdot (1 + \mu^2)), \quad (4.6)$$

де E – модуль деформації основи; μ – коефіцієнт Пуассона основи; H_c – глибина товщі, що стискається.

Напруження в основі від власної ваги ґрунту та ваги трубопроводу наведені на рис. 4.30.

При цьому стиснута товща визначена за рекомендаціями ДБН і в даному випадку складає $H_c = 1,0$ м. Згідно з інженерно-геологічним розрізом (рис. 4.27) вся стиснута зона знаходиться на одній ділянці в караганських глинах, на іншій – в конкських глинах. Модуль деформації та коефіцієнт Пуассона цих ґрунтів однакові та складають $E = 10$ МПа, $\mu = 0,3$ відповідно.

При розрахунках за формулою (4.5) отримано $C1_z = 11000$ кН/м³, $C2_z = 1280$ кН/м. Чисельне моделювання виконано поетапно.

Етап 1 – трубопровідна конструкція отримує вертикальні деформації осідання основи від власної ваги (вологість ґрунту в природному стані) – стадія монтажу.

Етап 2 – трубопровідна конструкція вигинається від набухання ґрунту (ґрунт замочений) – стадія експлуатації.

Результати чисельного моделювання НДС трубопроводу МСЕ першого етапу наведені на рисунку 4.31. При цьому максимальні зусилля по довжині трубопроводу наступні: згинальний момент – $M_{\max} = 12,47$ кНм

($M_{\min} = -62,36$ кНм); поперечна сила – $Q_{\max} = 23$ кН. Максимальне осідання основи трубопроводу по довжині склало $S = 0,23$ мм.

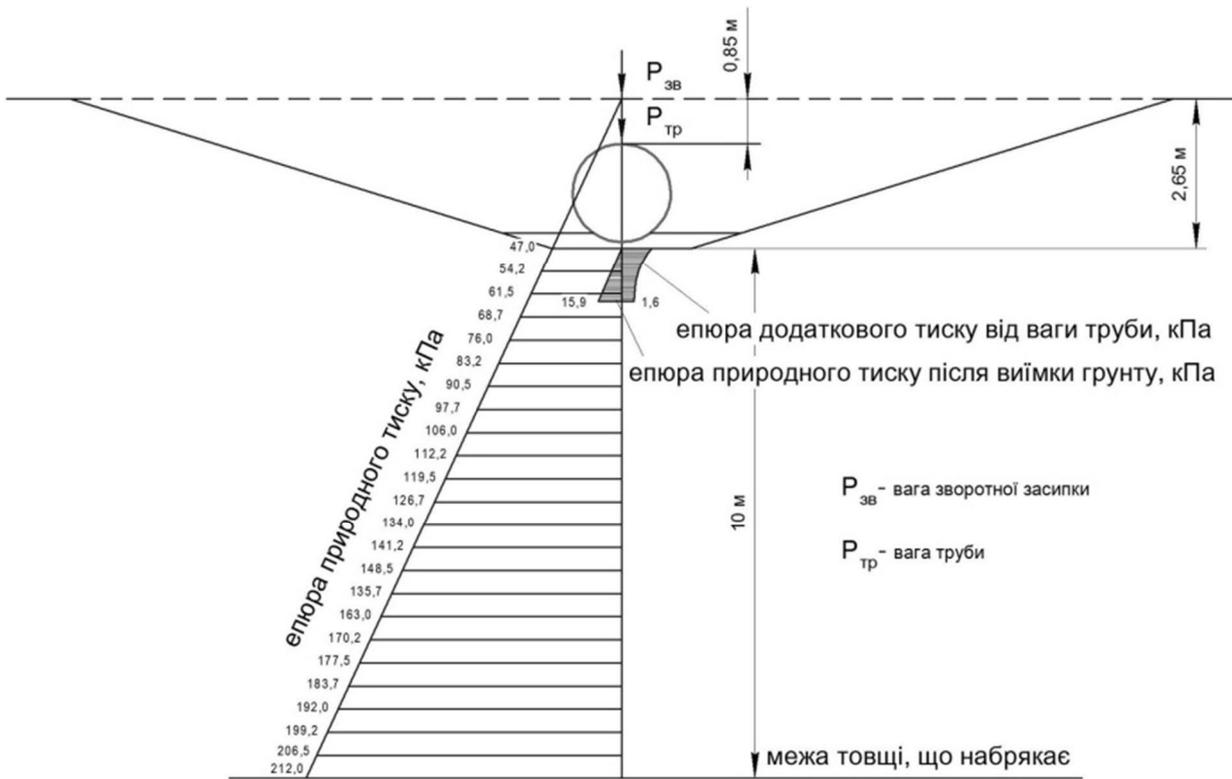


Рис. 4.30 – Розрахункова схема для визначення напружень в основі трубопроводу та стиснутої товщі

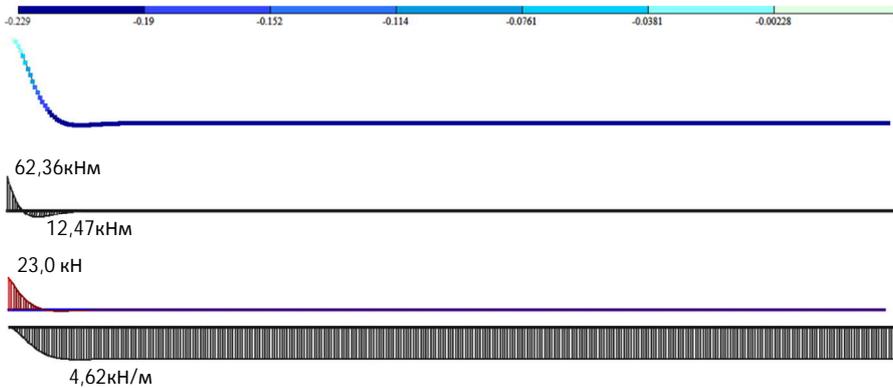


Рис. 4.31 – Результати моделювання трубопроводу на пружній основі (перший етап – вологість ґрунту у природному стані): а – мозаїка переміщень; б – епюра згинальних моментів; в – епюра поперечних сил; г – епюра опору ґрунту

Результати чисельного моделювання НДС трубопроводу МСЕ другого етапу наведені на рис. 4.32. При цьому мозаїка переміщень трубопроводу (рис. 6, а) прийнята за результатами геодезичних спостережень. Епюру згинальних моментів (рис. 6, б) і поперечних сил (рис. 6, в) побудовані для даних вихідних умов. Максимальні зусилля за довжиною трубопроводу

отримані на його початку (жорстке затиснення) та складають: згинальний момент – $M_{\max} = 3,1 \cdot 10^3$ кНм; поперечна сила – $Q_{\max} = 0,9 \cdot 10^3$ кН.

Значні внутрішні зусилля трубопроводу спостерігається й на переході від караганських до конських глин – $M = 1,64 \cdot 10^3$ кНм, $Q_{\max} = 0,51 \cdot 10^3$ кН. Це пояснюється тим, що на цій ділянці ґрунт має різні властивості набрякання та спостерігається різна величина підйому трубопроводу.

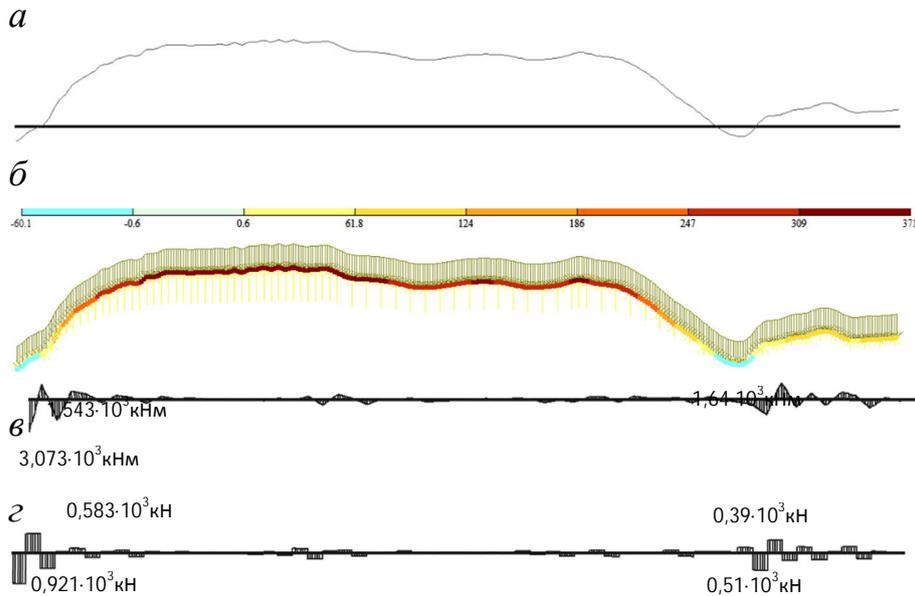


Рис. 4.32 – Результати моделювання трубопроводу на пружній основі з вимушеними переміщеннями вузлів від набрякання ґрунту (другий етап – ґрунт замokлий):

***a* – деформована схема (умовно збільшено в 100 разів); *б* – мозаїка переміщень, в мм; *в, з* – епюри згинальних моментів і поперечних сил**

Якщо трубопровід виготовлений зі сталі класу С255, то максимально допустимий згинальний момент, який витримає дана труба, складе $M_u = 6,278 \cdot 10^3$ кНм. Таким чином, при набуханні основи трубопроводу виникли зусилля, що складають 49 % від гранично допустимого значення.

Як видно з першого та другого етапів моделювання максимальний згинальний момент при набуханні ґрунту зріс майже в 50 разів. Тому недооцінювати таку властивість основи неприпустимо.

Отже, шляхом чисельного моделювання МСЕ НДС трубопроводу на основі, здатній до набрякання, визначено внутрішні зусилля у трубі за її довжиною. У результаті даних розрахунків отримано, що при набуханні основи трубопроводу в ньому виникли зусилля, що складають 49 % від гранично допустимого значення. Тому для зменшення підйому трубопроводу від набухання ґрунту й зниження внутрішніх зусиль для його безпечної експлуатації в даних інженерно-геологічних умовах доцільно виконати привантажувачі і зворотне засипання пазух траншеї.

Висновки за розділом 4

1. Зважаючи на величини МО фізичних характеристик ґрунту для двох відмінних лесових товщ м. Херсону (об'єкт №1) та Козельщанського району Полтавської області (об'єкт №2), а саме природної вологості 7,3 – 14,1% та 18% відповідно, значення показника текучості у природному стані у межах -0,39 – -1,2, коефіцієнта пористості 0,86 – 0,94 та 1,08 відповідно. Можна зробити висновок про малий ступінь водонасичення лесової товщі значної потужності зі значним коефіцієнтом пористості, що свідчить про можливість виникнення значних локальних просідань внаслідок локального замокання та є досить характерним для лесових основ України.

2. Доцільно проводити поділ на ПЕ згідно класифікаційних характеристик ґрунту. При цьому можливо застосовувати нормальний закон розподілу ВВ для аналітичного опису експериментального розподілу ВВ фізичних характеристик лесових просадочних ґрунтів, для якого, коефіцієнт варіації показників вологості коливається у межах 8,2 – 20,6%, питома вага ґрунту 4,1 – 6,5%, коефіцієнта пористості 6,9 – 14,1%, що свідчить про високу однорідність просадочних товщ. Крім того, критерій Пірсона у всіх випадках підтвердив можливість використання саме нормального розподілу ВВ фізичних характеристик ґрунту.

3. Отримані результати підтверджують попередні припущення про логнормальний характер розподілу модулю деформації ґрунту, при цьому вони є принципово новими, оскільки застосування імовірнісних технік для оцінки модуля деформації лесових просадочних основ у водонасиченому стані раніше не проводилося. Логарифмічно нормальний ЗР за критерієм Пірсона пройшов 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 ЗР, логнормальний ЗР давав суттєво менші значення критерію Пірсона.

4. При використанні нормального закону МО величин модулю деформації у водонасиченому стані для реальних діапазонів тиску коливається у межах 2,78 – 5,91 МПа, та усього 0,89 – 1,55 МПа для логнормального, що свідчить про суттєве зниження характеристик деформативності порівняно з модулем деформації у природньому стані 12 – 14 МПа. При цьому коефіцієнт варіації для водонасиченого стану коливається у межах 53 – 89%, що свідчить про суттєву неоднорідність характеристик деформативності.

5. Величини просідання отримані інженерним розрахунком та імовірнісним моделюванням досить близькі, якщо порівнювати значення на відстані трьох стандартів від МО моделювання, $S_{dif} = 311 + 3 \cdot 24,2 - 59 = 324$ мм, ($S_{sl} = 342$ мм) і $S_{dif} = 115 + 3 \cdot 34,0 - 41 = 176$ мм ($S_{sl} = 141$ мм). Це можливо пояснити, тим що ми у розрахунки закладено середні значення модулів деформації, а просідання визначаються вже за

граничними величинами. Незважаючи на велику кривину, яка виникає у осі ЛЧМТ при точковому замоканні, все ж ділянкове замокання виявилось більш небезпечним, при ньому виникають більші напруження, отже приймати рішення про товщину стінки трубопроводу слід, виходячи саме з результатів моделювання останнього.

6. Для просадочної товщі потужністю 6,2 м ІГЕ умов Полтавського регіону відносно невеликих просідань від власної ваги ґрунту при точковому замоканні (рис. 4.21) величиною $S_{dif}=101\text{мм}$, товщини стінки $t=10$ мм визначеної, згідно нормативного розрахунку, виявилось достатньо для забезпечення нормативної імовірності відмови, для аварійних комбінацій навантажень $Q(\beta)=1,0\cdot 10^{-5}$. Але при ділянковому замоканні та величині просідання $S_{dif}=176\text{мм}$ слід збільшити товщину стінки до $t=13$ мм для забезпечення нормативного рівня відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, для аварійних комбінацій навантажень $Q(\beta)=1,0\cdot 10^{-5}$.

7. Найбільша товщина стінки $t=22$ мм, необхідна для забезпечення нормативного рівня відмови ЛЧМТ за параметром поздовжніх напружень, для аварійних комбінацій навантажень $Q(\beta)=1,0\cdot 10^{-5}$ [16], для просадочної товщі потужністю 13 м, ІГЕ умов міста Херсон, ділянкового замокання та граничної величини просідання, обчисленої імовірнісним моделюванням МСЕ, $S_{dif}=324\text{мм}$.

8. Зі збільшенням товщини стінки трубопроводу закони розподілу вихідної функції поздовжніх напружень у трубопроводі наближається до нормальної форми, тобто імовірність значних випадкових відхилень значно знижується, що також свідчить про вищу точність результатів чисельного моделювання.

Список використаних літературних джерел до розділу 4

1. Бахтегареева А.Н. Особенности теплового расчета и регулирования режимов магистрального газопровода большого диаметра: автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.19 / А.Н. Бахтегареева – Уфа: УГНТУ, 2015. – 20 с.
2. Болотин В.В. Статистические методы в строительной механике / В.В. Болотин. – М.: Стройиздат, 1965. – 279 с.
3. Гайдукевич В.И. Вероятностная обработка осциллограмм электрических величин / В.И. Гайдукевич, А.А. Мельникова. – М.: Энергия, 1972. – 112 с.
4. 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.– V. 75, № 14. – P. 4052 – 4065.

5. Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission, Recommendations on Transmission and Distribution Practice, IGE/TD/1 Edition 4, 2001, Institution of Gas Engineers, UK.

6. Wang, Yong-Yi, Horsley, David J Wentao, Cheng, et al. (2004). «Tensile Strain Limits of Girth Welds with Surface-Breaking Defects-Part 2: Experimental Correlation and Validation», Proceedings of the international pipeline conference, Calgary, Alberta, Canada, ASME. – P.251 – 266.

7. Зарецкий Ю.К. Расчеты сооружений и оснований по предельным состояниям / Ю.К. Зарецкий // ОФМГ. – №3 – 2003. – С. 3 – 9.

8. Вайнберг А.И. Методика расчета вероятности разрушения высоконапорных сталежелезобетонных водоводов / А.И. Вайнберг, К.О. Рыжиков // Зб. наук. праць. Серія: Галузеве машинобудування, будівництво. – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – Вип. 2 (44). – С. 31 – 41.

9. 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». – №7. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2010. – С. 16 – 22.

10. Кушнер С.Г. Расчет деформаций оснований зданий и сооружений / С.Г. Кушнер. – Запорожье: ООО «ИПО Запорожье», 2008. – 496 с.

11. Райзер В.Д. Теория надежности сооружений: Научное издание / В.Д. Райзер – М.: АСВ, 2010. – 384 с.

12. Димов Л.А. Перемещения подземных сооружений от горизонтальной нагрузки / Л.А. Димов, Е.М. Богусhevская. – Ухта: УГТУ, 2008. – 128 с.

13. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 284 с.

14. Вайнберг А.И. Надежность и безопасность гидротехнических сооружений. Избранные проблемы / А.И. Вайнберг. – Х.: Тяжпромавтоматика, 2008. – 304 с.

15. ДБН В.2.6-198:2014. Сталеві конструкції. Норми проектування. – К.: Мінрегіонбуд України, 2014. – 199 с.

16. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: учебник для ВУЗов / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1986. – 224 с.

17. Теплинский Ю.А. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов/ Ю.А. Теплинский – М.: Центр Лит НефтеГаза, 2007. – 400 с.

18. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – М.: Высш. шк., 1964. – 576 с.

19. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / Под ред. В.Е. Селезнева. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 436 с.

20. Скворцов Ю.В. Моделирование трубопроводных систем с помощью МКЭ–пакета «Ansys» / Ю.В. Скворцов. – Самара: Гипрвостокнефть, 2000. – 84 с.

21. Talebbeydokhti N. Wave induced uplift forces acting on half-buried submarine pipeline in sandy seabed by numerical methods / N. Talebbeydokhti, E. Afzali // Iranian J. of Science & Technology, Transaction, Engineering. – 2008. – V. 32, № B2. – P. 141 – 151.
22. Сорочан Е.А. Строительство сооружений на набухающих грунтах / Е.А. Сорочан. – М.: Стройиздат, 1989. – 309 с.
23. Мустафаев А.А. Фундаменты на просадочных и набухающих грунтах / А.А. Мустафаев. – М.: Высшая школа, 1989. – 590 с.
24. Деформації металевого трубопроводу в грунтах, що набрякають / В.О. Онищенко, М.Л. Зоценко, Л.С. Шлапак, О.Л. Зімін // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – С 253 – 255.

РОЗДІЛ 5 ЗАСТОСУВАННЯ ВПЛИВУ МАГНІТНОГО ПОЛЯ НА АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФІНОВІ ВІДКЛАДЕННЯ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ

5.1 Аналіз методів боротьби та попередження утворення асфальто-смоло-парафінових відкладень

Процес переміщення рідких вуглеводнів досить часто ускладнюється через наявність в них парафінів чи асфальто-смоло-парафінистих часток, які призводять до утворення у внутрішній порожнині асфальто-смоло-парафінистих відкладень (скорочено – АСПВ). З часом АСПВ, які являють собою вуглеводні метанового ряду від $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, а також силікагелеві смоли, асфальто-смолисті з'єднання, гідрати та ускладнюють, а в ряді випадків – унеможливають, процес перекачування рідкої продукції, бо з часом вони перекривають прохідний переріз труб та обладнання (рис. 5.1).

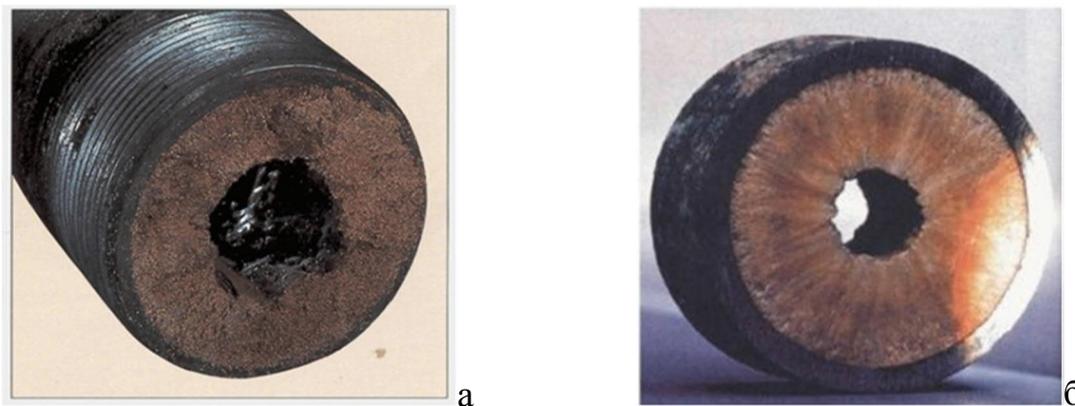


Рис. 5.1 – Наслідки виникнення асфальто-смоло-парафінистих відкладень на сітках труб: а – відкладення асфальтенів; б – відкладення парафінів

Для багатьох покладів України характерна висока температура насичення нафти парафіном, що досягає 48 ... 50 °С. Температура плавлення парафіну, що випадає в свердловинах з нафт покладів України, також висока. Крім того, в складі смолопарафінових відкладень нерідко виявляються церезини кристалічні високомолекулярні парафіни, число вуглецевих атомів в яких досягає 36 – 56, погано розчинні в нафті, температура плавлення яких 80 – 92 °С. Відповідний склад парафіну представлений в табл. 5.1.

Промисловими спостереженнями встановлено, що парафіно-відкладення в видобувних свердловинах родовищ України зменшується зі зростанням дебітів свердловин і при незначній обводненості нафти. Існуючі методи боротьби з відкладеннями АСПВ розподіляють на теплові, механічні, хімічні та з використанням покриттів (рис. 5.2). Перелічені методи використовують у свердловинах із різними способами видобування

нафти (фонтанному, насосному та їх різновидами), а також при транспортуванні нафти трубопроводами.

Таблиця 5.1 – Приклад складу АСПВ

Компоненти	Масові частки компонентів по свердловинах Бориславського НГКР, %			
	Смоли	2,33	1,55	3,53
Асфальтени	2,19	3,96	5,49	2,30
Парафін	23,82	26,54	56,29	30,57
Церезини	5,00	11,00	34,00	25,00

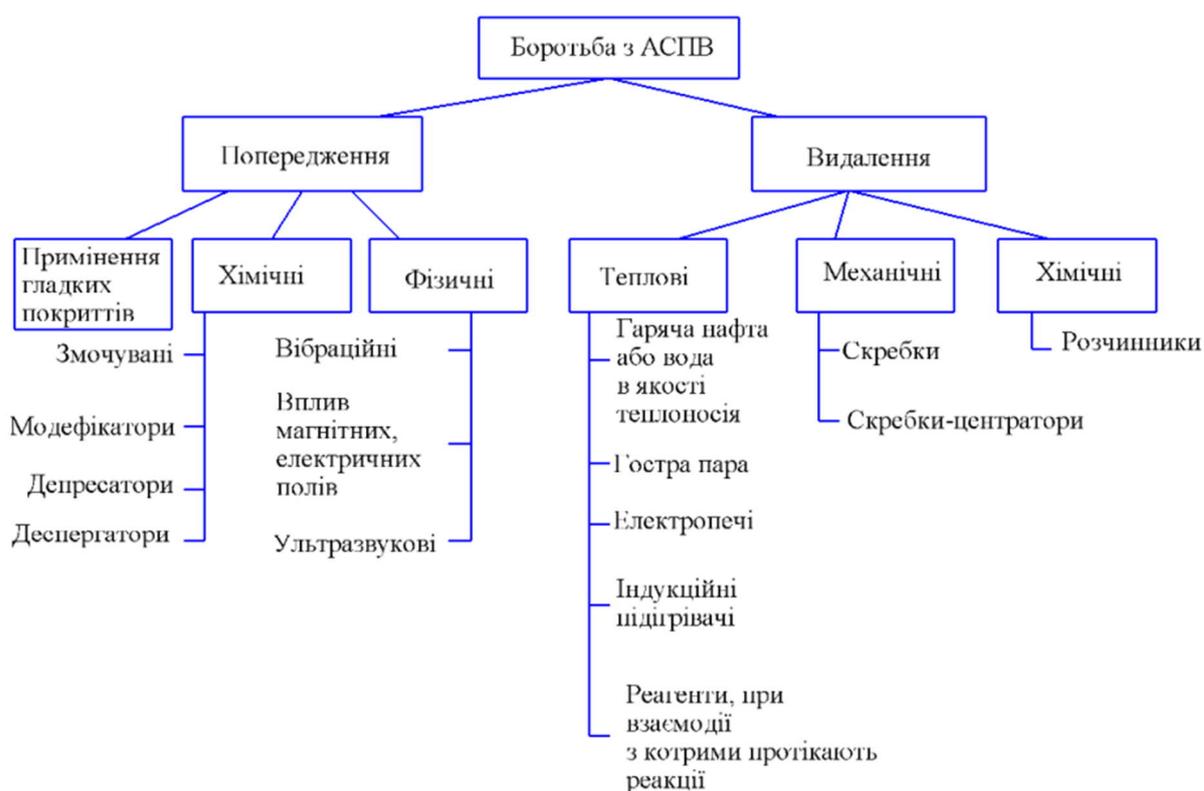


Рис. 5.2 – Класифікація методів боротьби з АСПВ

Накопичення АСПВ у проточній частини нафтопромислового обладнання та на внутрішній поверхні труб призводить до зниження відборів нафти, зменшення міжремонтного періоду (МРП) роботи свердловин і ефективності роботи насосних установок.

Багаторічна практика експлуатації свердловин, з яких видобувають парафіністу нафту, показала, що без проведення робіт із запобігання та видалення АСПВ у трубопроводах і нафтопромислового обладнання, підйомних трубах, викидних лініях і промислових ємностях не можна ефективно вирішувати питання оптимізації видобутку і збору нафти. За цих умов актуальною стає розробка нових технічних засобів і методів, спрямованих на запобігання відкладень у глибинно-насосному обладнанні,

колоні насосно-компресорних труб (НКТ), промислових трубопроводах систем збору нафти і нафтопродуктів тощо.

Боротьба з АСПВ передбачає проведення робіт з попередження утворення відкладень і їх видалення. Існує кілька найбільш відомих і апробованих у нафтовидобувній промисловості методів боротьби з АСПВ. Але різноманіття умов розробки родовищ і відмінність характеристик видобутої продукції часто вимагає індивідуального підходу і навіть розробки нових технологій. Хімічні методи базуються на дозуванні у видобуту продукцію хімічних сполук, що зменшують, а іноді і повністю запобігають утворенню відкладень. В основі дії інгібіторів АСПВ адсорбційні процеси, що відбуваються на межі розділу між рідкою фазою і поверхнею металу труби [1].

Хімічні реагенти підрозділяють на змочуючі, модифікатори, депрессатори та диспергатори [2].

Змочуючі реагенти утворюють на поверхні металу гідрофільну плівку, перешкоджає адгезії кристалів парафіну до труб, що створює умови для винесення їх потоком рідини. До них відносять поліакриламід (ПАА), кислі органічні фосфати, силікати лужних металів, водні розчини синтетичних полімерних ПАР.

Модифікатори взаємодіють із молекулами парафіну, перешкоджаючи процесу укрупнення кристалів. Це сприяє підтримці кристалів у підвішеному стані в процесі їх руху. Такими властивостями володіють: атактичний пропілен з молекулярною масою 2000 – 3000, низькомолекулярний поліізобутилен з молекулярною масою 8000 – 12000, аліфатичні сополімери, сополімери етилену та складного ефіру з подвійним зв'язком, потрійний сополімер етилену з вінілацетату і вінілпіроліденом, полімер з молекулярною масою 2500 – 3000.

Механізм дії депрессаторов полягає в адсорбції молекул на кристалах парафіну, що ускладнює їх здатність до агрегації та накопичення [10]. Диспергатори – хімічні реагенти, що забезпечують створення тонко дисперсної системи, яка тече потоком нафти, що перешкоджає відкладенню кристалів парафіну на стінках труб. До них відносять солі металів, солі вищих синтетичних жирних кислот, силікатно-сульфанольні розчини, сульфатованих лужний лігнін [3]. Використання хімреагентів для запобігання утворення АСПВ в багатьох випадках поєднується з:

- процесом руйнування стійких нафтових емульсій;
- захистом нафтопромислового обладнання від корозії;
- захистом від солевідкладень;
- процесом формування оптимальних структур газорідного потоку.

Розроблено досить широкий асортимент хімічних реагентів для боротьби з АСПВ. У даний час застосовують такі марки реагентів: бутілбензоліная фракція (бутіленбензол, ізопропілбензол, поліалкілбензоли).

Поряд з високою вартістю істотним недоліком хімічного методу є

складність підбору ефективного реагенту, пов'язана з постійною зміною умов експлуатації в процесі розробки родовища.

Методи, що відносяться до фізичних, засновані на дії механічних і ультразвукових коливань (вібраційні методи), а також електричних, магнітних та електромагнітних полів на видобуту продукцію, яка транспортується.

Вібраційні методи дозволяють створювати ультразвукові коливання в області парафінообформування, які, впливаючи на кристали парафіну, викликають їх мікропереміщення, що перешкоджає осіданню парафіну на стінках труб [10].

Магнітні поля слід віднести до найбільш перспективним фізичних методів. Використання в нафтовидобутку магнітних пристроїв для запобігання АСПВ почалося в п'ятдесяті роки минулого століття, але через малу ефективність широкого поширення не одержало. Відсутні були магніти, які досить довго й стабільно працюють в умовах свердловини. Останнім часом інтерес до використання магнітного поля для впливу на АСПВ значно зріс, що пов'язано з появою на ринку широкого асортименту високоенергетичних магнітів на основі рідкісноземельних матеріалів. Зараз близько 30 різних організацій пропонує магнітні депарафінізатори [2, 4 – 6, 8, 9].

Встановлено [6], що під впливом магнітного поля в рідині, яка рухається відбувається руйнування агрегатів, що складаються з субмікронних феромагнітних мікрочастинок сполук заліза, які знаходяться при концентрації 10 – 100 г/т в нафті і попутній воді. У кожному агрегаті міститься від декількох сотень до декількох тисяч мікрочастинок. Тому руйнування агрегатів призводить до різкого (в 100 – 1000 разів) збільшення концентрації центрів кристалізації парафінів і солей та формування на поверхні феромагнітних частинок бульбашок газу мікронних розмірів.

У результаті руйнування агрегатів кристали парафіну випадають у вигляді тонкодисперсної, об'ємно стійкої суспензії, а швидкість росту відкладень зменшується пропорційно зменшенню середніх розмірів випали спільно зі смолами та асфальтенами в тверду фазу кристалів парафіну. Утворення мікропухирців газу в центрах кристалізації після магнітної обробки забезпечує, на думку деяких дослідників, газліфтний ефект, що веде до певного зростання дебіту свердловин.

У нафтовидобутку використовують теплові, хімічні та механічні методи видалення АСПВ. Теплові методи засновані на здатності парафіну плавитися при температурах вище 50°C і стікати з нагрітої поверхні. Для створення необхідної температури потрібне спеціальне джерело тепла, яке може бути розміщено безпосередньо в зоні відкладень, або необхідно виробляти тепловміщуючий агент на гирлі свердловини.

У даний час використовують технології із застосуванням:

– гарячої нафти чи води в якості теплоносія;

- гострого пара;
- електropечей наземного та свердловинного виконання;
- електродепарафінізаторов (індукційних підігрівачів), які здійснюють підігрів нафти в свердловині;
- реагентів, при взаємодії яких протікають екзотермічні реакції.

Технологія застосування теплоносія передбачає нагрівання рідини в спеціальних нагрівачах (котельних установках пересувного типу) і подачу її в свердловину способом прямого чи зворотного промивання. Зворотне промивання краще тому, що при цьому виключено утворення парафінових пробок, що часто виникають при прямому промиванні [10].

Недоліками даних методів є їх висока енергоємність, електро- та пожежонебезпека, ненадійність і низька ефективність застосованих технологій. Застосування розчинників для видалення відкладень, які вже утворилися, є одним з найбільш відомих і поширених методів у технологічних процесах видобутку, транспортування, зберігання і переробки нафти.

Однак і тут проблема підбору розчинника в конкретних умовах далека від вирішення. Як правило, підбір розчинників АСПВ здійснюють емпірично. Це пов'язане з браком інформації про їх структуру та властивості, а також малою вивченістю механізму взаємодії нафтових дисперсних систем з розчинниками.

Механічні методи передбачають видалення вже утворених відкладень АСПВ на НКТ. Для цього розроблена цілий ряд скребок різної конструкції.

За конструкцією і принципом дії скребки підрозділяють на:

- пластинчасті з штангообертачем, що мають дві ріжучі пластини, здатні очищати АСПВ тільки при обертанні. Для цього використовують штангообертачі, підвішені до голівки балансира верстата-качалки. Обертання колони штанг і, отже, скребок відбувається лише при русі вниз. Таким шляхом скребок зрізає АСПВ з поверхні НКТ;

- спіральні, зворотно-поступальної дії;

- «літаючі», оснащені ножами-крилами, які розкриваються при русі вгору, що забезпечує їм підйомну силу. Їх застосовують, як правило, у викривлених свердловинах.

Використання такого методу боротьби з АСПВ значно ускладнюється тим, що для його застосування часто необхідна зупинка роботи свердловини і попередня підготовка поверхні труб (для деяких видів скребок). Крім того, можливо заклинування скребок, обрив їх кріплення і т. ін.

Метод використання покриттів дав у цілому позитивний ефект. Перші дослідження із застосування лакофарбувальних покриттів для запобігання АСПВ було проведено ще у 50-і роки ХХ сторіччя. Але великі витрати на виробництво труб з емальованим і епоксидним покриттям призвели до звертання робіт з використання НКТ із покриттям. Сьогодні застосування

цього методу значно обмежене.

Велика кількість наукових робіт присвячена механізму магнітної обробки нафти, водно-нафтових і водних систем. Запропоновано теорію магнітного впливу на рідкі середовища, які містять домішки феромагнітних частинок.

В основі теорії лежить експериментально встановлений факт про руйнування (подрібнення) у магнітному полі агрегатів із феромагнітними частинками. Такі частинки завжди присутні, як природні домішки, у воді та нафті. Ці частинки є додатковими центрами кристалоутворення, які підвищують на порядки величин площі внутрішньої адсорбції. Слід підкреслити, що при магнітній обробці дистильованої води ніяких ефектів не виникає [11, 18 – 22].

У нафтовидобуванні є два основних напрями використання магнітного методу:

– для обробки нафти, що видобувається, з метою запобігання (зменшення) АСПВ;

– для обробки води, яка нагнітається у свердловини.

Роботи [11, 23 – 25] присвячено використанню магнітної обробки нафти для попередження утворення АСПВ. У них також підкреслюється важливість створення в об'ємі нафти численних центрів міцелоутворення (кристалізації) парафінів. Запобігання утворень АСПВ пояснюється як наслідок утворення агрегатів феромагнітних частинок із розмірами: довжина 0...0,5 мкм; діаметром у 7...9 разів меншим; масою порядку 10^{-14} г. У одній тоні нафти загальна площа поверхні феромагнітних частинок складає від 200 до 10000 м². Підкреслюється, що загальна площа феромагнітних частинок, які містяться у нафті, набагато перевищує площу поверхні обладнання, яке необхідно захищати.

Однак, незалежно від відсутності загальної точки зору на механізм магнітного впливу і на вимоги до технічних параметрів магнітних пристроїв магнітна обробка при видобуванні нафти все ширше використовується у практиці, а навіть та невелика інформація свідчить про високу ефективність магнітного методу, особливо на родовищах зі складними умовами експлуатації й високим вмістом асфальтосмолопарафінів.

Досвід фахівців Румунії показав, що використання протягом двох років пристроїв із постійними магнітами для запобігання АСПВ дозволило значно підвищити ефективність не тільки свердловинного видобування, але і при експлуатації нафтопроводів на нафтопереробних установках [11, 12].

На родовищах у Пермському краї (Росія) в 1996 році було встановлено перші магнітні пристрої у свердловинах. Це дозволило у 1,5...2 рази збільшити період між очищеннями від АСПВ і вдвічі збільшити видобуток нафти. Було відмічено, що при підніманні обладнання у колоні НКТ довжиною у 1100 м АСПВ були відсутні. Але під насосом було

знайдено пробку АСПВ довжиною 10...50 м, що свідчить про необхідність удосконалення пристрою. Після вдосконалення пристроїв у 1997 році вони показали більш високу ефективність і стабільність. У всіх випадках збільшувався міжочисний період (з магнітними пристроями 1997 року – у 6 разів). Економічний ефект роботи свердловини в один міжочисний період у 10 разів перевищував витрати на магнітні пристрої [11, 13].

Дослідження з магнітної обробки обводненої нафти, які проведено на родовищах у Азейбаржані й Татарстані, показали, що магнітна обробка тим ефективніша, чим більше обводнення нафти. Зафіксовано, що ефект магнітного впливу зберігається у свердловинах ще кілька місяців після видалення магнітного пристрою [11, 14]. Цей же ефект зафіксовано і для нагнітальних свердловин при магнітній обробці води [11, 15].

Значною перевагою приладів на постійних магнітах є простота експлуатації та відсутність необхідності використання зовнішніх джерел енергії.

5.2 Огляд конструктивних рішень існуючих пристроїв, що використовуються для боротьби з утворенням асфальто-смоло-парафінових відкладень

Одним з найбільш розповсюджених типів обладнання для боротьби з АСПВ є пересувні парогенераторні установки (рис. 5.3), які прогривають колону НКТ шляхом закачування розігрітої сухої пари до свердловинного простору з метою розрідження високов'язких речовин АСПВ. Однак, одночасно з простотою та універсальністю такий спосіб характеризується високим рівнем витрат дизельного палива на здійснення депарафінації, завданням шкоди навколишньому середовищу та необхідністю, в більшості випадків, переривання процесу видобування вуглеводневої продукції свердловин.

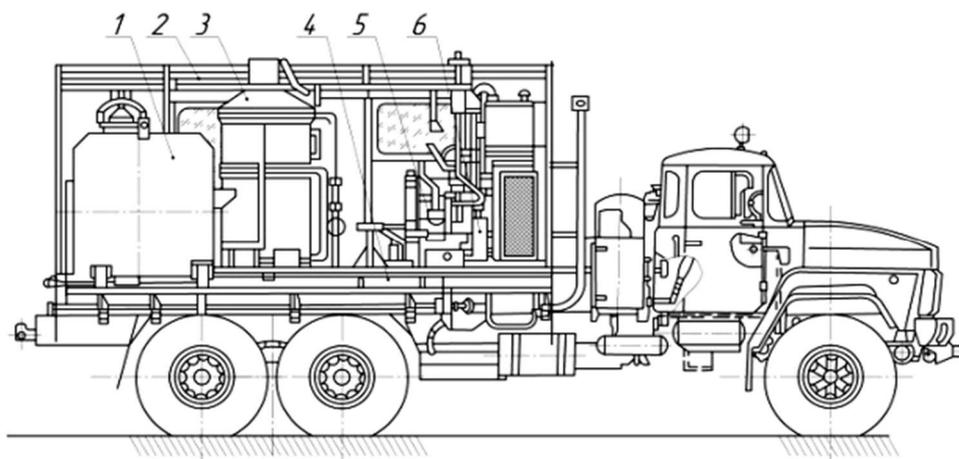


Рис. 5.3 – Парова пересувна установка: 1 – ємність з водою; 2 – кузов; 3 – парогенератор; 4 – рама; 5 – приводна група; 6 – живильний насос

Зважаючи на недоліки даного способу та практичну відсутність достатньої номенклатури технологічного обладнання, інших способів

боротьби з АСПВ, що пояснюється їх високою вартістю, недостатньою надійністю та необхідністю використання значної номенклатури машин та пристроїв під час їх застосування, актуальним завданням є проектування сучасної ефективної системи боротьби з АСПВ та розроблення науково обґрунтованої моделі її роботи, яка дозволить ще на проектній стадії обирати оптимальні співвідношення конструкційних і експлуатаційних параметрів такої системи, та забезпечувати максимальну ефективність її експлуатації.

У практику видобування і транспортування нафти запропоновано та впроваджено велику кількість конструкцій магнітних пристроїв, накопичено певний досвід їх використання. Але інформація про результати цієї роботи суперечна. У доступних літературних джерелах немає статистичних даних щодо достовірності повторення результатів, відсутні переконливі критерії умов, у яких магнітні технології ефективні, а також обґрунтування технічних вимог до магнітних приладів.

Це можна пояснити тим, що, хоча загальна теорія електромагнітних явищ достатньо розвинута, глибокі експериментальні й теоретичні дослідження впливу електромагнітних полів стосовно до проблем видобування нафти поки відсутні.

Для магнітної обробки рідин використовують пристрої як з постійними магнітами, так і пристрої з утворенням магнітних полів за допомогою струмових обмоток. Як правило, використовують неоднорідні поля, які створюються у каналі з проникаючою рідиною. Але мають місце й інші способи обробки, наприклад: обертання ємності з рідиною у площині, паралельній напрямку силових ліній магнітного поля; врахування зміни напрямлення магнітного поля; використання кількох ділянок із магнітними полями на шляху руху рідини. Нарешті, пропонується намагнічувати лише частину об'єму рідини, а потім змішувати її з рештою ненамагніченого об'єму. Цедозволяє збільшити економічність пристрою без втрати загального ефекту.

Апарати для магнітної обробки рідин (АМО) можна класифікувати за кількома ознаками: за способом отримання магнітного поля; за розташуванням магнітів або електромагнітів; за продуктивністю; за напрямлінням вектора магнітного поля відносно до рухомого потоку рідини; за кількістю перетинів магнітного поля та ін. АМО в літературі називають по-різному: магнетізатори; магнітні активатори; магнітрон; пристрої для магнітної обробки і т. ін.

Для створення магнітного поля використовують постійні магніти або електротромагніти з окремих секцій у вигляді обмоток і магнітопроводів. Постійні магніти, безсумнівно, більш прості в експлуатації, тому що не вимагають підгорілки електроенергії, легко монтуються в АМО, не створюють загрози вибуху в присутності займистих газів, мають невисоку вартість. До їх недоліків можна віднести неможливість оперативного настроювання напруженості магнітного поля, зниження індукції при

тривалій експлуатації при високих температурах, вібраціях, ударах.

На відміну від постійних магнітів, електромагніти дозволяють регулювати інтенсивність магнітного поля при зміні параметрів живильного струму в залежності від характеристик потоку й оброблюваної рідини.

Інша група визначається розташуванням магнітів або електромагнітів в середині апарату чи зовні його. У першому випадку ізольовані кожухом магніти або котушки розташовуються усередині корпусу, сам корпус, виконаний з ферромагнітного матеріалу, є магнітопроводом. Перевагою таких апаратів є мале розсіювання поля, компактність, а недоліками – важкий допуск і неможливість експлуатації при високих температурах.

При зовнішньому розташуванні котушок, що створюють магнітне поле (чи магнітів) АМО містить немагнітний корпус й систему секцій електромагнітів і магнітопроводів. Секції виконані в поперечному перерізі напівкільцеві та розташовані попарно зовні корпусу і концентрично йому. При цьому, так само як і в попередньому випадку створюється поперечне однорідне регульоване поле.

При використанні електромагнітів магнітне поле легко демонтується для ремонту та перевірок, витримує високі температури.

Залежно від продуктивності можуть застосовуватися такі типи АМО: магнітний тунель (зовнішнє розташування магнітів), продуктивність до $2 \text{ м}^3 / \text{год}$; АМО середньої продуктивності від 2 до $80 - 100 \text{ м}^3 / \text{год}$. (як зовнішнє, так і внутрішнє розташування магнітів); пошарові апарати вище $80 - 100 \text{ м}^3 / \text{год}$.

Магнітні тунелі можуть застосовуватися в лабораторних дослідженнях і на невеликих установках. Оброблювана рідина проходить діамагнітною трубкою, розташованою між магнітами або котушками електромагнітів. Активна зона в такому апараті – це ділянка трубки, що знаходиться між магнітами. Основною особливістю магнітного тунелю є можливість створення поля високої напруженості. Апарат складається з котушок, розташованих всередині корпусу, виготовленого з ферромагнітного матеріалу. Котушки закріплюються всередині корпусу фіксаторами-сердечниками. Простір між котушками становить зону активного зазору.

АМО середньої продуктивності з внутрішнім розташуванням магнітів (електромагнітів) показаний на рис. 5.4. Рідина при вході в апарат рівномірно і без турбулентності розподіляється по кільцевому простору між корпусом АМО та магнітами (електромагнітами), розміщеними в оболонці. Кільцевий простір є активною зоною і часто називається активним зазором.

Рідина піддається впливу магнітним полем у кільцевому зазорі (рис. 5.5). У пошарових апаратах рідина розподіляється шарами між кільцевими магнітами, при цьому корпус АМО виготовлений з ферромагнітного матеріалу

і служить, таким чином, магнітопроводом (рис. 5.6).

У розглянутих вище типах АМО вектор магнітного поля спрямований перпендикулярно вектору напрямку руху потоку рідини. Більш простим пристроєм є соленоїдальної магнетизатор, що містить порожнистий циліндричний корпус з направляючими, закріпленими всередині його, і з соленоїда зовні. Однак, як свідчить практика, ефективність його ніж розглянутих АМО внаслідок того, то активний простір занадто великий, що створюється магнітне поле невисокою напруженості, а лінії магнітних поля і напрям руху близькі тим більше, чим ближче потік до ламінарного.

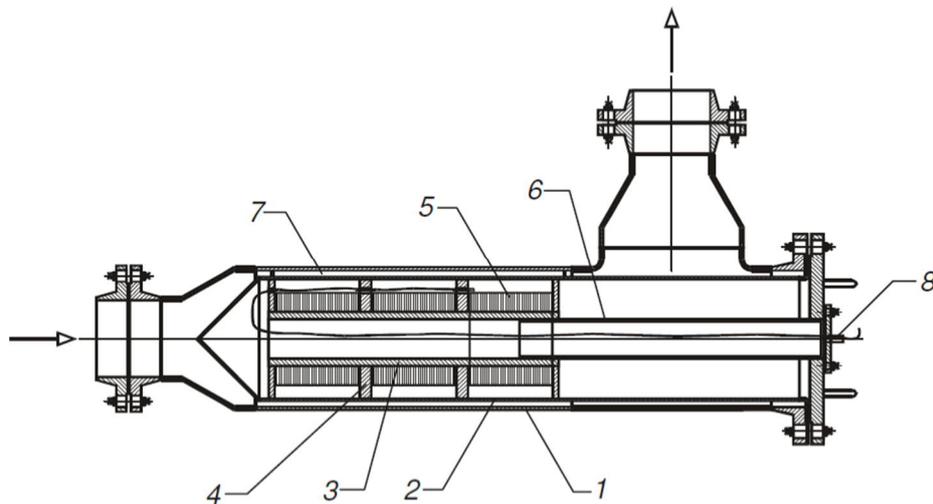


Рис. 5.4 – Апарат з внутрішнім розташуванням електромагнітів: 1 – корпус апарату; 2 – кожух з діамagnetного матеріалу; 3 – сердечник електромагнітів; 4 – полюсні наконечники; 5 - котушки; 6 - тримач електромагнітів; 7 – фіксатори положення кожуха; 8 – електроживлення АМО із зовнішнім розташуванням магнітів

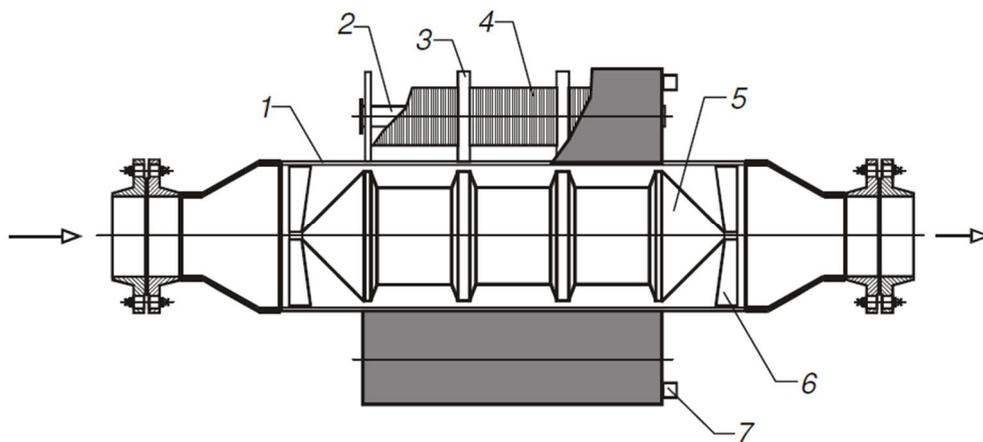


Рис. 5.5 – Апарат із зовнішнім розташуванням електромагнітів: 1 – корпус апарату; 2 – сердечник електромагнітів; 3 – полюсні наконечники; 4 – котушки; 5 – магнітний сердечник; 6 – фіксатор положення магнітного сердечника; 7 – електроживлення

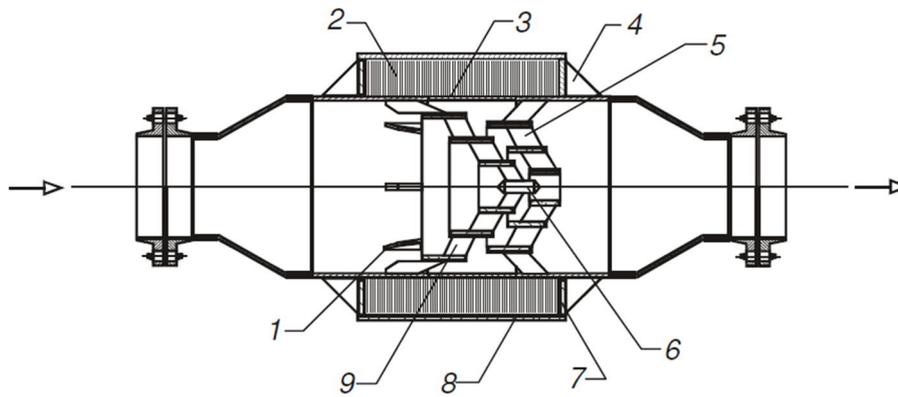


Рис. 5.6 – Пошаровий апарат для магнітної обробки великих потоків рідини:
1 – ліва полярна система; 2 – котушка, що намагнічує; 3 – діамагнітний корпус;
4 – косинка; 5 – права полярна система; 6 – центральний конус; 7 – діамагнітна
обичайка; 8 – хомут; 9 – активний зазор

Класифікація апаратів за кількістю перетинів магнітного поля визначається тривалістю перебування рідини в магнітному полі. Вона, в свою чергу, залежить від кількості перетинів магнітного поля і сумарної довжини активних зон. Створення магнітної індукції, кількості активних зон і їх довжини називається модулем АМО, який часто служить критерієм подібності при проектуванні апаратів.

В останні роки замість металевих пластинчастих шкребків на штангах зміцнюють пластикові скребки (рис. 5.7). Вони одночасно грають роль центраторів. Є інформація, що при використанні скребків-центраторів протирається НКТ.

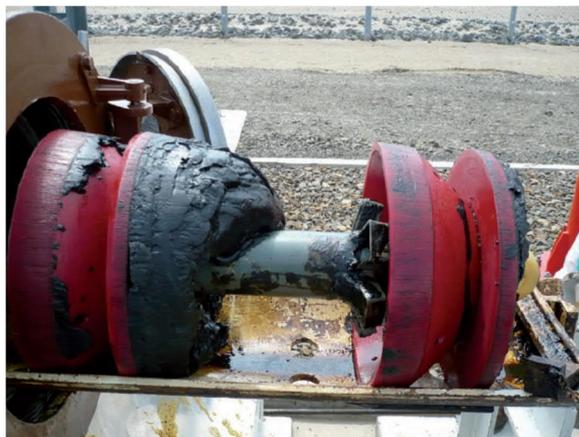


Рис. 5.7 – Скребок для очищення трубопроводів від АСПВ

Як метод запобігання АСПВ слід окремо виділити застосування гладких захисних покриттів з лаків, скла й емалі. При перевезеннях, спускопідйомних операціях і в свердловинах НКТ піддаються значним ударним, розтягуючим, стискаючим, згинаючим і іншим навантаженням. Склояне покриття через його крихкість, значну товщину та відсутність зчеплення з металом труби не надійне й руйнується в процесі спускопідйомних операцій. Останнє призводить до утворення скляних

пробок в колоні НКТ і заклинювання насосів. Крім того, технологія нанесення скляних і емалевих покриттів передбачає нагрів труб до 700 – 800 °С, що викликає незворотні процеси в структурі металу та розплавлення вершин різблень.

На промислах ВАТ «Оренбургнафта» (РФ) були випробувані НКТ з покриттями з бакелітової лаку, бакеліто-епоксидної композиції, епоксидного лаку і склоемалі [4].

Недостатні термо-і морозостійкість епоксидних смол є стримуючим фактором їх широкого застосування. З цих позицій кращими можуть вважатися НКТ, футеровані стеклоемаллю. Міцність і адгезія емалі високі. Відколи в процесі спускопідйомні операцій і транспортування не спостерігаються.

Великий опір стирання, низькі тепло- та електропровідність відкривають великі перспективи впровадження труб з стеклоемалевим покриттям в нафтовидобувній промисловості.

Не дивлячись на ряд різних способів боротьби з АСПВ, наведених вище, на сьогоднішній день проблема з АСПВ на промислах залишається актуальною і вимагає подальшого удосконалення методів її вирішенню. Щорічні дослідження й досвід виявляють як переваги, так і недоліки застосування різних способів боротьби з АСПВ за умов конкретних родовищ.

Як найбільш перспективні способи боротьби з відкладеннями високов'язких часток з існуючих можна виділити: застосування магнітних пристроїв для депарафінації (рис. 5.8) та використання обладнання для електродепарафінації (нагрів, індукція) (рис. 5.9). Такі пристрої не змінюють хімічного складу пластового флюїду, не завдають шкідливого впливу на оточуюче середовище, в більшості випадків можуть встановлюватись у довільному інтервалі підйомника НКТ і мають високу ефективність.



Рис. 5.8 – Магнітний депарафінізатор ГДМ



Рис. 5.9 – Електродепарафінізатор

Магнітні депарафінізатори працюють в постійному режимі. При цьому їх вплив на намагнічування флюїду тим ефективніший, чим більший

сумарний вміст смол та асфальтенів у флюїді, бо парафінові з'єднання характеризуються амагнітними властивостями. На відміну від магнітних депарафінізаторів електричні підігрівачі можуть застосовуватись у періодичному чи постійному режимах, що дозволяє вмикати чи вимикати їх залежно від необхідності.

Як показують дослідження [26] відкладення АСП (асфальто-смоло-парафіністих з'єднань) починаються у свердловинах зазвичай в інтервалі глибин від 1200 м нижче рівня поверхні Землі й вище до рівня 100 – 150 м нижче земної поверхні довжиною стовбура свердловини, що пояснюється сприятливими для відкладень на цьому інтервалі умовами. При цьому на даному інтервалі виникає необхідність застосування обладнання для запобігання АСПВ за довжиною стовбура НКТ.

Слід відмітити, що методики, розроблені для боротьби з АСПВ, рекомендовано використовувати для намагнічування інших рідин, з іншими задачами обробки. Наприклад, намагнічування рідини використовують для зниження корозійної активності рідин, запобігання відкладенню солі на стінках теплообмінників, підвищення класу бетону, обробки вуглеводневого палива для двигунів внутрішнього згоряння тощо.

Отже, на підставі огляду патентів України та інших країн є сенс говорити про ефективність магнітного методу боротьби з АСПВ. Відображена суттєва різниця між пристроями для обробки нафти, палива двигунів внутрішнього згоряння, природного газу й води.

5.3 Розроблення конструкції трубного магнітотеплового депарафінізатора

Недостатня заповненість ринку нафтопромислового обладнання ефективними засобами та комплексами для запобігання АСПВ, а також наявність тенденції до розроблення нових високоефективних комбінованих технологічних комплексів даного призначення, які діятимуть на високов'язкі сполуки безпосередньо чи в комбінації двох і більше способів впливу ставлять завдання проектування та дослідження ефективності роботи багаторівневої системи запобігання АСПВ, що виконана на базі трубних магніто-електричних пристроїв (магнітотеплових депарафінізаторів), яка стаціонарно вклучатиметься до складу труб, дозволить проводити постійний чи періодичний відбір продукції одночасно із їх застосуванням, матиме також конструктивну можливість застосування в складі наземних комплексів з метою зниження рівня АСПВ на стінках робочого обладнання, що перекачується трубопроводами, матиме максимальний рівень уніфікації із стандартизованим обладнанням та високу ефективність роботи. Конструкція розроблюваної багаторівневої системи запобігання асфальто-смоло-парафіністим відкладенням повинна надавати можливість розміщення магнітотеплових депарафінізаторів у зоні з підвищеним рівнем таких відкладень.

Для оптимізації процесу запобігання АСПВ і підвищення ефективності застосування нафтовидобувних глибинонасосних комплексів в ПНТУ розроблена багаторівнева система підігріву труб виконана на базі трубних електричних підігрівачів [27, 28].

Конструкція та принцип функціонування такої системи характеризується наступними перевагами:

- розміщується безпосередньо по довжині інтервалу виникнення АСПВ;

- має електричне живлення, що дозволяє експлуатувати її в постійному чи періодичному режимах;

- встановлюється стаціонарно у складі підйомника НКТ, як його складовий елемент (трубні електричні підігрівачі та електричний кабель живлення монтуються за аналогією УЕВН);

- характеризується аналоговим принципом дії (безпосередній підігрів середовища електронагрівальними елементами), що дає можливість спростити його конструктивне виконання та знизити вартість виготовлення;

- має багаторівневий порядок встановлення підігрівачів кратний до 3 (3-6-9-12), відповідно до кількості жил кабелю живлення КРБК уніфікованого з кабелем живлення УЕВН (3 жили), що дозволяє забезпечувати рівномірність температури розігріву пластового флюїду по інтервалу відкладень високов'язких речовин;

- може застосовуватись як у складі фонтанного підйомника нафтогазової свердловини, так і сумісно з глибинонасосними способами видобування нафти;

- має максимальний ступінь уніфікації з існуючим нафтогазопромисловим обладнанням.

Така кількість переваг робить цю систему боротьби з АСПВ досить перспективною, проте, високий рівень її енергоспоживання (до 90 кВт) і значні втрати теплової енергії через стінки труб та обсадної колони спонукають до проведення подальшої наукової та інженерно-конструкторської роботи з удосконалення багаторівневих систем боротьби з відкладеннями високов'язких часток.

Актуальним є поєднання експлуатаційних і конструкційних переваг найбільш перспективних способів боротьби з АСПВ та запровадження їх в складі багаторівневої системи, яка матиме високу ступінь уніфікації та простоту конструкції, а також виключати переважну кількість недоліків, що притаманні існуючим конструкціям подібного обладнання.

За результатами досліджень [29], а також за промисловими даними видобувних підприємств ПАТ «Укрнафта», НГДУ «Південнооренбургнафта» та ін., відкладення АСПВ починаються зазвичай на інтервалі глибин 900 – 1000 м (в ряді випадків з глибини 1200 м), що пояснюється сприятливими цьому процесу умовами: зниженням температури флюїду до 17 – 20 °С; його розгазуванням на цьому інтервалі;

зниженням тиску та ін. Товщина шару відкладень на внутрішніх стінках НКТ може сягнути рівня 30 мм і більше, аж до повного перекриття прохідного перерізу підйомника. На даному інтервалі виникає необхідність застосування обладнання для запобігання цього явища чи видалення відкладень, що утворились.

Нижче пропонується опис конструкції, принципу роботи та розрахунку багаторівневої системи магнітотеплової депарафінації, що виконана на основі трубних магнітотеплових депарафізаторів (рис. 5.10).

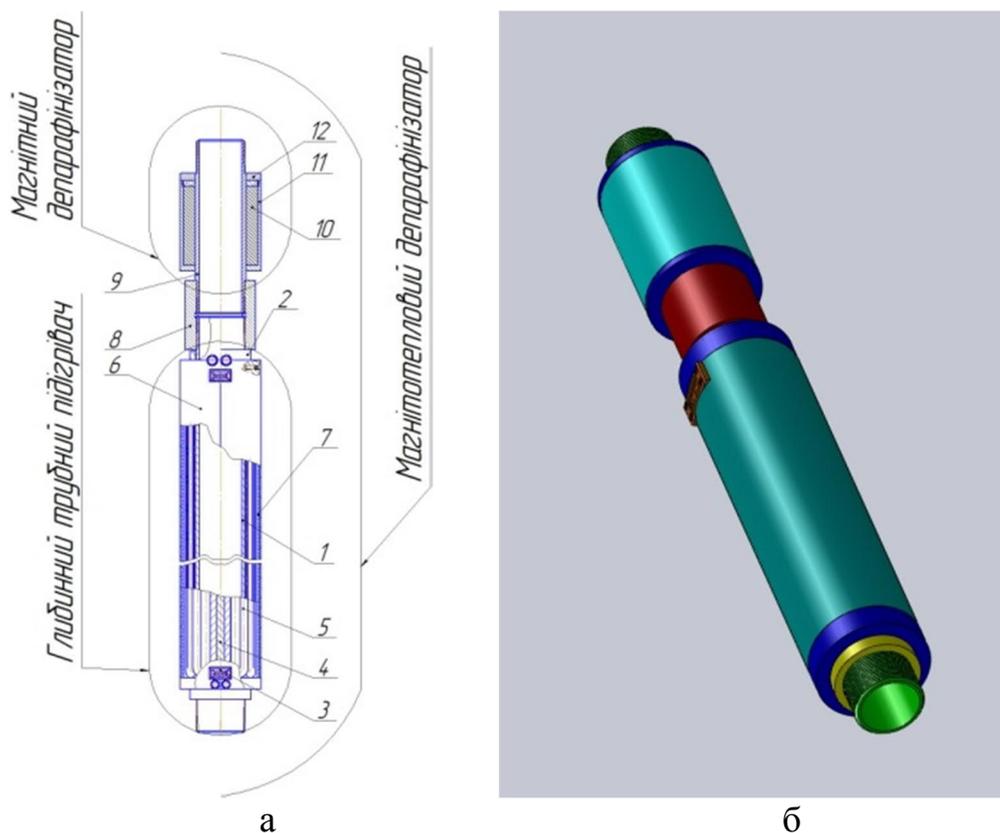


Рис. 5.10 – Конструкція розробленого трубного магнітотеплового депарафізатора: а – конструкція в зборі; 1 – корпус трубний; 2 – шайба затискна; 3 – гніздо штепсельне; 4 – кабель живлення електричний; 5 – елемент нагрівальний; 6 – кожух металевий зовнішній; 7 – кожух ізолювальний; 8 – муфта трубна з'єднувальна; 9 – корпус магнітного депарафізатора; 10 – магніт постійний поздовжній; 11 – корпус магнітного блоку; 12 – кришка затискна; б – загальний вигляд магнітотеплового депарафізатора

Розрахункова модель багаторівневої системи магнітотеплової депарафінації наведена на рис. 5.11. Трубний магнітотепловий депарафізатор складається з двох основних функціональних елементів: глибинного трубного підігрівача та магнітного депарафізатора, з'єднаних муфтою трубною з'єднувальною (рис. 5.11).

Корпус глибинного трубного підігрівача (рис. 5.11) являє собою насосно-компресорну трубу, оснащену з обох боків різьбовими хвостовиками для з'єднання муфтами трубними з'єднувальними 8 з колоною НКТ та її елементами. Елемент нагрівальний 5 являє собою

провідник струму з високим опором, виконаний із ніхромового дроту, розміщеного в кварцовому піску або розплавленому оксиді магнію (електроізоляційному теплопровіднику), які, у свою чергу, розташовані в захисному тугоплавкому кожусі, що укладений уздовж поздовжньої осі корпусу трубного. Елемент нагрівальний 5 фіксується на корпусі трубному 1 за допомогою шайб 2.

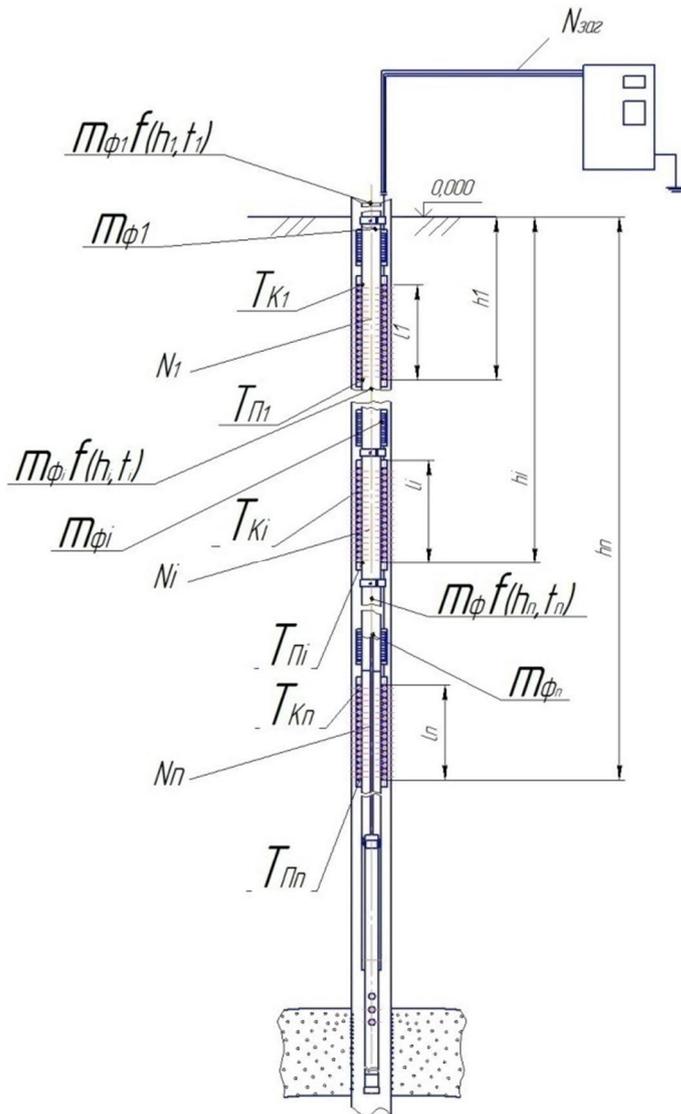


Рис. 5.11 – Розрахункова модель для визначення параметрів роботи багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінаторів для їх кількості $i = 1 \dots n$:
 T_{Pi} – початкова температура на вході до i -го депарафінатора;
 T_{Ki} – кінцева температура пластового флюїду на виході з i -го депарафінатора;
 N_i – потужність, яку споживає i -й підігрівач депарафінатора;
 l_i – довжина i -го підігрівача магнітотеплового депарафінатора; $M_{\phi i}$ – величина магнітного моменту одиниці об'єму пластового флюїду на виході з магнітотеплового депарафінатора;
 $M_{\phi i} f(h_i, t_i)$ – величина магнітного моменту одиниці об'єму пластового флюїду в кінці i -ї ділянки активації;
 $N_{зар}$ – потужність наземної електричної підстанції

На корпусі трубному також розташовані гнізда штепсельні 3, які дозволяють підводити електричний кабель живлення та відводити його далі задля живлення наступних підігрівачів. Гнізда штепсельні мають відведення для живлення елемента нагрівального 5, а також з'єднані між собою трьохжильним кабелем електричним 4, жили якого розташовані в термоізоляційному кожусі. Задля забезпечення механічного захисту елемента нагрівального 5 від негативної дії зовнішніх факторів призначений кожух металевий зовнішній 6 між яким і елементом нагрівальним 5 розміщується ізолювальний кожух 7, який мінімізує теплові втрати від роботи глибинного трубного підігрівача.

У трубному магнітотепловому депарафінізаторі за допомогою муфт трубних з'єднувальних 8 до глибинного трубного підігрівача кріпиться магнітний депарафінізатор (рис. 5.11), що складається з корпусу 9, який з обох боків оснащений різьбовими хвостовиками для з'єднання муфтами трубними з'єднувальними 8 з колоною НКТ. На зовнішній поверхні корпусу 9 розміщується корпус магнітного блоку 11. Між ними закладені магніти постійні поздовжні 10. Вони затиснуті кришкою затискною 12.

Робота трубного магнітотеплового депарафінізатора (рис. 5.11) відбувається наступним чином. Пристрій встановлюється як складова частина підйомника НКТ в інтервалі, в якому спостерігаються АСПВ. На зовнішній поверхні НКТ розміщується кабель живлення електричний 4, який подає напругу до елемента нагрівального 5 та під'єднується до підігрівача через гніздо штепсельне 3. Пластовий флюїд, який містить нафту, супутню воду та високов'язкі сполуки, рухаючись вертикально колоною НКТ, потрапляє до внутрішньої порожнини трубного магнітотеплового депарафінізатора. Під час проходження внутрішньої порожнини трубного підігрівача відбувається підвищення температури флюїду до величини, при якій відбувається активація коливальних рухів його молекул та розрідження високов'язких часток.

Надалі пластова продукція потрапляє до внутрішньої порожнини магнітного депарафінізатора, де піддається багаторазовому перемагнічуванню. Після попереднього розігріву в глибинному трубному нагрівачі та проходження внутрішньої камери магнітного депарафінізатора у флюїді спостерігається процес ферритизації – утворення ферромагнітних центрів внутрішньої кристалізації, які характеризуються визначеною величиною магнітного моменту та стають основою для налипання високов'язких часток. Такі центри дозволяють виносити з потоком нафтопродуктів високов'язкі сполуки і руйнувати елементи АСПВ, які вже відклалися на стінках свердловинного обладнання.

Під час подальшого руху флюїду підйомником НКТ відбувається поступове зниження його температури та величини магнітного моменту, який був одержаний ним в магнітотепловому депарафінізаторі. З метою відновлення величини цих показників до складу підйомника включенні декілька інтервалів, на початку яких розміщені магнітотеплові депарафінізатори. Такий принцип розміщення дозволяє здійснювати піднімання пластового флюїду на стабільних режимах запобігання АСПВ, при яких величина магнітного моменту та рівень ферритизації його елементів знаходяться в діапазоні оптимальних значень для мінімізації АСПВ.

При цьому, на відміну від багаторівневої системи підігріву підйомника НКТ, в такій системі, виконаній на базі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, знизиться рівень енергоспоживання, бо основним призначенням підігрівачів є не утримання температури по довжині підйомника в діапазоні 70 – 85 °С, а індивідуальний розігрів

пластового флюїду в трубному магнітотепловому депарафінізаторі до 60 – 70 °С з метою активізації процесу ферритизації та утворення центрів налипання високов'язких часток, які виносяться потоком флюїду.

Наступні розміщені по довжині підйомника НКТ магнітотеплові депарафінізатори виконують роль депарафінізаторів процесу ферритизації. При цьому, нагрівачі у складі магнітотеплових депарафінізаторів можна використовувати як в періодичному, так і в постійному режимах, тоді як магнітні депарафінізатори працюють постійно.

Основними робочими характеристиками розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, є наступні:

- сумарна споживана потужність, яку повинна забезпечувати наземна електрична підстанція для живлення обладнання, $N_{заг}$, Вт;

- потужність, яку споживатиме i -й глибинний трубний підігрівач у складі магнітотеплового депарафінізатора в процесі теплової підготовки пластового флюїду, N_H , Вт;

- середня величина магнітного моменту в підйомнику НКТ, $m_{ф.сер.}$, А·м²;

- коефіцієнт теплових втрат підігрівачів магнітотеплових депарафінізаторів, ε ;

- повнота виведення високов'язких елементів зі свердловинного простору на земну поверхню, η_g ;

- геометричні та вагові характеристики як окремих елементів, так і в цілому розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ.

Сумарна споживана потужність, яку повинна забезпечувати наземна електрична підстанція для живлення обладнання розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, визначатиметься з виразу

$$N_{заг} = \sum_{i=1}^n (N_i + N_{к.е.}), \quad (5.1)$$

де N_i – потужність, яку споживатиме i -й нагрівач трубного магнітотеплового депарафінізатора, Вт; $N_{к.е.}$ – втрати потужності в лінії живлення i -го нагрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора, Вт.

Потужність, яку споживатиме i -й підігрівач трубного магнітотеплового депарафінізатора

$$N_i = \frac{c \cdot G_i (T_{Ki} - T_{Pi})}{t_i \cdot \varepsilon_i}, \quad (5.2)$$

де c – питома теплоємність пластового флюїду, Дж/(кг·Град.); G – маса середовища у внутрішній порожнині i -го підігрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора

$$G_i = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot l_{ni} \cdot \rho_{пл.ф.}}{4}, \quad (5.3)$$

де $d_{вн}$ – внутрішній діаметр камери корпусу трубного магнітотеплового депарафінізатора, м; l_{ni} – довжина підігрівача i -го підігрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора, м; $\rho_{пл.ф.}$ – середня щільність пластового флюїду на ділянці підігріву, кг/м^3 ; T_{Ki} – кінцева температура пластового флюїду на виході з i -го підігрівача, $^{\circ}\text{C}$; T_{Pi} – початкова температура пластового флюїду на вході до i -го підігрівача, $^{\circ}\text{C}$; t_i – час проходження потоком рідини i -го підігрівача, с; ε – коефіцієнт теплових втрат i -го підігрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора.

Втрати потужності в лінії живлення електричного i -го підігрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора

$$N_{к.е.i} = I_i^2 R_i, \quad (5.4)$$

де I_i – робочий струм в i -му підігрівачі трубного магнітотеплового депарафінізатора, А; R_i – опір лінії живлення i -го підігрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора

$$R_i = \frac{r_{ii}}{s} \cdot l, \quad (5.5)$$

де s – площа перерізу жили лінії живлення, мм^2 ; l – довжина лінії живлення i -го підігрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора, м; r_{ii} – питомий опір кабелю при середній температурі в інтервалі розміщення i -го підігрівача трубного магнітотеплового депарафінізатора

$$r_{ii} = r_{20} (1 + a [T_{c.св.i} - 20]), \quad (5.6)$$

де r_{20} – еталонний питомий опір матеріалу лінії живлення за 20°C , $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$; a – коефіцієнт впливу теплового потоку на опір лінії живлення для i -го матеріалу.

Отже, після перетворення, загальний вираз з визначення сумарної споживаної потужності, яку повинна забезпечувати наземна електрична підстанція для живлення обладнання розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, буде мати вигляд

$$N_{заг} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{c \cdot \pi \cdot d_{вн}^2 \cdot l_{ni} \cdot \rho_{пл.ф.} (T_{Ki} - T_{Pi})}{4 \cdot t_i \cdot \varepsilon_i} + \frac{I_i^2 \cdot r_{20} (1 + a [T_{c.св.i} - 20]) \cdot l}{s} \right). \quad (5.7)$$

Середня величина магнітного моменту в підйомнику НКТ на інтервалі відкладення АСПВ визначається з виразу

$$m_{\phi \text{ сеп.}} = \frac{\sum_{i=1}^n m_{\phi i \text{ сеп.}}}{n}, \quad (5.8)$$

де $m_{\phi i \text{ сеп.}}$ – середній магнітний момент в підйомнику НКТ на i -тій ділянці, $\text{А} \cdot \text{м}^2$; n – кількість ділянок з намагнічування пластового флюїду.

Середній магнітний момент в підйомнику НКТ на i -тій ділянці визначається з виразу

$$m_{\phi i \text{ сep.}} = \frac{m_{\phi i.} + m_{\phi i.к}}{2} = \frac{m_{\phi i.} \left[1 + k_{\text{розс}} (f(h_i, t_i)) \right]}{2}. \quad (5.9)$$

Таким чином,

$$m_{\phi \text{ сep.}} = \frac{\sum_{i=1}^n m_{\phi i.} \left[1 + k_{\text{розс}} (f(h_i, t_i)) \right]}{2 \cdot n}, \quad (5.10)$$

де $k_{\text{розс}}$ – коефіцієнт розсіювання магнітного моменту елементів потоку пластового флюїду, який є функцією від відстані, яку він пройшов у внутрішній порожнині НКТ та часу, за який було здійснено його переміщення – $f(h_i, t_i)$.

Важливими для забезпечення оптимальних параметрів роботи розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на базі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, є такі показники, як: ε – коефіцієнт теплових втрат підігрівачів магнітотеплових депарафінізаторів; $k_{\text{розс}}$ – коефіцієнт розсіювання магнітного моменту елементів потоку пластового флюїду.

Коефіцієнт теплових втрат підігрівачів магнітотеплових депарафінізаторів визначається з виразу

$$\varepsilon = 0,5 \left(1 + \left[1 - \frac{R_1}{R_2} \right] \right), \quad (5.11)$$

де R_1 – теплопровідність матеріалу корпусу трубного, Вт/(м²·К); R_2 – теплопровідність ізолювального кожуху разом із зовнішнім металевим кожухом підігрівача, Вт/(м²·К).

Розрахункова модель для визначення коефіцієнту теплових втрат підігрівачів магнітотеплових депарафінізаторів наведена на рис. 5.12, відповідно до якого:

$$R_1 = a_1 d_2 + 2 \frac{\lambda_1}{\ln \frac{d_1}{d_2}} + a_2 d_1; \quad (5.12)$$

$$R_2 = a_3 d_3 + 2 \frac{\lambda_2}{\ln \frac{d_4}{d_3}} + 2 \frac{\lambda_3}{\ln \frac{d_5}{d_4}} + 2 \frac{\lambda_4}{\ln \frac{d_6}{d_5}} + 2 \frac{\lambda_5}{\ln \frac{d_7}{d_6}} + 2 \frac{\lambda_6}{\ln \frac{d_8}{d_7}} + a_4 d_8, \quad (5.13)$$

де a_i – коефіцієнт теплопередачі матеріалу i -го елемента, Вт/(м²·К); d_i – діаметр відповідного елемента розрахункової моделі ($i=1-8$), м; λ_i – коефіцієнт теплопровідності матеріалу i -го елемента, Вт/(м·К).

Кількість трубних підігрівачів, потужність кожного з них та відстань між ними підбираються за умови забезпечення середньої температури в

інтервалі підйомника НКТ, на якому спостерігаються АСПВ, вищої за лабораторно визначений рівень температури застигання відкладень. За даними [31, 32] значення $T_{сер}$ коливається від $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $76\text{ }^{\circ}\text{C}$.

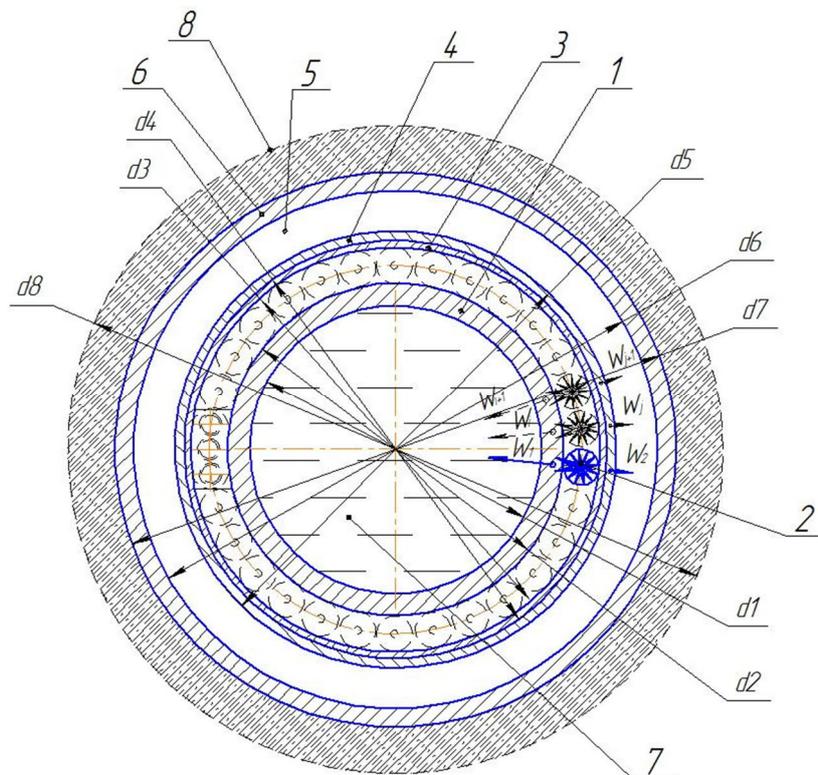


Рис. 5.12 – Розрахункова модель для визначення коефіцієнта теплових втрат підігрівачів магнітотеплових депарафінізаторів: 1 – корпус трубний; 2 – елемент нагрівальний; 3 – кожух теплоізоляційний; 4 – кожух металевий зовнішній; 5 – міжколонний простір; 6 – колона обсадна; 7 – пластовий флюїд; 8 – зона цементажу; d_i – діаметр відповідного елемента розрахункової моделі ($i=1-8$); W_i – тепловий потік від елементів нагрівальних (W_1 – частка теплового потоку, який спрямовується до внутрішньої порожнини НКТ); W_2 – частка теплового потоку, який втрачається назовні

Для утримування необхідного рівня температури та магнітного моменту у внутрішній порожнині колони НКТ у складі багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, пропонується використовувати зовнішні ізолювальні кожухи, які закріплюються:

- на зовнішній поверхні НКТ на інтервалах між рівнями розміщення магнітотеплових депарафінізаторів за принципом кріплення електричного кабелю занурюваних відцентрових електронасосних установок – за допомогою клямс;

- в підігрівачах магнітотеплових депарафінізаторів (рис. 5.12) між елементами нагрівальними 2 та кожухом металевим зовнішнім 4.

В табл. 5.1 наведені значення коефіцієнту теплових втрат через елементи розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ,

виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, оснащеної різними типами зовнішніх ізолювальних кожухів.

Таблиця 5.1 – Значення коефіцієнту теплових втрат через елементи розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на базі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, оснащеної різними типами зовнішніх ізолювальних кожухів

№	Тип конструкції	Значення коефіцієнту теплових втрат, ϵ
1	Два шари алюмінієвої фольги товщиною 0,5 мм з шаром азбесту між ними 3,5 мм	0,85
2	Два шари алюмінієвої фольги товщиною 0,5 мм з шаром мінеральної вати між ними 3,5 мм	0,87
3	Скломітка, що покрита з двох боків алюмінієвою фольгою – «Армофол» товщиною до 1 мм	0,88
4	Лист «K-SHIELD FIREWRAP», металізований, багат шаровий, товщиною 4,5 мм	0,90

Зважаючи на високу теплоутримувальну здатність і на найменші показники товщини шару, в якості матеріалу для ізолювальних кожухів для розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на базі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, пропонується використати тепловідбиваючий ізолюючий матеріал, який виробляють на основі скломітки, яка покривається алюмінієвою фольгою з двох боків – «Армофол». Такий матеріал витримує температури до +20°C та має високу хімічну й механічну стійкість.

Додатково цей матеріал володіє здатністю до утримування у внутрішній порожнині трубопроводів магнітних і радіаційних випромінювань, що дозволить максимально довго утримувати магнітний момент, який було надано магнітотепловими депарафінізаторами часткам пластового флюїду. Це дозволить мінімізувати кількість магнітотеплових депарафінізаторів у складі багаторівневої системи запобігання АСПВ.

Важливою характеристикою, яка характеризує ефективність роботи розробленої системи, є також η_e – повнота виведення високов'язких елементів із свердловинного простору на земну поверхню, яка визначається з виразу

$$\eta_e = \frac{\delta_{acn\epsilon B}}{\delta_{acn\epsilon \Gamma}} \cdot 100\%, \quad (5.14)$$

де $\delta_{acn\epsilon B}$ – вміст АСПВ на вибої свердловини, г/дм³; $\delta_{acn\epsilon \Gamma}$ – вміст АСПВ на гирлі свердловини, г/дм³.

При цьому, значення $\delta_{асн\ i}$ визначається шляхом відбору відповідних проб і проведення хроматографічного аналізу чи застосування фільтраційного методу.

Ефективною роботою розробленої багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, можна вважати при забезпеченні показника η_e близького до рівня 95 – 98%.

До геометричних і вагових характеристик багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, можна віднести наступні:

– для магнітотеплового депарафінізатора: довжина – 9,5 м; типорозмір труби НКТ для виготовлення корпусу – 89 мм; зовнішній діаметр магнітотеплового депарафінізатора – 130 мм; тип електроживлення – змінний або постійний струм напругою 220/380 В; температура розігріву пластового флюїду максимальна – 90 °С (номінальна – 75 °С); споживана потужність на максимальному режимі розігріву пластового флюїду – 15 – 18,5 кВт.

– для багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів: загальний інтервал розміщення – 1000 м; кількість магнітотеплових депарафінізаторів – кратне до 3-х (3-6-9-12); тип експлуатації під напругою – постійний/періодичний.

Отже, результатами досліджень є наступні положення:

1. Обґрунтована конструкція багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації;

2. Розроблена конструкція магнітотеплового депарафінізатора, який є складовою частиною багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації;

3. Обґрунтована розрахункова модель для визначення параметрів роботи багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації, оснащеної ізолюючими кожухами та її тепломагнітних деемульсаторів;

4. Надані рекомендації із застосування матеріалів для виготовлення теплоізолювальних кожухів багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації;

5. Наведені основні технічні показники магнітотеплових депарафінізаторів та багаторівневої системи запобігання АСПВ, виконаної на їх базі.

Висновки за розділом 5

1. Розроблення та впровадження у виробництво багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації, виконаної на базі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, дає можливість підвищити ефективність боротьби з асфальто-смоло-парафіновими відкладеннями під

час видобування вуглеводневої сировини та її подальшого транспортування наземними трубопроводами.

2. Розроблені конструкції магнітотеплових депарафінізаторів дозволять використовувати їх одночасно з експлуатацією глибинонасосної техніки чи за умов експлуатації фонтануючої нафтової свердловини.

3. Запропонована конструкція багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації, виконаної на базі трубних магнітотеплових активаторів, споживатиме на 45...50% меншу потужність за подібну за розташуванням багаторівневу систему підігріву, котра застосовує принцип прямого підігріву продукції свердловин.

4. Принцип роботи багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації, виконаної на базі трубних магнітотеплових активаторів, дасть можливість надавати пластовому флюїду таких властивостей, при яких запобігати АСПВ можна буде навіть після потрапляння флюїду до системи маніфольду.

5. Нове обладнання дозволяє використовувати трубні магнітотеплові депарафінізатори як в режимі увімкнених підігрівачів, так і в режимі намагнічування без теплової підготовки пластового флюїду. Можливий також періодичний режим експлуатації розробленої системи.

6. Запровадження багаторівневої системи магнітотеплової депарафінізації, виконаної на основі трубних магнітотеплових активаторів, дасть можливість компенсувати дефіцит подібного обладнання на ринках нафтовидобувних країн.

Список використаних літературних джерел до розділу 5

1. Голонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти / П.П. Голонский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 88 с.

2. Депарафинизаторы. – <http://www.metalop.ru/magnit4.htm>.

3. Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

4. Карпов Б.В. Предупреждение парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложненных условиях путем применения магнитных устройств / Б.В. Карпов, В.П. Воробьев, В.Т. Казаков и др. // Нефтепромышленное дело. – 1996. – № 12. – С. 17 – 18.

5. Ковач В.И. Магнитная активация жидкости как метод защиты от коррозии / В.И. Ковач, В.В. Аливанов, В.В. Шайдаков // Нефтяное хозяйство. – 2002. – 45 с.

6. Лесин В.И. Магнитные депарафинизаторы нового поколения / Изобретения и рациональные предложения в нефтегазовой промышленности. – 2001. – № 1. – С. 18 – 20.

7. Люшин С.В. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах / С.В. Люшин, Н.Н. Репин // Сб. «Борьба с отложениями парафина». – М.: Недра, 1965. – 340 с.
8. Магнитный депарфинизатор «Магнолеум». – [http:// www. mte. gov. ru./ntp/new borud/rka/rka.htm](http://www.mte.gov.ru./ntp/newborud/rka/rka.htm).
9. Малышев А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиноотложением / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин, Г.В. Шевченко // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 62 – 69.
10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
11. Magnetic field influence technologies on high-paraffin crude oil in the pipeline with different caliber / O.I. Nalyvaiko, Yu.L. Vynnykov, L.G. Nalyvaiko, R.V. Petrash, N.V. Ichanska, V.V. Chyhyriov // Academic Journal. Series: Industrial Machine Building, Civil Engineering. – Poltava: Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University. – 2018. – Is. 1 (50)'. – P. 208 – 213
12. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – Учебник / В.С. Бойко. – М.: ИСДО, 1995. – 496 с.
13. Вопросы теории и практики магнитной обработки воды и водных систем / Сб. тр. 2-го всес. совещ. – М.: «Цветметинформация», 1971. – 316 с.
14. Справочник по нефтегазовому делу / Под общ. ред. докт. техн. наук В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремийчук. – М.: Львов, 1996. – 620 с.
15. Системы с постоянными магнитами для магнитной обработки добываемой нефти, способствующей уменьшению твердых отложений / Н. Михайеску, С.Александру, В. Каппсл и др. / Материалы XIII межд. конф. по постоянным магнитам. г. Суздаль. – М.: Ада-мегатех, 2000. – С. 216 – 217.
16. Комплексное воздействие виброструйной магнитной активации и присадок различного типа для удаления асфальтосмолопарафинных отложений / И.В. Прозорова, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина и др. // Нефтяное хозяйство. – М., 2000. – № 50. – С. 102 – 104.
17. Классен В.И. Омагничивание водных систем / В.И. Классен. – М.: Химия. – 1982. – 412 с.
18. Лесин В.И. Физико-химическая модель изменения нефтесодержащих свойств воды после ее магнитной обработки / В.И. Лесин // Нефтепромысловое дело. – М., 2001. – № 50. – С.15 – 17.
19. Марьин В.И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПВ при добыче нефти / В.И. Марьин, В.А. Акчурин, А.Г. Демахин. – Саратов: Изд-во ГОС УНЦ «Колледж». – 2001. – 168 с.
20. Особенности применения магнитной обработки закачиваемых агентов для повышения приемистости нефтяных пластов / В.И. Лесин, А.Я. Хавкин, А.Г. Дюнин и др. / Нефтепромысловое дело. – М., 1993. – №50. – С. 39 – 43.
21. Онищенко А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа

/ Учебн. пособие // А.Г. Онищенко, А.М. Матвиенко. – Полтава: ПолтНТУ. – 2009. – 409 с.

22. О повышении приемистости нагнетательных скважин с помощью магнитных устройств в НГДУ «Иркеннефть» / Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №50. – С. 24 – 25.

23. Пат. США 5238558, кл. C02F 1/48, 14.08.93. Magneto-hydrodynamic fluid treatment system.

24. Пат. США 5037546, кл. C02F 1/48, 14.08.93. Permanent magnetic power cell circuit for treating fluids to control mineral scale and scale induced corrosion in pipe and fluid flow systems.

25. Пат. Англии 2064504, кл. C02F 1/48, 14.08.93. Device for the magnetic treatment of fluids.

26. Тронов В.П. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений / В.П. Тронов, И.А. Гуськова // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №4. – С. 24 – 25.

27. Matvienko A.M. The substantiation of construction, peculiarities of assembling and calculating multi-level system of heating of reservoir products conducted on the basis of “DTH” deep pipe heaters / A.M. Matvienko // Scientific bulletin of national mining university scientific and technical journal. – 2016. – №3 (153). – P. 54 – 60.

28. Matvienko A.M. Multilevel system of magnet and thermal deparafinization with external insulating coatings / A.M. Matvienko, V.M. Savik, P.O. Molchanov // Naukovij visnik nacional'nogo gornichogo universitetu. – №3 (165). – Dnipro, 2018. – P. 36 – 44. – doi:10.29202/nvngu/2018-3/2

29. Комбинированная очистка многокомпонентных сточных вод: Высокотемпературная гидротермическая ферритизация осадков / О. Ковалева // STUDIA UNIVERSITATIS. – Revistă științifică a Universității de Stat din Moldova, 2012, nr. 6 (56). – P. 55 – 64.

30. Михайеску Н. Системы с постоянными магнитами для магнитной обработки добываемой нефти, способствующие уменьшению твердых отложений / Н. Михайеску, С. Александру, В. Каппел и др. // Материалы XIII Междунар. конф. по постоянным магнитам, Суздаль. – М.: АДА-Мегатех, 2000. – С. 216 – 217.

31. http://www.ocher.ru/prod_neft.html.

32. Пат. 63250 Україна. Глибинний електричний нагрівник / Б.О. Коробко, А.М. Матвієнко, П.В. Туржанський; Заявник і правовласник: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка – №201014981; заявл. 13.12.2010; опубл. 10.10.2011.

РОЗДІЛ 6 ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

6.1 Умови експлуатації нафто-газотранспортної системи Полтавської області. Аналіз корозійної активності ґрунтів в Полтавській області

Магістральні нафтопроводи експлуатуються в природних умовах, головним чином, під землею. Тому вони підлягають впливу підземної корозії, яка значною мірою визначається ґрунтовою корозією. Щорічні втрати металу внаслідок протікання ґрунтової корозії досягають 4%.

Ґрунтовій корозії піддаються трубопроводи різного призначення, резервуари, палі, опори, кабелю, обсадні труби свердловин, всякого роду металоконструкції, котрі експлуатуються в ґрунті. Ґрунтові умови, в яких експлуатуються підземні споруди, досить неоднакові.

Процес корозії трубопроводів у підземних умовах зумовлений великою кількістю фізичних і фізико-механічних факторів, які визначають її інтенсивність. Ґрунт, як середовище в якому відбувається процес корозії, характеризується різноманітними взаємозв'язаними та динамічними параметрами. Складний взаємозв'язок цих параметрів призводить до того, що той чи інший параметр при різному поєднанні може не тільки змінювати інтенсивність впливу, але й змінювати напрямок впливу, тобто в одному випадку може прискорювати, а в іншому – гальмувати корозійний процес.

Дослідження корозійних властивостей ґрунтів за умов експлуатації нафто-, газотранспортної системи Полтавської області є особливо актуальним питанням, оскільки мережа трубопроводів є розгалуженою, а ґрунти, в яких вони пролягають, є надзвичайно різноманітними за своїм типом, механічним складом й іншими властивостями. До того ж, узагальнених праць з цього питання, зокрема для Полтавської області, не існує. Дослідження корозійних властивостей ґрунтів в комплексі з іншими дослідженнями дасть змогу визначити потенційні небезпечні ділянки місцевості і трубопроводів, дозволить попередити виникнення аварійних ситуацій та негативних впливів на довкілля шляхом вчасного вжиття необхідних заходів. Отже, дослідження та аналіз корозійної активності ґрунтів Полтавщини є важливою і актуальною задачею.

Ґрунтовий покрив Полтавської області, зокрема і тип ґрунтів, зумовлений помірним континентальним кліматом, лісовою та степовою рослинністю, різноманітністю рельєфу, ґрунтового зволоження та має територіальні відмінності, що дає підстави виділити в області 4 ґрунтово-кліматичні зони.

У західній лісостеповій зоні (Гадяцький, Гребінківський, Лохвицький, Лубенський, Оржицький, Пирятинський і Чорнухінський райони) переважають чорноземи глибокі малогумусні, здебільшого легко- та середньосуглинисті, поширені опідзолені деградовані суглинкові ґрунти

легкого механічного складу і змиті чорноземи, а також сірі опідзолені ґрунти.

У східній лісостеповій зоні (В. Багачанський, Глобинський (крім південно-західної частини), Диканський, Зінківський, Котелевський, Миргородський, Полтавський, Решетилівський, Чутівський, Шишацький, Хорольський (крім західної частини) райони) найбільш поширені ґрунти – чорноземи глибокі мало- і середньогумусні середньоглинисті, друге місце за площею займають суглинисті ґрунти і опідзолені чорноземи. В долинах річок – дернові піщані та глинисто-піщані ґрунти. Зустрічаються чорноземно-лучні ґрунти, частково солонцюваті та солончакові.

У перехідній південній зоні (Карлівський, Кобеляцький, Козельщинський (південно-східна частина), Кременчуцький (правобережна частина), Машівський і Новосанжарський райони) поширені найбагатші ґрунти Полтавщини – чорноземи типові потужні середньогумусні. Також наявні чорноземи глибокі середньо- та малогумусні легкого або середнього механічного складу, зустрічаються чорноземи солонцюваті.

У південно-західній зоні на солонцюватих ґрунтах (Глобинський (південно-західна частина), Козельщинський (крім південно-східної частини), Кременчуцький (крім правобережної частини), Семенівський, Хорольський (західна частина) райони) ґрунтовий покрив представлений переважно чорноземами глибокими, залишково- і слабосолонцюватими. Іноді зустрічаються засолені, лучні і болотні солонцюваті та солончакові ґрунти.

Загалом ґрунтовий покрив Полтавської області досить строкатий: виділяють 13 типів і 20 підтипів ґрунтів. Найбільш поширеними в області є різних видів чорноземи (майже 2/3 території області, 93 %) і опідзолені ґрунти (сірі лісні, 2,6 %). Серед чорноземів основними є чорноземи типові та звичайні мало- і середньогумусні на лесових породах (59,5 %) [1].

Саме чорноземи та підзоли – є найнебезпечнішими у корозійному відношенні. Так, високу корозійну активність по відношенню до сталей має багатий чорнозем, що містить органічні кислоти, і підзол, в якому сталь кородує в 5 разів швидше, ніж в інших ґрунтах. Торф'яники та ґрунти, забрудненні сміття, вапном, шлаком, також є висококорозійними.

Не дивлячись на те, що штучні та насипні ґрунти зустрічаються рідко, саме вони повинні розглядатися як особливо корозійно-небезпечні.

Середню корозійність мають бідні чорноземи, солончакові і вапнякові ґрунти, що також наявні на Полтавщині, але меншою мірою [2].

Розглянувши лише типи ґрунтів, бачимо, що на території Полтавської області є умови для розвитку й протікання корозійних процесів на нафто-, газопроводах. Це зумовлює необхідність проведення досліджень корозійної активності ґрунтів області.

За механічними складом на Полтавщині присутні піщані, глинисто-піщані, легко-, середньо- і важко суглинисті ґрунти.

Піщані ґрунти зустрічаються в заплавах та в прибережних зонах річок Псел, Ворскла і Оріль, а також на берегах Дніпродзержинського і Кременчуцького водосховищ поблизу міст Горішні Плавні і Кременчук. Торф'яно-болотні ґрунти та торф'яники низинні є в заплавах річок Оржиця, Удай та Хорол. Легкосуглинисті ґрунти знаходяться в основному на північному заході, важкосуглинисті – на сході. Середньосуглинисті ґрунти займають більшу частину території області, головним чином центральну. Загалом, у Полтавській області переважають важкі та середні суглинки.

За механічним складом висококорозійними є важкі глинисті ґрунти, які тривалий час утримують вологу, середньокорозійними – легкі глинисті, практично інертними в корозійному відношенні – піщані та піщано-глинисті.

На рис. 6.1 приведено типи та механічний склад ґрунтів Полтавщини, через які проходять магістральні нафтопроводи.

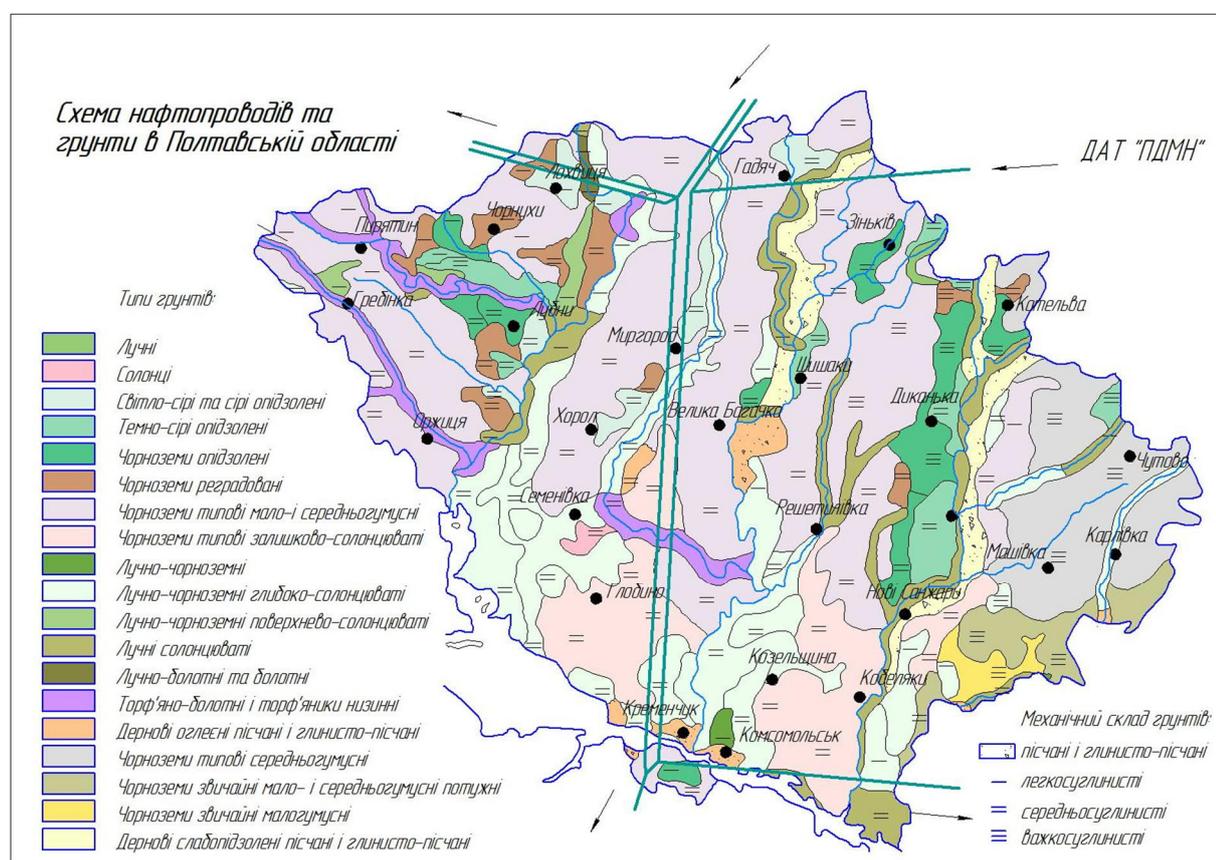


Рис. 6.1 – Типи та механічний склад ґрунтів Полтавської області

У Полтавській області магістральні нафто-, газопроводи проходять через різні типи ґрунтів неоднакові за механічним складом. Їх аналіз вказує на те, що можливість протікання корозійних процесів у ґрунтових умовах Полтавщини достатньо великий, оскільки в області на значних територіях наявні ґрунти, які є корозійно-небезпечними. Це чорноземи, підзоли, важкі суглинки, у заплавах річок – торфовища.

Корозійна агресивність ґрунту залежить від багатьох факторів: вологість, аерація, пористість, рН, наявність розчинених солей, електропровідність.

Кислотність ґрунтів зумовлена наявністю іонів гідрогену, концентрація яких виражається величиною рН. Величина рН в ґрунті змінюється в залежності від загальної мінералізації ґрунтових вод і наявності в них карбонатної і мінеральних кислот, кислих і основних солей. За величиною рН розрізняють ґрунти: сильнокислі (3 – 4,5), кислі (4,5 – 5,5), слабкокислі (5,5 – 6,5), нейтральні (6,5 – 7,0), слабколужні (7,0 – 7,5), лужні (7,5 – 8,5), сильнолужні (більше 8,5). Для більшості ґрунтів значення рН становить 6,0–7,5. Висококорозійними є ґрунти, рН яких сильно відрізняється від даного значення. До них відносяться торф'яні, болотисті ґрунти, значення рН яких складає 3–6, також лужні солончаки і суглинки з рН ґрунту 7,5–9,5.

Дуже агресивним середовищем по відношенню до сталей є чорнозем, що містить органічні кислоти. Один з найбільш агресивних ґрунтів – підзоли. Сталь у підзолі кородує в 5 разів швидше, ніж в інших ґрунтах.

Для Полтавської області значення рН ґрунтів наведено у табл. 6.1.

**Таблиця 6.1 – Значення рН ґрунту Полтавщини
(за аналізом літературних джерел)**

Ґрунти	рН
Чорноземи типові мало- і середньо-гумусні потужні	5,9–6,7
Чорноземи залишково-солонцюваті потужні; солонцюваті; солончакуваті та осолоділі	6,1 – 6,9 верхній шар 6,9 – 7,2 нижній шар
Чорноземи звичайні	6,3 – 7, 0
Сірі лісові та інші опідзолені ґрунти.	5,8 – 6,2
Лучно-чорноземні солонцюваті, місцями осолоділі	6,7 – 7,4
Лучні (в т.ч. солонцюваті) і алювіальні лучні	6,7 – 7,4
Лучно-болотні, більшою мірою солонцюваті	7,2
Болотні; торфувато- та торфово-болотні	7,1 – 7,2
Торфовища	кислі
Дерново-підзолисті	5,3 – 6,0

Трубопроводи в більшості прокладені в неоднорідних за кислотністю ґрунтах.

Для характеристики корозійної активності ґрунтів недостатньо оперувати тільки значенням рН, оскільки рН вказує лише на активність іонів Гідрогену в ґрунтовому розчині, але не вказує на кількісний вміст кислот в ґрунті, оскільки рН відноситься тільки до дисоційованої частини кислот.

Корозійна агресивність ґрунтів залежить від хімічного складу підземних вод і особливо від концентрації розчинених у них іонів СГ та SO_4^{2-} понад 300 мг/дм^3 свідчить про достатньо значну корозійну активність середовища. У табл. 6.2 наведено оцінку корозійної активності ґрунту за методикою проведення діагностичного обстеження підземних трубопроводів «Газпром», згідно з якою поряд із значеннями рН наводиться вміст сульфат-іонів [3]. Корозійна активність ґрунтів Полтавської області залежно від вмісту сульфат-іонів наведена на рис. 6.2.

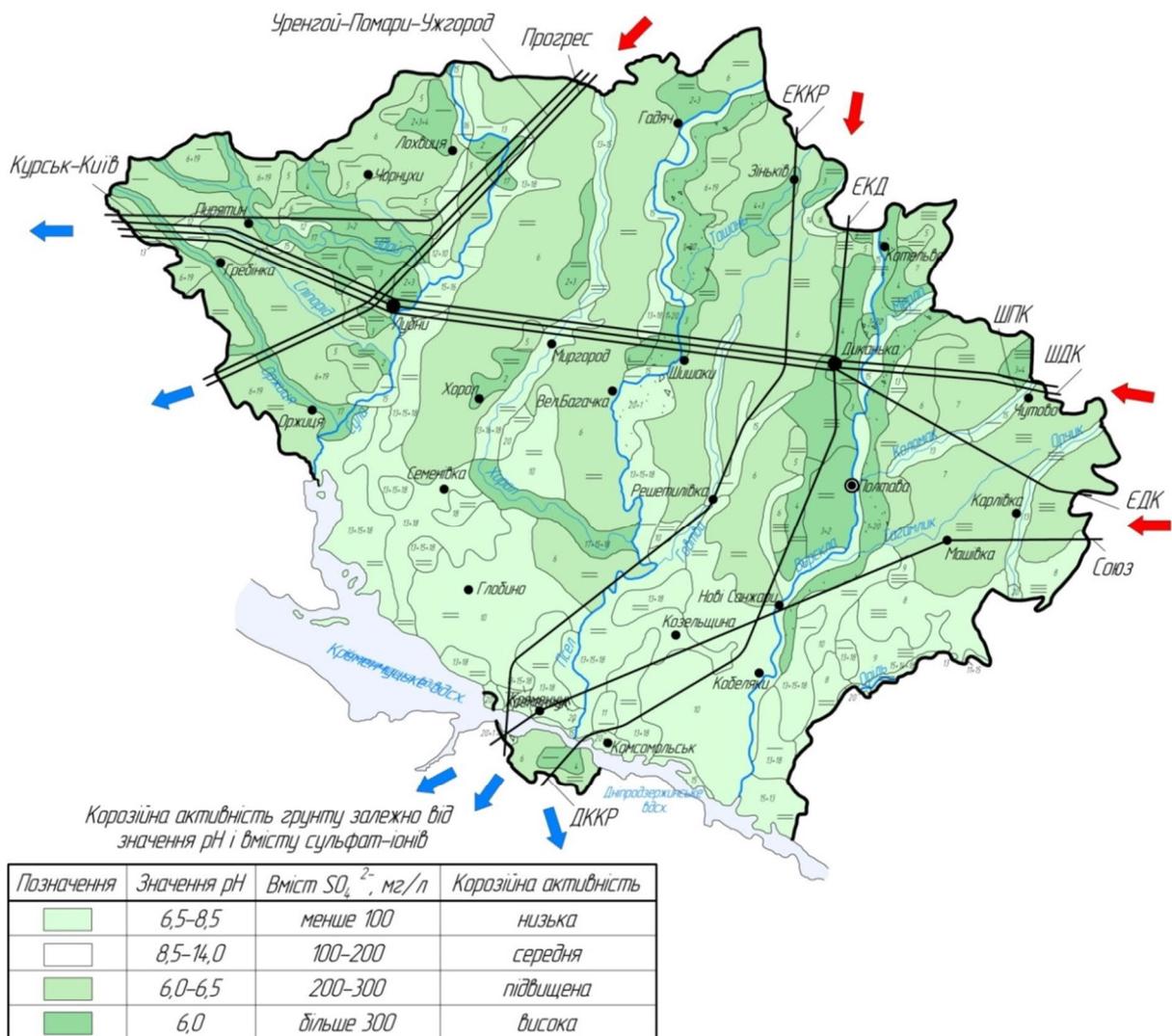


Рис. 6.2 – Корозійна активність ґрунту в Полтавській області за вмістом сульфат-іонів

Невід'ємною складовою частиною будь-якого ґрунту еорганічна речовина, тобто сукупність живої біомаси й органічних решток рослин, тварин, мікроорганізмів, продуктів їх метаболізму та специфічних новоутворених темнозabarвлених гумусових речовин, що рівномірно пронизують ґрунтовий профіль.

Таблиця 6.2 – Корозійна активність ґрунту відносно сталі залежно від складу сульфат-іону і значення рН

Ступінь корозійної активності середовища	Значення рН	Вміст SO_4^{2-} , мг/л
Низька	6,5– 8,5	<100
Середня	8,5 – 14	100 – 200
Підвищена	6,0 – 6,5	200 – 300
Висока	6,0	≥ 300

Гумус є найбільш нестабільною складовою ґрунту. Його кількість і склад змінюються залежно від характеру рослинних речовин, залишків тваринного походження і продуктів життєдіяльності мікроорганізмів. Характерна особливість гумусу – міцне зчеплення його з частками ґрунту.

Гумус надає ґрунту сірий, а іноді чорний колір. За кольором ґрунту можна грубо визначити вміст гумусу. Так, при 8-15% гумусу ґрунт має майже чорний колір, при 5-8% – темно-сірий, при 3- % – сірий і при 1-3% – світло-сірий колір. Ґрунти Полтавщини багаті на гумус, його вміст сягає 10% (табл. 6.3) [4].

Таблиця 6.3 – Вміст гумусу у ґрунтах Полтавщини за типами ґрунтів

№ з/п	Ґрунти	Вміст гумусу, %
1	Чорноземи типові мало- та середньогумусні потужні	3,8 – 6,2
2	Чорноземи залишково-солонцюваті потужні; солонцюваті; солончакуваті та осолоділі	3,7 – 4,4
3	Чорноземи звичайні	4,6 – 5,9
4	Сірі лісові та інші опідзолені ґрунти	1,5 – 4,0
5	Лучно-чорноземні солонцюваті, місцями осолоділі	4,3 – 5,6
6	Лучні (в т.ч. солонцюваті) та алювіальні лучні	3,1 – 5,3
7	Лучно-болотні, більшою мірою солонцюваті	5,0 – 5,9
8	Болотні; торфувато- і торфово-болотні	6,0 – 10
9	Торфовища	Торф
10	Дерново-підзолисті	0,7 – 1,3

Вміст гумусу у ґрунтах Полтавщини по районах подано у табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Вміст гумусу в ґрунтах Полтавщини по районах

№ з/п	Райони	pH
1	Великобагачанський, Глобинський, Решетилівський	3,3
2	Гадяцький, Кобеляцький,	3,0
3	Гребінківський, Зіньківський, Миргородський, Семенівський, Шишацький	3,4
4	Диканський	3,7
5	Карлівський	4,3
6	Козельщенський, Лубенський,	2,9
7	Котелевський	3,2
8	Кременчуцький, Пирятинський,	2,8
9	Лохвицький, Оржицький	3,1
10	Машівський	4,4
11	Новосанжарський, Хорольський	3,6
12	Полтавський	3,5
13	Чорнухинський	2,6
14	Чутівський	4,1

Вплив органічних сполучень на ґрунтову корозію полягає в тому, що гумінові кислоти збільшують швидкість корозії (табл. 6.5) [5].

Таблиця 6.5 – Корозійна активність ґрунту залежно від вмісту гумусу

Корозійна активність ґрунту	Вміст органічних речовин (гумусу), %
Низька	Не більше 1
Середня	1–1,5
Висока	Більше 1,5

Оцінюючи корозійну активність ґрунтів за вмістом гумусу по районах, видно, що вона є високою у всіх районах Полтавщини. Корозійну активність ґрунту залежно від вмісту гумусу за типами ґрунтів наведено на рис. 6.4.

Як видно, майже по всій території Полтавської області корозійна активність ґрунтів є високою, найвищою – у торф'яних ґрунтах (у заплавах річок Удай, Оржиця та Сула). Середню корозійну активність мають опідзолені ґрунти (в основному біля річок Ворскла, Удай і Хорол), а низьку – дерново-підзолисті, піщаними за механічним складом (біля річок Псел і Ворскла).

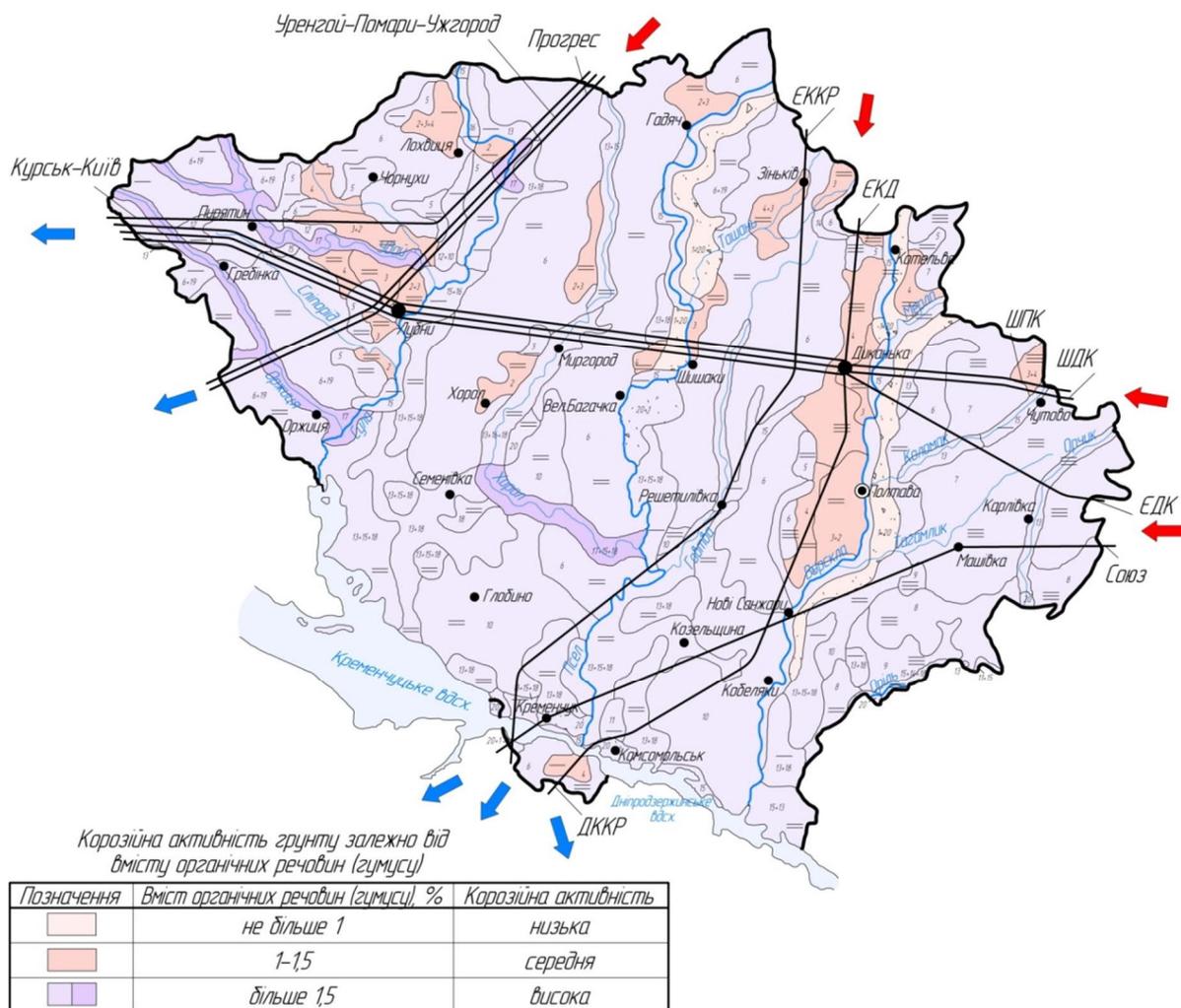


Рис. 6.4 – Корозійна активність ґрунту Полтавської області залежно від вмісту органічних речовин (гумусу)

Вміст азотних речовин в різних ґрунтах коливається від 0,05 до 0,1 % і залежить від типу ґрунтів, механічного складу і складових гумусу. Вміст мінеральних з'єднань азоту, які приймають участь в живленні рослин, незначний – 1–3%, інша частина азоту (97–99%) міститься у формі складних з'єднань, які в різних ґрунтах з різною швидкістю перетворюються у більш доступні форми.

Враховуючи те, що в ґрунтах міститься близько 5% азоту, за вмістом азоту в ґрунті можна визначити вміст гумусу (вміст азоту у відсотках множать на 20) і, навпаки, за вмістом гумусу в ґрунті можна визначити вміст азоту.

Вміст азотних речовин у ґрунтах Полтавщини в перерахунку від гумусу показано у табл. 6.6.

Вміст азотних речовин, нітратів, у ґрунтах на контрольних ділянках сільськогосподарських підприємств Полтавщини наведено у табл. 6.7 [4].

**Таблиця 6.6 – Вміст азотних речовин у
грунтах Полтавщини за типами ґрунтів**

№ з/п	Ґрунти	Вміст азотних речовин, %
1	Чорноземи типові мало- та середньогумусні потужні	0,19 – 0,31
2	Чорноземи залишково-солонцюваті потужні; солонцюваті; солончакуваті та осолоділі	0,18 – 0,22
3	Чорноземи звичайні	0,23 – 0,29
4	Сірі лісові та ін. опідзолені ґрунти	0,08 – 0,20
5	Лучно-чорноземні солонцюваті, місцями осолоділі	0,21 – 0,28
6	Лучні (в т.ч. солонцюваті) і алювіальні лучні	0,15 – 0,26
7	Лучно-болотні, більшою мірою солонцюваті	0,25 – 0,29
8	Болотні; торфувато- і торфово-болотні	0,30 – 0,50
9	Торфовища	Торф
10	Дерново-підзолисті	0,03 – 0,06

**Таблиця 6.7 – Вміст азотних речовин у
грунтах Полтавщини по районах**

Райони	Вміст азотних речовин, %	Райони	Вміст азотних речовин, %
Великобагачанський	0,001	Машівський	0,001
Гадяцький	0,0004	Миргородський	0,0006
Глобинський	0,001	Новосанжарський	0,002
Гребінківський	0,002	Оржицький	0,005
Диканський	0,0004	Пирятинський	0,002
Зіньківський	0,0004	Полтавський	0,0001
Карлівський	0,0002	Решетилівський	0,0003
Кобеляцький	0,0007	Семенівський	0,0008
Козельщенський	0,0006	Хорольський	0,003
Котелевський	0,0003	Чорнухинський	0,0001
Кременчуцький	0,001	Чутівський	0,0002
Лохвицький	0,003	Шишацький	0,0004
Лубенський	0,001		

Вплив азотних речовин на ґрунтову корозію полягає в тому, що зі збільшенням їх кількості корозійна активність ґрунтів зростає (табл. 6.8) [5].

Таблиця 6.8 – Корозійна активність ґрунту залежно від вмісту азотних речовин (нітратів)

Ступінь корозійної активності	Вміст азотних речовин (нітратів), %
Низька	Не більше 0,0001
Середня	0,0001-0,001
Висока	Більше 0,001

Оцінюючи корозійну активність ґрунтів за вмістом азотних речовин у ґрунтах Полтавщини за типами ґрунтів, бачимо, що усі ґрунти можна віднести до висококорозійних. Корозійну активність ґрунту залежно від вмісту азотних речовин по районах показано на рис. 6.5.

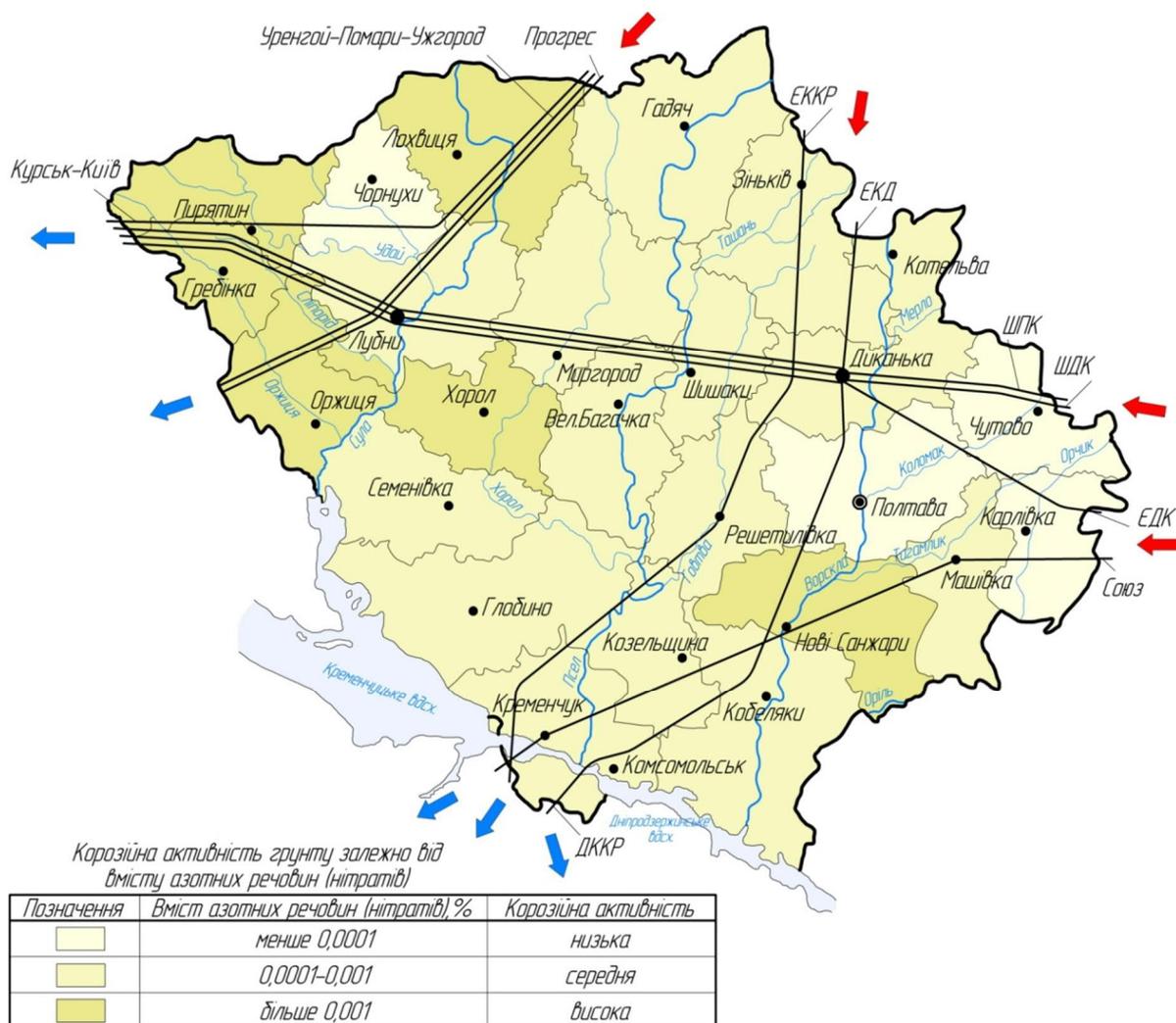


Рис. 6.5 – Корозійна активність ґрунту Полтавської області залежно від вмісту азотних речовин (нітратів)

Високу корозійність мають ґрунти на заході та південному сході області (Пирятинський, Гребінківський, Оржицький, Хорольський, Новосанжарський і Лохвицький райони). Ґрунти північного заходу та сходу області (Чорнухівський, Полтавський, Чутівський і Карлівський райони) мають низьку корозійну активність. Ґрунти усіх інших районів, а це основна частина Полтавщини, відносять до підвищеної корозійної активності.

Більш точним показником корозійної активності ґрунтів є електропровідність. Показник залежить від мінералогічного складу ґрунту, кількості вологи і солей в ґрунті. Кожен вид ґрунту має своє певне значення електропровідності, воно може коливатися від декількох одиниць до декількох сотень Ом на метр. Солоність ґрунту має великий вплив на його електропровідність. Зі збільшенням вмісту солей легше протікають анодний і катодний електродні процеси, що знижує електроопір. Майже завжди, визначивши електропровідність ґрунту, можна говорити про його ступінь корозійної агресивності (для сталі, чавуну). Виняток становлять водонасичені ґрунти.

Для оцінювання корозійної агресивності ґрунту по відношенню до сталі, визначають питомий електричний опір ґрунту, виміряний в польових і лабораторних умовах, і середню щільність катодного струму при зсуві потенціалу на 100мВ негативно стаціонарного потенціалу сталі в ґрунті.

Кожен вид ґрунту має своє певне значення електропровідності: від 1/10 до 1000 Ом·м. Низькі значення опору відносяться до сильно засолених ґрунтів з великим вмістом вологи, а високі – до дуже сухих. Якщо ґрунт піщаний, то його опір сильно зростає, оскільки такий ґрунт погано тримає воду і є більш пухкий [6, 7].

Величини питомого опору ґрунтів наведені у табл. 6.9 [8].

Між опором ґрунту і небезпечністю корозії в певних межах існує пряма залежність: чим менший опір, тим більша можливість корозії (табл. 6.10) [9]. За даними табл. 6.9 і 6.10 побудовано карту корозійної агресивності ґрунту залежно від його питомого електричного опору (рис. 6.6).

Таким чином, ґрунти основної частини території Полтавщини мають низьку корозійну активність за питомим електричним опором. Це піщані, легко- і середньосуглинисті ґрунти, розташовані майже на всій території області, за винятком західної і північно-західної частини, де наявні важкі суглинки і для яких корозійна активність є середньою. У заплавах річок Оржиця, Удай і Хорол, де наявні торфовища, корозійна активність ґрунтів є високою.

Отже, за побудованими картами основна частина ґрунтів Полтавської області (чорноземи типові, звичайні і залишково-солонцюваті, лучно-чорноземні ґрунти легко- і середньосуглинистого складу) за типом ґрунту і вмістом гумусу має високу корозійну активність, за значенням рН, вмістом сульфат-іонів і нітратів – середню (сюди відносимо і підвищену),

за питомим опором – низьку. Для більшості ґрунтів Полтавщини є характерною можливість досягнення максимальної швидкості корозії.

Дерново-підзолисті та опідзолені ґрунти мають високу корозійність за типом ґрунту, значенням рН і вмістом сульфат-іонів, середню – за вмістом гумусу, середню та низьку – за питомим опором ґрунту і вмістом нітратів. Характер корозії за показником вологості є неоднозначним – або досягнення максимальної швидкості корозії, або її зменшення.

Таблиця 6.9 – Величини питомого опору ґрунтів

Середовище	Питомий електричний опір ґрунту, Ом·м		
Ґрунт	При вологості 10-20% до ваги	Межа коливання	Значення для приблизних розрахунків
Пісок	700	400 – 700	700
Супісок	300	150 – 400	300
Суглинок:	100	40 – 150	100
- легкий	–	–	150
- середній	–	–	100
- важкий	–	–	50
Глина	40	8 – 70	40
Чорнозем	30	9 – 53	30
Торф	20	10 – 30	20
Кам'янистий	–	500 – 800	–
Вода:			
- річкова	–	10 – 100	80
- водоймищ	–	40 – 50	50
- струмкова	–	10 – 60	60
- ґрунтова	–	20 – 70	50

Таблиця 6.10 – Корозійна активність ґрунту по відношенню до вуглецевої і низьколегованої сталі за питомим електричним опором

Корозійна агресивність ґрунту	Питомий електричний опір ґрунту, Ом·м	Середня щільність катодного току, А/м ²
Низька	більше 50	від 0,05 включ.
Середня	від 20 до 50 включ.	від 0,05 до 0,20 включ.
Висока	до 20	більше 0,20

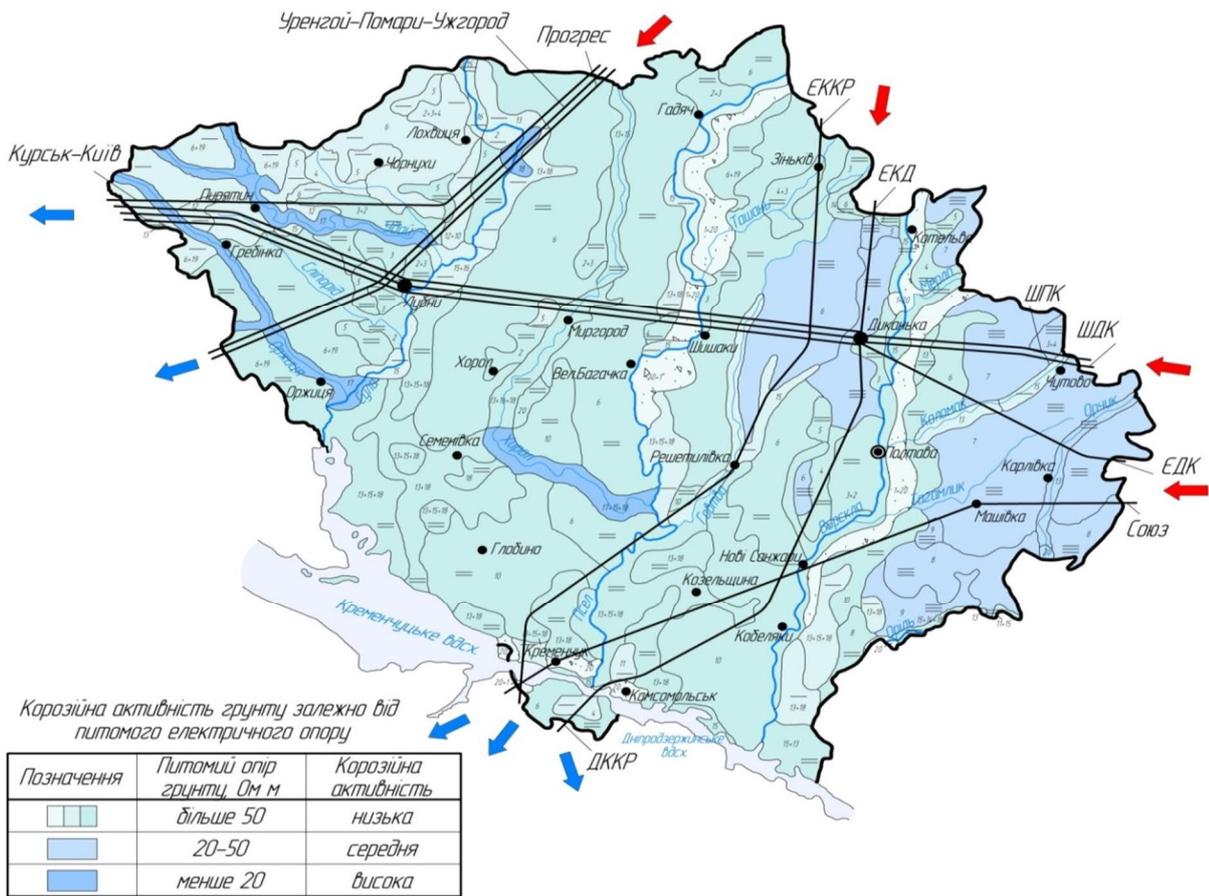


Рис. 6.6 – Карта корозійної агресивності ґрунту Полтавської області по відношенню досталі залежно від питомого електричного опору ґрунту

Важкі суглинки зустрічаються лише на сході області та мають високу корозійну активність за вмістом гумусу і типом ґрунту, середню – за питомим опором, значенням рН і вмістом сульфат-іонів, низьку – за вмістом нітратів. За показником вологості є можливість зниження швидкості корозії.

Піщані ґрунти мають низьку корозійну активність за типом ґрунту і питомим опором, середню та низьку – за вмістом нітратів. Піщані ґрунти дернового типу за значенням рН і вмістом сульфат-іонів мають низьку корозійність, а ось піщані ґрунти дерново-підзолистого типу – високу. Це яскравий приклад того, як кардинально може змінюватися корозійна активність ґрунтів.

Високу корозійну активність однозначно мають торф'яні ґрунти за усіма показниками. При цьому за показником вологості торф може мати невисоку постійну швидкість корозії за рахунок утворення суцільної плівки води, але даний показник є найбільш непостійним.

Зіставивши усі карти можна простежити високу корозійність ґрунтів за значенням рН, вмістом сульфат-іонів і нітратами у західній частині області, у частині з північного сходу до південного сходу області.

У Полтавській області лише торф'яні ґрунти, безсумнівно, відносяться до висококорозійних, корозійну ж активність інших ґрунтів за

різними показниками можна оцінювати неоднозначно. Враховуючи те, що корозійність оцінюють за максимальним значенням показників, то в цілому можна зробити висновок, що на Полтавщині існують всі умови для розвитку й протікання корозійних процесів на ділянках нафтопроводів, оскільки в узагальненому випадку нафтопроводи Полтавській області експлуатуються в умовах високої корозійної активності ґрунту.

6.2 Тріщини в ізоляційному покритті трубопроводів і корозія сталі

Під час експлуатації виробів з металів та їх сплавів в природних середовищах, зокрема і підземних трубопроводів, доводиться стикатися з явищем їх руйнування під дією цього ж навколишнього середовища, тобто з корозією.

Довготривала експлуатація трубопроводів, починаючи від транспортування та зберігання труб, спричинюють різні види їх пошкоджень [24]. Зокрема, це: пошкодження ізоляційного покриття [25]; корозійні пошкодження [26 – 31], забоїни в металі труби, розгалужені тріщини, тріщини у зварних швах тривалої експлуатації і тріщини біля зварних швів [32]. Вище вказані пошкодження при подальшій експлуатації трубопроводів знижують їх надійність. Такі пошкодження при контакті з зовнішніми технологічними середовищами спричиняють корозійні, механічні та корозійно-механічні процеси, що призводять до руйнування труб [33, 34].

Запроектвані й виготовлені відповідно до вимог нормативних документів трубопроводи повинні бути стійкими до дії середовища. Але дефекти та ураження сприяють початку і розвитку корозійних процесів на трубопроводі.

Напрямом забезпечення безаварійної роботи підземних трубопроводів є захист їх поверхні від ґрунтової корозії. Із цією метою поверхню трубопроводів захищають відповідними покриттями. У процесі експлуатації під дією зовнішніх шкідливих факторів захисне покриття руйнується. Практично ізоляційні покриття не забезпечують повного захисту підземного нафтопроводу, що пояснюється дефектами у самому покритті, через що на ділянках трубопроводу з порушеною ізоляцією і на ділянках, де ізоляція не порушена, встановлюється електрохімічний контакт.

Довготривалі спостереження за роботою конструкцій привели фахівців до висновку, що пошкодження в ізоляційних покриттях значно впливають на розвиток корозії сталі та особливо при агресивному оточуючому середовищі.

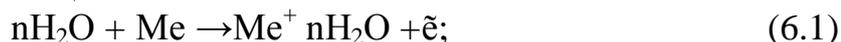
Корозія металів завдає великої економічної шкоди. Внаслідок корозії змінюються властивості металу та відбувається погіршення його функціональних характеристик. В результаті виходить з ладу обладнання, механізми, руйнуються металеві конструкції. Особливо сильно піддається корозії обладнання, що контактує з агресивним середовищем.

Відомо, що в більшості випадків корозія металів в електролітичному середовищі – процес електрохімічний і для його здійснення необхідні наступні умови:

1. Наявність на поверхні металу різниці потенціалів, тобто електрохімічна неоднорідність;

2. Наявність плівки електроліту для електролітичного зв'язку ділянок поверхні металу з різними потенціалами;

3. Активний стан металу на анодних ділянках поверхні, де йде розчинення металу по реакції



4. Надходження деполаризатора, наприклад кисню, до катодних ділянок поверхні для асиміляції надлишкових електронів:



Причиною попадання агресивного розчину в тріщину частіш за все є захоплення рідини тріщиною при достатній вологості ґрунту.

Фізико-механічна рідина має вирішальний вплив на протікання і кінетику корозії поверхні сталі.

Корозія ділянки трубопроводу в тріщині виникає внаслідок локальної депасивації сталі в результаті пониження ступеню лужності рідкої фази біля поверхні трубопроводу або накопичення активуючих іонів.

Електрохімічний стан поверхні трубопроводу на ділянках з тріщинами в покритті визначаються неоднорідністю властивостей середовища, величиною напруження при розтягу, що призводить до утворення різниці електричних потенціалів між сталевим трубопроводом під ізоляційним покриттям і ділянкою трубопроводу в тріщині, тобто до виникнення корозійної макропар. Спостерігається виразкова корозія поверхні трубопроводу в тріщині.

В загальному випадку електрорушійна сила утворюється із різниць потенціалів трьох елементарних гальванопар: диференціальної аерації; диференціальної лужності; диференціального напруження розтягу.

На рис. 6.7, а схематично показано фрагмент трубопровідного елемента, що ілюструє механізм утворення корозійних макропар в конструкціях з тріщиною в ізоляційному покритті.

Епюра розподілу ділянок по ступеню доступу до них кисню повітря зображена на рис. 6.7, б, по лужності – рис. 6.7, в, диференціального напруження розтягу – рис. 6.7, г. Розподіл потенціалів трьох елементарних макропар показані на епюрах рис. 6.7, д, е, ж. Відповідно до основних законів електрохімічної корозії металів ділянки сталевого трубопроводу, до яких менше надходить кисню, набувають більш від'ємний потенціал і у випадку сприятливих умов для роботи гальванопар можуть стати анодами (рис. 6.7, д.).

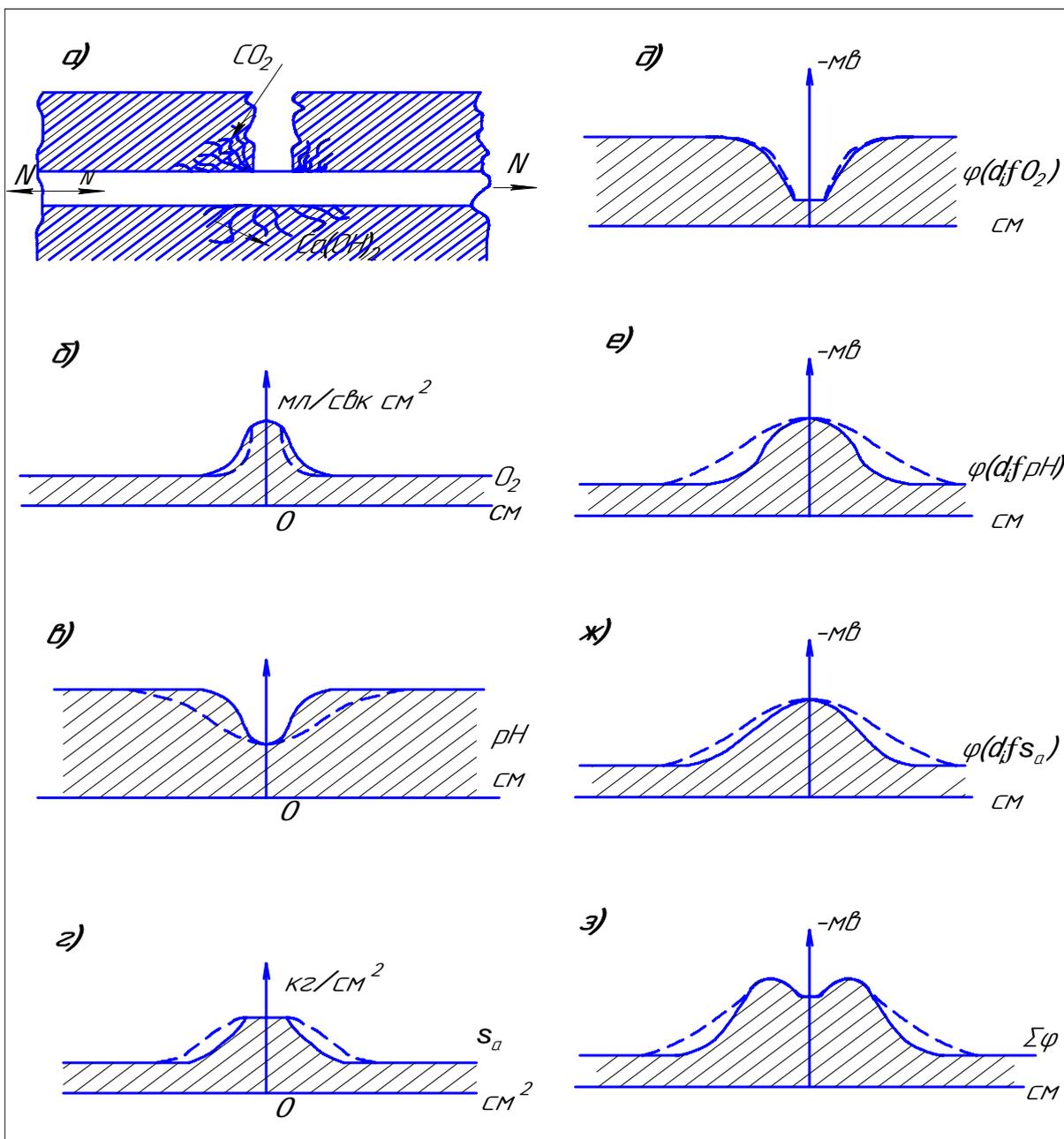


Рис. 6.7 – Схема механізму утворення корозійних макропар на ділянці із тріщиною в ізоляційному покритті

У тріщині, де надходження вуглекислоти і обмін вологою полегшені, рН електроліту нижче і, як наслідок, в місцях з пониженим рН потенціал приймає більш від'ємне значення (рис. 6.10, е).

Відомо що, потенціал сталі в електроліті зі збільшенням напруження розтягу зсувається в від'ємний бік (особливо при досягненні напруження плинності), то епюра розподілу потенціалів приймає вид, показаний на рис. 6.10, ж. На рис. 6.10, з показана узагальнена епюра розподілу потенціалів на ділянці з тріщиною при умові роботи усіх трьох макропар.

Слід відмітити, що мають різні варіанти взаємодії указаних макропар, що значною мірою залежить від умов роботи конструкції та етапів розвитку процесу корозії. Відстань від аноду (тріщина) до межі

катодної зони може бути до 1 м. Збільшення відстані між анодами (тріщинами) інтенсифікує роботу макрокорозійних елементів за рахунок збільшення катодної площі на один анод.

6.3 Розрахункові методи визначення швидкості та глибини корозії сталі нафтогазопроводів

Дослідженням залежностей корозії металу від факторів навколишнього середовища та прогнозування довговічності трубопроводів в умовах корозійних впливів, велику увагу було приділено в роботах Абдулліна І. Г., Гарєєв А. Г., Гутман Е. М., Іванцова О. М., Новосьолова В.Ф., Стеклова О. І., Черняєва К. В., Цікермана Л. Я., Ясина Е. М., Побережний Л.Я. та ін. Головна роль при оцінюванні залишкового ресурсу сталевого трубопроводу за умов наявності тріщин в ізоляційному покритті належить вивченню швидкості та глибини корозії сталі.

Відомі методи оцінки стану металу за результатами корозійних випробувань передбачають використання кількісних показників [35 – 37].

Ваговий показник корозії визначається як відношення втрати маси до поверхні зразка за одиницю часу. Глибинний показник корозії використовується при оцінці як суцільної так і місцевої корозії. Об'ємний показник корозії можливо визначити за об'ємом виділених газів по відношенню до поверхні зразка за визначений проміжок часу.

При електрохімічній корозії між швидкістю корозії в масовому показнику, який визначається за формулою

$$K_m = \frac{m_o - m}{St}, \quad (6.3)$$

і показником за щільністю струму наявний зв'язок

$$i = K_m \frac{n}{A} 26,8 \times 10^{-4}, \quad (6.4)$$

де m_o і m – маса металу до і після корозії; S – поверхня, що підлягає корозії; t – час корозії; n – валентність іону металу, що переходить в розчин; A – атомна вага металу; 26,8 – стала Фарадея, А·год.

Глибинний показник корозії K_z являє собою глибину корозійного ураження в одиницю часу

$$K_z = K_m \times 8,76 / \rho_m, \quad (6.5)$$

де ρ_m – щільність металу.

Однією з перших моделей, які описують руйнування металу під впливом навколишнього агресивного середовища, є закони Фарадея.

Овчинніков І.П. [38] пропонує модель корозійного ураження сталі приймати у вигляді рівномірного по периметру зносу металу глибиною $\delta(t)$

$$\delta(t) = \alpha (t - t_{inc})^\beta, \quad (6.6)$$

де α і β – коефіцієнти, t_{inc} – інкубаційний період.

Прогнозування початку корозії сталі конструкцій при зовнішній дії хлоридів може бути вивчено із аналізу залежності Ciampoli M. [39]

$$t_i = \frac{x_c^2}{D_c} \left[\operatorname{erf}^{-1} \left(\frac{C_{cr} - C_s}{C_i - C_s} \right) \right]^{i-n}, \quad (6.7)$$

де x_c – товщина захисного шару; D_c – коефіцієнт дифузії хлоридів; erf – функція помилок Гауса; C_{cr} – критична концентрація хлоридів, при якій починається корозія арматури; C_s – концентрація хлоридів на поверхні; C_i – початкова концентрація хлоридів в залізобетонних конструкціях.

Недолік такого підходу полягає в тому, що необхідно мати дані про стан конструкції (наявність хлоридів, їх концентрація та ін.). Однак, слід мати на увазі, що при визначенні залишкового ресурсу необхідно, крім визначення початку корозії сталі, проводити розрахунок НДС конструкції і кінетику його зміни з врахуванням дії хлоридів [40].

У роботах Чіркова В.П. і Кардангушева А.Н. [41] для характеристики корозійних процесів на арматурі залізобетонних конструкцій вводиться спеціальний питомий показник уражень корозією площі поперечного перерізу арматури в будь-який момент часу t

$$\lambda(t) = [A_{so} - A_s(t)] / A_{so}, \quad (6.8)$$

де A_{so} – площа поперечного перерізу арматури до початку корозії арматури; $A_s(t)$ – площа перерізу ураженої корозією арматури в будь-який момент часу t .

Для визначення $\lambda(t)$ необхідні довготривалі експерименти з різною сталлю, при різному розкритті тріщин, з різним агресивним середовищем, різному числі циклів дії агресивного середовища.

В іншій роботі процес корозії арматури характеризується товщиною продуктів корозії $\delta(\tau)$

$$\delta = e(1 - L^{-k\tau_0}), \quad (6.9)$$

де b , k – константи корозії; τ_0 – час від початку розвитку корозії; L – глибина проникнення агресивних іонів.

При дослідженні корозії сталі використовуються електрохімічні методи – заміри потенціалів, струмів, зняття поляризаційних кривих та ін. Орієнтовну оцінку корозійного стану сталі дає метод замірів поляризації ділянки трубопроводу і характеру спаду потенціалу [43]. В основі методу лежить залежність між корозійним станом сталі, характером і швидкістю спаду потенціалу до вихідного стаціонарного значення після зовнішньої анодної поляризації. Якщо сталь знаходиться в пасивному стані, після відключення поляризуючого струму потенціал довго повертається до стаціонарного значення і навпаки, швидкий спад потенціалу говорить про те, що сталь знаходиться в активному стані [44].

Для вивчення ймовірності корозії сталі в конструкціях використано заміри її потенціалів відносно мідно-сульфатного електроду порівняння [45]. Передбачається, що при потенціалі меншому - 350мВ, сталь

знаходиться в активному стані, в інтервалі від - 350 до - 200 мВ, ймовірність пасивного стану 50%, більше - 200мВ – сталь пасивна.

Блохіним І.А., Черепковим І.А. [46] створені програми для комп'ютерних розрахунків за експериментальними даними швидкості корозії металу.

Ураховуючи те, що корозія сталі в ізоляційному покритті з тріщинами носить електрохімічний характер, останні розробки, по розрахунку корозійних втрат на ділянці трубопроводу більш зорієнтовані на використання електрохімічних і електричних параметрів, таких як щільність струму корозії, електродний потенціал, поляризація металу у тріщинах, електричний опір. Перевага тут в тому, що дані параметри можуть бути отримані безпосередньо на конструкціях, які експлуатуються.

З практичної електрохімії відомо, що пошук корозійних характеристик на металі в електролітичному середовищі може бути зведено до визначення розподілу електричного потенціалу і струму на його поверхні [47 – 49]. Це дає можливість при дослідженні корозії сталі в тріщинах використати загальні підходи по розрахунках стаціонарного електричного поля, котрі розроблені в теоретичній електротехніці і розділах математичної фізики.

Розроблені моделі корозії мають наступні залежності:

1. Емпіричні залежності для розрахунку корозійних втрат металів. При цьому число факторів у моделях не перевищує чотирьох.

2. Стохастичні моделі у вигляді рівнянь регресії (багатофакторні моделі).

3. Математичні багатофакторні моделі з великим числом «поправочних» коефіцієнтів, що не враховують (в явному вигляді) час протікання корозії і засновані на чисто «статичних» уявленнях про кінетику корозії. У них відсутні будь-які графічні описи кінетики корозії як функції часу.

4. Моделі, що не виражені математичним рівнянням, а представлені у вигляді набору табличних коефіцієнтів або номограм, рекомендованих для оцінки корозійного стану металів (у певних агресивних середовищах).

5. «Кібернетичні» моделі, що фіксують реальні причини корозії металу і засновані на обліку і таких явищ, як наявність у корозійній парі внутрішніх зворотних зв'язків, які є винятково важливим фактором, у незворотному корозійному процесі. Така модель корозійної пари дозволила отримати в явному вигляді найкраще рішення задачі передбачення майбутнього відрізка тимчасового ряду на основі його статистичних властивостей у минулому, а також більш точно знаходити фізичну реалізацію цього рішення.

6. Моделі вузькоцілеспрямованого призначення, наприклад, для атмосферної корозії алюмінію чи підземної корозії сталі (у різних ґрунтах).

7. Математичні моделі, засновані на вивченні фактичних корозійних втрат металу.

Вперше електрохімічний характер корозії металів в розчинах електролітів довів в 1830 р. швейцарський хімік Де-Ля-Рів.

Пізніше електрохімічну модель корозії розвинули радянські і вітчизняні вчені Л.В. Писаржевський, Н.А. Изгаришев, А.І. Бродський, Г.В. Акімов та ін. Так з часом сформувалася модель електрохімічної корозії, як робота гальваноелементів. [50, 51].

П. Азізом, Т. Чампіоном, Ж. Меткалфом запропонована нелінійна функціональна модель корозійного процесу, яка характеризує залежність глибини корозійної каверни від агресивного середовища та часу

$$\delta = k(1 - e^{\alpha t}), \quad (6.10)$$

де δ – глибина корозійної каверни, мм; k і α – коефіцієнти, які характеризують процес корозійного руйнування; t – час, с.

При дослідженні цієї залежності з'ясовано, що швидкість корозії в початковий період зростає, потім стає постійною і, нарешті, зменшується. Тому така модель з тривалим часом є недієвою.

Відомі моделі які визначають різні варіанти степеневі залежності глибини корозії від часу [52, 53]. Вони недостатньо точно описують процес корозійного руйнування і тому застосовуються рідко.

Н.Д. Томашов для описання корозійного руйнування металу використав залежність Г. Таммана, яка має вигляд [54]

$$\delta = \sqrt{2kt}, \quad (6.11)$$

де δ – товщина окисної плівки; k – коефіцієнт, що залежить від коефіцієнту дифузії і концентрації кисню; t – час, с.

Ця модель враховує один фактор надходження кисню до металу.

Я.П. Штурманом запропонована модель для ґрунтової корозії металу у вигляді дробово-лінійної функції [55]

$$\delta_k = \frac{\delta_0 \cdot t}{T + t}, \quad (6.12)$$

де δ_k – глибина каверни; δ_0 , T – сталі величини, які характеризують властивості металу та середовища; t – час, с.

Графічна залежність показує, що з часом втрати металу стають постійними.

У роботі Ю.Н. Михайловського намагалися встановити емпіричні співвідношення між середньомісячними швидкостями атмосферної корозії і щомісячною кількістю опадів, числом дощових днів у місяць, числом днів з відносною вологістю повітря вище 80%. У роботі вказується, що неможливо вивести єдине емпіричне рівняння, яке б пов'язувало швидкість корозії з відомими параметрами навколишнього середовища. Тому із всіх параметрів, які впливають на швидкість корозії, було складено декілька комбінацій. Розділивши експериментальні дані на кілька груп, автори отримали шість функцій, які залежать від п'яти параметрів [56].

В роботах А.С. Корякова, В.В. Філіпова рівняння корозійного зношування трубопроводу задається також диференціальним рівнянням [57]

$$\frac{d\delta}{dt} = k(1 + \alpha\sigma) \cdot \delta(b - \delta), \quad (6.13)$$

де δ – величина корозійного зношування елемента; t – час; α , b , k – емпіричні коефіцієнти; σ – величина внутрішніх навантажень.

Однак допускаються випадки, коли $b(\sigma) = const$.

Існують й інші математичні моделі руйнування металу трубопроводів під дією оточуючого середовища інших авторів і вчених, але усі вони є в дечому подібними і схожими. Це виявляється в тому, що у залежності моделей входять багато різних поправкових коефіцієнтів, які враховують вплив лише деяких факторів навколишнього середовища та є справедливими лише для трубопроводів, які не зазнають локального агресивного впливу. Тож наведені моделі не дають змогу з достатньою точністю описати процеси електрохімічної корозії нафтопроводів.

Досліджуючи нафтотранспортну систему України, автори [58] зазначили, що її надійна робота і безпечна експлуатація можлива лише при відповідному науково-технічному забезпеченні. Проблема надійності повинна займати провідне місце в міжнародному і національному законодавстві. Аспекти електрохімічної корозії та особливості ґрунтової корозії, корозійні умови в різних регіонах України досліджено авторами [59]. В роботах [60, 61, 62] досліджено чинники надійності нафтопроводів та ресурси підземного геологічного простору України, процес корозії магістральних нафтопроводів у ґрунтових умовах, проаналізовано проблеми експлуатації підземних об'єктів, стан лінійної частини нафтотранспортної системи України. Результати досліджень вчених вказують на актуальність напрямку дослідження.

Чисельні дослідження щодо поведінки сталі при електрохімічній корозії описані в працях [63 – 66], але при цьому не враховано впливу локальних корозійних пошкоджень та умов експлуатації конструкцій.

Незважаючи на численні дослідження, необхідність розробки нових залежностей оцінки корозійних процесів, які б враховували локальні впливи навколишнього середовища, особливості експлуатації нафтопроводів, залишається не вивченою до кінця.

Отже, необхідність розробки нових моделей і залежностей, які б враховували впливи навколишнього середовища, в тому числі і локальні, особливості експлуатації нафтопроводів та інші можливі фактори, не втрачає своєї актуальності.

Зважаючи на те, що робота трубопроводу з тріщинами в ізоляційному покритті пов'язана з корозією сталі, основна увага при обстеженнях повинна приділятися визначенню корозійних втрат на металу в тріщинах. Тому поряд із загальними показниками, що обов'язкові при визначенні технічного стану трубопроводів, необхідно виконувати також спеціальні обстеження, пов'язані із вивченням корозії у тріщинах. Відомі методи корозійних обстежень не завжди дають точні результати, а більш точні методи малодоступні для використання на діючих трубопроводах. Із

врахуванням стану питання сформульовані основні завдання даних досліджень, а саме розробити фізичну та математичну модель електрохімічної корозії трубопроводу в тріщинах ізоляційного покриття при дії агресивних електролітичних розчинів, яка б базувалася на реальних параметрах, отриманих неруйнівним методом при обстеженні конструкцій.

6.4 Математична модель роботи гальванічного корозійного елементу в тріщині сталевій конструкції

6.4.1 Загальні відомості до розробки математичної моделі роботи гальванічного корозійного елементу на трубопроводі в тріщині ізоляційного покриття

Ізоляційне покриття як капілярно-пористий матеріал, є провідником 2-го роду, тому процес корозії сталевих трубопроводів в ньому можливо розглядати з позицій звичайної електрохімічної корозії металів в електролітах.

На теперішній час теорія корозії металів розглядає два шляхи протікання електрохімічної корозії – гомогенний і гетерогенний. У більшості випадків, до яких можливо віднести і корозію сталі в тріщині, переважає гетерогенний механізм руйнування металу, коли окремі ділянки поверхні металу є катодами (ділянка трубопроводу під ізоляційним покриттям), а інші – анодами (ділянка трубопроводу в тріщині покриття).

При цьому механізм швидкості корозії визначається рядом параметрів, які характеризують електрохімічну гетерогенність системи: потенціалами і поляризацією анодних і катодних ділянок, питомою електропровідністю системи, геометричними розмірами ділянок.

В даній постановці задача з електрохімічної корозії сталі в тріщині зводиться до визначення стаціонарного електричного поля, що виникає при роботі гальванопари на гетерогенному електроді, тобто запису рівнянь і формул граничних умов, яким задовольняє потенціал цього поля.

В даній постановці задача з електрохімічної корозії сталі в тріщині зводиться до визначення стаціонарного електричного поля, що виникає при роботі гальванопари на гетерогенному електроді, тобто запису рівнянь і формул граничних умов, яким задовольняє потенціал цього поля.

Основною характеристикою електричного поля є потенціал, за яким можливо знайти щільність корозійного струму за відомим законом Ома в диференціальній формі

$$i = \gamma \frac{\partial \phi}{\partial N}, \quad (6.14)$$

де γ – електропровідність електролітичного середовища; N – нормаль до поверхні металу, що кородує.

Як відомо, потенціал електричного поля є гармонічною функцією, тобто задовольняє рівнянню Лапласа

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = 0. \quad (6.15)$$

Кожне рівняння Лапласа має безліч рішень. Для виділення серед них рішення, що нас цікавить, необхідно сформулювати граничні умови, котрим повинен задовольняти потенціал на поверхні металу.

Як завжди при рішенні рівнянь Лапласа виділяють три основні типи граничних умов:

1. На граничній поверхні S (поверхня, що кородує) задано розподіл потенціалу, тобто

$$\phi|_S = f(S), \quad (6.16)$$

де $f(S)$ – відома функція.

Гранична умова цього типу називається умовою 1-го роду. У нашому випадку ця задача зводиться до пошуку розподілу струму на поверхні металу за заданим розподілом потенціалу.

2. На граничній поверхні S задано розподіл струму, або що теж, розподіл нормальної похідної потенціалу, тобто

$$\left. \frac{\partial \phi}{\partial N} \right|_S = f_2(S), \quad (6.17)$$

де $f_2(S)$ – відома функція.

Гранична умова цього типу називається умовою 2-го роду. Ця задача зводиться до пошуку розподілу потенціалу на поверхні металу за заданим на ньому розподілом струму.

3. На граничній поверхні S задана лінійна комбінація потенціалу і його нормальної похідної

$$\phi|_S + f_3(S) \left. \frac{\partial \phi}{\partial N} \right|_S = f_4(S), \quad (6.18)$$

де $f_3(S)$ і $f_4(S)$ – відомі функції.

Ця гранична умова називається граничною умовою 3-го роду. Задача зводиться до пошуку на поверхні металу розподілу як потенціалу, так і струму. На межі «метал – корозійне середовище» умову необхідно вибирати з урахуванням утворення, так званого, подвійного електричного шару на поверхні металу. Різниця потенціалів на обкладинках подвійного шару визначається залежністю

$$\phi_m - \phi = \phi_0 + \eta(i), \quad (6.19)$$

де ϕ_m – потенціал металу (потенціал внутрішньої частини шару); ϕ – потенціал зовнішньої обкладинки шару; ϕ_0 – стаціонарний електродний потенціал в даних корозійних умовах; $\eta(i)$ – перенапруження електродного процесу.

Враховуючи те, що $(\phi_m - \phi_0)$ стала величина, то характер даної граничної умови визначається перенапругою електродного процесу $\eta(i)$. Значення $\eta(i)$ може носити лінійний або логарифмічний характер.

Точне визначення $\eta(i)$ може бути отримано із поляризаційних кривих.

Поляризація вказує на зсув потенціалу металу відносно стаціонарного потенціалу. Питома поляризація (або питомий поляризаційний опір) характеризує середню швидкість зміни електродного потенціалу зі збільшенням струму що поляризує і може бути представлена як питома (на одиницю поверхні металу, що поляризується).

Розрізняють анодну і катодну питому поляризацію (в залежності від струму поляризації – анодного чи катодного).

При лінійній апроксимації кривої поляризації, наприклад, на анодній ділянці, вона має вигляд

$$\eta(i) = -b_a \gamma \frac{\partial \phi}{\partial N}, \quad (6.20)$$

де b_a – питома анодна поляризація металу; γ – електропровідність електроліту (агресивного розчину).

Тоді гранична умова (6.18) буде

$$\phi - b_a \gamma \frac{\partial \phi}{\partial N} = \phi_m - \phi_0. \quad (6.21)$$

Приведене рівняння (6.21) являє собою граничну умову 3-го роду.

При розрахунках електрохімічної корозії арматурних стрижнів під бетонним покриттям в якості одної з граничних умов може бути використана умова 3-го роду.

6.4.2 Двомірна математична модель роботи гальванічного корозійного елементу

Розглянемо електричне поле біля гетерогенного електроду, модель якого складається із 2-х ділянок довільної ширини, котрі відрізняються стаціонарними потенціалами [67].

Локальний корозійний елемент представлений ділянкою з трубопроводу під ізоляційним покриттям (катод) і ділянкою з трубопроводом в тріщині під електролітом (анод) (рис. 6.8).

Завдяки симетричності моделі неоднорідної поверхні достатньо розглянути не всю поверхню, а тільки її частину, між позначками $x=0$ та $x=c$, які відповідають серединам різнорідних ділянок, а точка a – границя між ними. Ця частина поверхні нафтопроводу і в подальшому вважається локальним корозійним елементом.

Визначення розподілу потенціалу електричного поля у даному випадку може бути зведено до вирішення двохмірного рівняння Лапласа

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} = 0, \quad (6.22)$$

де ϕ – потенціал; x, y – текучі координати.

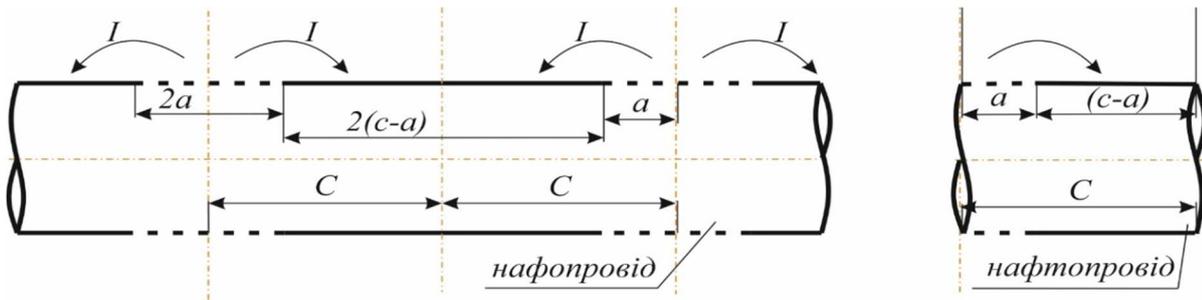


Рис. 6.8 – Схема локального корозійного елемента на трубопроводі в ізоляційному покритті з тріщиною: а – загальний вид; б – розрахункова модель, c – відстань між серединами ділянок; $2a$ – ширина анодної ділянки; $2(c-a)$ – ширина катодної ділянки; 1 – трубопровід; 2 – ізоляційне покриття; 3 – тріщина; 4 – електролітичне середовище (агресивна рідина)

Граничні умови полягають в наступному:

1) на нескінченій відстані від поверхні електроду (нафтопроводу) не вносяться ніякі збудження в електричному полі: $\phi(y \rightarrow \infty, x) = const$;

2) друге є наслідком симетричності моделі, що розглядається:

$$\frac{\partial \phi}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{\partial \phi}{\partial x} \Big|_{x=c} = 0;$$

3) умови на неоднорідних ділянках представимо у вигляді: $\phi = E_a + Ld\phi/dy$ with $y=0, 0 \leq x < a$; $\phi = E_k + Ld\phi/dy$ with $y=0, a \leq x < c$, де $L = \gamma \cdot b$; γ – питома електропровідність електроліту; b – коефіцієнт поляризації; E_a, E_k – безструмові потенціали аноду і катоду, мВ.

Рішення рівняння (6.22) при таких граничних умовах може бути отримано методом Ейлера-Фур'є. Завдання зводиться до пошуку цих функцій. тобто функцію (6.22) представляємо у вигляді добутку

$$\phi = X(x) \cdot Y(y). \quad (6.23)$$

Задача зводиться до пошуку цих функцій. Підставивши (6.23) в (6.22), отримаємо

$$YX + X''Y'' = 0. \quad (6.24)$$

Розділимо змінні в (6.24)

$$\frac{X''}{X} = -\frac{Y''}{Y}. \quad (6.25)$$

Виходячи з того, що (6.25) ліва частина залежить від X , а права – від Y і вони дорівнюють одне одному, то це можливо, коли вони дорівнюють сталій величині. Позначимо цю сталучерез λ , тобто

$$\frac{X''}{X} = -\frac{Y''}{Y} = \lambda \quad (6.26)$$

або

$$\frac{X''}{X} = \lambda; -\frac{Y''}{Y} = \lambda. \quad (6.27)$$

Представимо диференціальні рівняння (6.27) у вигляді

$$X'' - X\lambda = 0; \quad -Y'' - Y\lambda = 0. \quad (6.28)$$

Розв'язок першого рівняння (6.28) шукаємо у вигляді $X = e^{kx}$, тоді

$$X'' = k^2 e^{kx}. \quad (6.29)$$

Після підстановки (6.29) в (6.28), отримаємо

$$k^2 e^{kx} - e^{kx} \lambda = 0 \text{ або } e^{kx} (k^2 - \lambda) = 0.$$

Так як $e^{kx} \neq 0$, то

$$k^2 - \lambda = 0, \quad (6.30)$$

звідки $k = \pm \sqrt{\lambda}$.

У даному випадку можливі три значення λ : 1) $\lambda > 0$; 2) $\lambda = 0$; 3) $\lambda < 0$.

У першому випадку

$$k_1 = \sqrt{\lambda}, \quad k_2 = -\sqrt{\lambda}. \quad (6.31)$$

Так як λ вільне число, то можливо допустити, що $\lambda = m^2$ і тоді

$$k_1 = m, \quad k_2 = -m. \quad (6.32)$$

У другому випадку ($\lambda = 0$), $k_1 = k_2 = 0$. У третьому випадку ($\lambda = -n^2$),

$k_1 = \sqrt{-n^2} = ni$, $k_2 = -ni$. Таким чином, маємо два рішення (6.21) $X_1 = e^{k_1 x}$; $X_2 = e^{k_2 x}$.

Відомо, що загальне рішення (6.27) для першого випадку значення λ має вигляд

$$X = C_1 X_1 + C_2 X_2. \quad (6.33)$$

Загальне рішення для другого випадку ($k_1 = k_2 = 0$) буде

$$X = (C_1 + C_2 X) e^{kx}. \quad (6.34)$$

У третьому випадку комплексні корені мають вигляд $k_1 = \alpha + \beta i$, $k_2 = \alpha - \beta i$.

Форма загального рішення наступна

$$X = e^{\alpha x} (C_1 \cos \beta x + C_2 \sin \beta x). \quad (6.35)$$

У (6.33–6.35) C_1 і C_2 – довільні сталі.

Загальне рішення (6.33 – 6.35) після підстановки прийнятого значення для X

$$X = C_1 e^{mx} + C_2 e^{-mx}, \quad (6.36)$$

$$X = (C_1 + C_2 x) e^{0x} = C_1 + C_2 X, \quad (6.37)$$

$$X = e^{0x} (C_1 \cos nX + C_2 \sin nX) = C_1 \cos nX + C_2 \sin nX, \quad (6.38)$$

Через те, що у нашому випадку $\alpha = 0$, $\beta = n$.

Аналогічно отримаємо загальне рішення для другого рівняння (6.28)

$$Y = C_3 \cos my + C_4 \sin my; \quad (6.39)$$

$$Y = C_3 + C_4 y; \quad (6.40)$$

$$Y = C_3 e^{ny} + C_4 e^{-ny}. \quad (6.41)$$

Підставимо (6.36 – 6.41) у (6.23)

$$\begin{aligned}\phi &= (C_1 e^{mx} + C_2 e^{-mx})(C_3 \cos my + C_4 \sin my); \\ \phi &= (C_1 + C_2 x)(C_3 + C_4 y); \\ \phi &= (C_1 \cos nx + C_2 \sin nx)(C_3 e^{ny} + C_4 e^{-ny})\end{aligned}\tag{6.42}$$

Підставимо друге значення ϕ з (6.42) у $\frac{\partial \phi}{\partial x}\Big|_{x=0} = \frac{\partial \phi}{\partial x}\Big|_{x=c} = 0$,

$$\left(\frac{d\phi}{dx}\right)_{x=0} = \bar{C}_2 = 0.$$

У граничній умові 3 із другого рівняння (6.42) ϕ маємо таке значення $\phi_{y=0} = \bar{C}_1, \bar{C}_1 = E_a + \frac{d\phi}{dy} = E_a$.

Аналогічно можливо довести, що $\bar{C}_1 = E_k$. Але $E_a \neq E_k$, а це означає, що \bar{C}_1 не існує. Тобто, друге рішення із (6.42) не задовольняє граничним умовам. Підставимо значення ϕ із першого рішення (6.42) в другу граничну умову

$$\left(\frac{d\phi}{dx}\right)_{x=0} = m(C_1 - C_2)(C_3 \cos my + C_4 \sin my) = 0.\tag{6.43}$$

Через те, що другий множник у (6.43) не дорівнює нулю, то відповідно

$$C_1 = C_2,\tag{6.44}$$

$$\left(\frac{d\phi}{dx}\right)_{x=c} = m(C_1 e^{mc} - C_2 e^{-mc})(C_3 \cos my + C_4 \sin my) = 0.\tag{6.45}$$

Аналогічно $C_1 e^{mc} - C_2 e^{-mc} = 0$.

Так як $C_1 = C_2$, то $e^{mc} = \frac{1}{e^{-mc}}$ або $e^{2mc} = 1$, звідки $2ct = 0$. Так як $c \neq 0$, то $m = 0$.

Підставимо значення ϕ з першого рішення (6.42) в граничні умови 2:

$$\phi\Big|_{x=0} = \bar{C}_3 \cos my + \bar{C}_4 \sin my,\tag{6.46}$$

$$\left(\frac{d\phi}{dy}\right)_{x=0} = m(-\bar{C}_3 \sin my + \bar{C}_4 \cos my).\tag{6.47}$$

З (6.44) при $y=0$ - $\frac{d\phi}{dy} = m\bar{C}_4$, а з (6.39) $\phi = \bar{C}_3$. Відповідно

$$\bar{C}_3 = E_a + LmC_4.$$

Аналогічно можливо доказати, що $\bar{C}_3 = E_k + LmC_4$, але це можливо лише при $E_k = E_a$, що заперечує умові.

Використаємо третє рівняння із (6.42)

$$\phi = (C_1 \cos nx + C_2 \sin nx)(C_3 e^{ny} + C_4 e^{-ny}). \quad (6.48)$$

При виконанні першої граничної умови в (6.48) $C_3 = 0$, тоді

$$\phi = (\bar{C}_1 \cos nx + \bar{C}_2 \sin nx) e^{-ny}. \quad (6.49)$$

$$\frac{d\phi}{dx} = n(-\bar{C}_1 \sin nx + \bar{C}_2 \cos nx) e^{-ny}. \quad (6.50)$$

Згідно другої граничної умови із (6.50)

$$\left(\frac{d\phi}{dx}\right)_{x=0} = \bar{C}_2 = 0. \quad \left(\frac{d\phi}{dx}\right)_{x=c} = n\bar{C}_1 e^{-ny} \cdot \sin nc = 0.$$

Так як $n\bar{C}_1 e^{-ny} \neq 0$, то $\sin nc = 0$, а тому $nc = \pi k$, при $k = 0, \pm 1, \pm 2, \pm \dots$
звідки $n = \pi k / c$.

Тоді при $\bar{C}_2 = 0$; $n = \pi k / c$ формула (6.49) буде мати вигляд

$$\phi = \bar{C}_1 \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y}, \quad (6.51)$$

$$\phi_k = C_K \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y}, \quad (6.52)$$

$$k = 0, 1, 2, 3, \dots, \infty.$$

Рішення (6.52)

$$\phi = \sum_{K=0}^{\infty} \phi_K = \sum_{K=0}^{\infty} C_K \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y}, \quad (6.53)$$

$$\frac{d\phi}{dy} = \sum_{K=0}^{\infty} \left(-\frac{\pi k}{c}\right) C_K \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y}. \quad (6.54)$$

Підставимо (6.53) і (6.54) у граничні умови 3.

$$\sum_{K=0}^{\infty} C_K \cos \frac{\pi k}{c} x /_{y=0} = E_a + L \sum_{K=0}^{\infty} \left(-\frac{\pi k}{c}\right) C_K \cos \frac{\pi k}{c} x /_{y=0}, x \in [0, a], \quad (6.55)$$

$$\sum_{K=0}^{\infty} C_K \cos \frac{\pi k}{c} x /_{y=0} = E_K + L \sum_{K=0}^{\infty} \left(-\frac{\pi k}{c}\right) C_K \cos \frac{\pi k}{c} x /_{y=0}, x \in [a, c]. \quad (6.56)$$

Із (6.55, 6.56):

$$E_a = \sum_{K=0}^{\infty} C_K \cos \frac{\pi k}{c} x + \sum_{K=0}^{\infty} L \frac{\pi k}{c} C_K \cos \frac{\pi k}{c} x, x \in [0, a], \quad (6.57)$$

$$E_K = \sum_{K=0}^{\infty} C_K \cos \frac{\pi k}{c} x + \sum_{K=0}^{\infty} L \frac{\pi k}{c} C_K \cos \frac{\pi k}{c} x, x \in [a, c]. \quad (6.58)$$

Рівняння (6.58) можливо представити у вигляді

$$\sum_{K=0}^{\infty} C_K \left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right) \cos \frac{\pi k}{c} x = E_a, x \in [0, a],$$

$$\sum_{K=0}^{\infty} C_K \left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right) \cos \frac{\pi k}{c} x = E_K, x \in [a, c]. \quad (6.59)$$

Рівняння (6.59) представляє собою ряди Фур'єза косинусами. Коефіцієнти ряду при цьому можуть бути розраховані за формулами

$$\begin{aligned} a_0 &= 2 \frac{1}{2c} \int_0^c f(x) dx, \\ a_n &= 2 \frac{1}{c} \int_0^c f(x) \cos \frac{\pi k}{c} x dx, \\ b_n &= 0. \end{aligned} \quad (6.60)$$

Представимо ряди по (6.60) в формі

$$\begin{aligned} f(x) &= a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cos \frac{\pi k}{c} x, \\ f(x) &= E_a, x \in [0, a], \\ f(x) &= E_K, x \in [a, c], \end{aligned} \quad (6.61)$$

де $a_0 = C_0, a_k = C_k \left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right)$.

За (6.60) розрахуємо коефіцієнти для (6.61)

$$a_0 = \frac{1}{c} \left(\int_0^a f(x) dx + \int_a^c f(x) dx \right) = \frac{1}{c} \left(\int_0^a E_a dx + \int_a^c E_K dx \right) = \frac{1}{c} (E_a x/a + E_K x/c) =$$

$$= \frac{1}{c} (E_a a - 0 + E_K c - E_K a) = \frac{a(E_a - E_K) + CE_K}{c} \quad , (6.62)$$

$$\begin{aligned} a_k &= \frac{2}{c} \left(\int_0^a E_a \cos \frac{\pi k}{c} x dx + \int_a^c E_K \cos \frac{\pi k}{c} x dx \right) = \\ &= \frac{2}{c} \left(E_a \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k}{c} x/a + E_K \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k}{c} x/a \right) = \end{aligned} \quad (6.63)$$

$$= \frac{2c}{c\pi k} \left[E_a \sin \frac{\pi k}{c} a - 0 + E_K \sin \frac{\pi k}{c} c - E_K \sin \frac{\pi k}{c} a \right] =$$

$$= \frac{2}{\pi k} (E_a - E_K) \sin \frac{\pi k}{c} a.$$

$$C_k = \frac{a_k}{1 + \frac{\pi k}{c} L} = \frac{2}{\pi k} \cdot \frac{(E_a - E_K)}{1 + \frac{\pi k}{c} L} \cdot \sin \frac{\pi k}{c} a. \quad (6.64)$$

Підставимо (6.62 – 6.64) у (6.53)

$$\begin{aligned}\phi(x, y) &= \frac{a(E_a - E_K) + cE_K}{c} + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{2(E_a - E_K)}{\pi k \left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right)} \sin \frac{\pi k}{c} a \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y} = \\ &= \frac{a(E_a - E_K) + cE_K}{c} + \frac{2(E_a - E_K)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k}{c} a}{\left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right) k} \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y}.\end{aligned}\quad (6.65)$$

Враховуючи, що $i = -\gamma \left(\frac{d\phi}{dy} \right)_{y=0}$ із (6.65) отримаємо вираз для визначення розподілу щільності струму на поверхні одного локального елемента

$$i(x) = \frac{2(E_a - E_k)}{c} \gamma \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k a}{c} \cos \frac{\pi k x}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)}.\quad (6.66)$$

Щільність струму на поверхні локального елемента змінюється по довжині. Інтегруючи вираз від 0 до a , знайдемо анодний струм одного елемента $\int_0^a \cos \frac{\pi k x}{c} dx = \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k x}{c} \Big|_0^a = \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k a}{c}$.

Тоді струм гальванічного елемента буде

$$\begin{aligned}I &= \frac{2\gamma(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin^2 \frac{k\pi a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)}, \\ &\text{або} \\ I &= \frac{2\gamma(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{2 k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)}.\end{aligned}\quad (6.67)$$

Таким чином, розв'язано задачу моделювання електрохімічної корозії трубопроводу в тріщині ізоляційного покриття при дії агресивного по відношенню до металу трубопроводу електролітичного середовища, котра зводиться до визначення стаціонарного електричного поля, що виникає при роботі гальванопари. Перевагою даної моделі є можливість прогнозування розвитку корозії сталі за часом, що є важливим при визначенні залишкового ресурсу трубопроводу [67].

6.5 Теоретичне дослідження математичної моделі корозії сталі в тріщині ізоляційного покриття трубопроводу

Згідно (6.65) та (6.67) розкид потенціалу та щільності струму на ділянці трубопроводу, що досліджується, визначається значеннями a , c , L і різницею стаціонарних (безструмових) потенціалів. Це дозволяє оцінити особливості електричного поля біля електродів залежно від вище перерахованих параметрів і зробити висновок про їх вплив на розподіл потенціалу і струму.

Проведемо дослідження розподілу потенціалів на поверхні електроду. Формула (6.65) при $y=0$ буде мати вид

$$\phi(x, y) = \frac{a(E_a - E_k) + cE_k}{c} + \frac{2(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{k\pi a}{c} \cos \frac{k\pi x}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi L}{c}\right)}. \quad (6.68)$$

Функція (6.65) являє собою ряд і аналітично простіше її дослідити тільки в деяких випадках, наприклад, при $a/c=0,5$ та $L=c/\pi$. Графік функції представлено на рис. 6.9 в координатах $\frac{\phi - \phi_{ср}}{\Delta E}$, x/c при різних значеннях L/c .

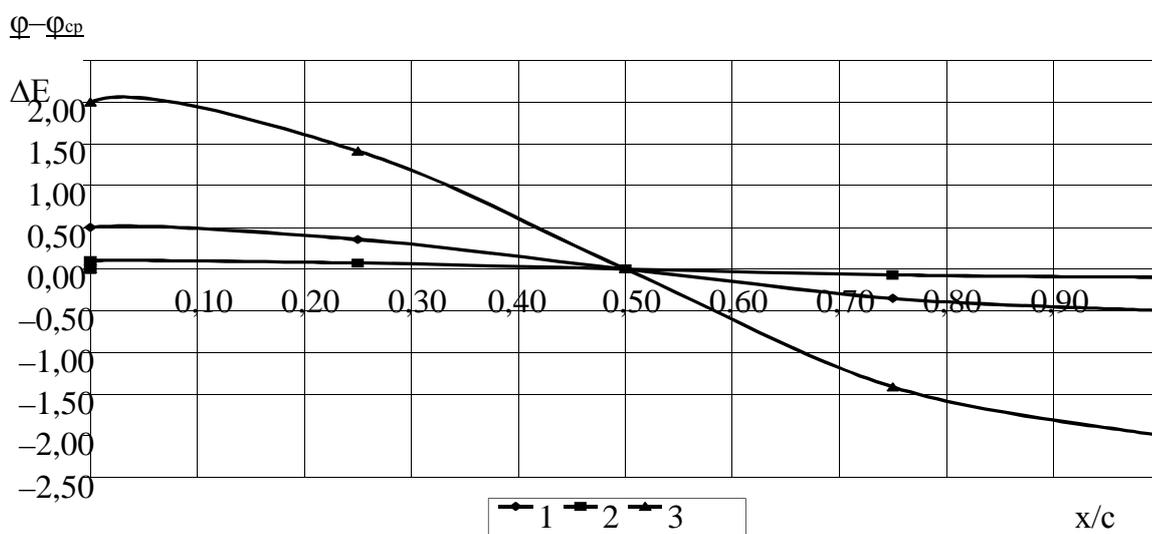


Рис. 6.9 – Розподіл потенціалу на гетерогенній поверхні електроду: 1 – $L/c=2,0$;

2 – $L/c=10,0$; 3 – $L/c=0,5$; $\phi_{ср} = \frac{a(E_a - E_k) + cE_k}{c}$; $\Delta E = \frac{2(E_a - E_k)}{\pi}$

При зміні вказаних параметрів характер розподілу потенціалу на поверхні електроду залишається незмінним. Як видно із представлених на рис. 6.9 прикладів, крива $\frac{\phi - \phi_{ср}}{\Delta E} - \frac{x}{c}$ має вид плавної ступені із вигином в області $x=a$. Максимальний потенціал анода знаходиться посередині

тріщини, а максимальний потенціал катоду – посередині катодної ділянки. В той же час абсолютна різниця потенціалів між точками $x=0$ і $x=c$ залежить від поляризації металу трубопроводу, тобто від відношення L/c .

На рис. 6.10 представлені результати розрахунків, що демонструють основні закономірності розподілу щільності струму на поверхні електроду.

Вони прив'язані в координатах: $\frac{ic}{2\Delta E\gamma}, \frac{x}{c}$, так як розкид локальних значень

струму пропорційний величині ΔE . Як видно (рис.6.10), щільність струму (швидкість корозії) розподіляється аналогічно розподілу потенціалу. Так як розподіл потенціалу на поверхні електроду залежить від відношення L/c , то і від нього повинен залежати і розподіл щільності струму.

Зважаючи на те, що функції (6.65) – (6.67) представляють собою спадний ряд, то використавши тільки перший член ряду можливо дослідити вплив основних параметрів на швидкість корозії та струм гальванопари, провівши чисельний експеримент.

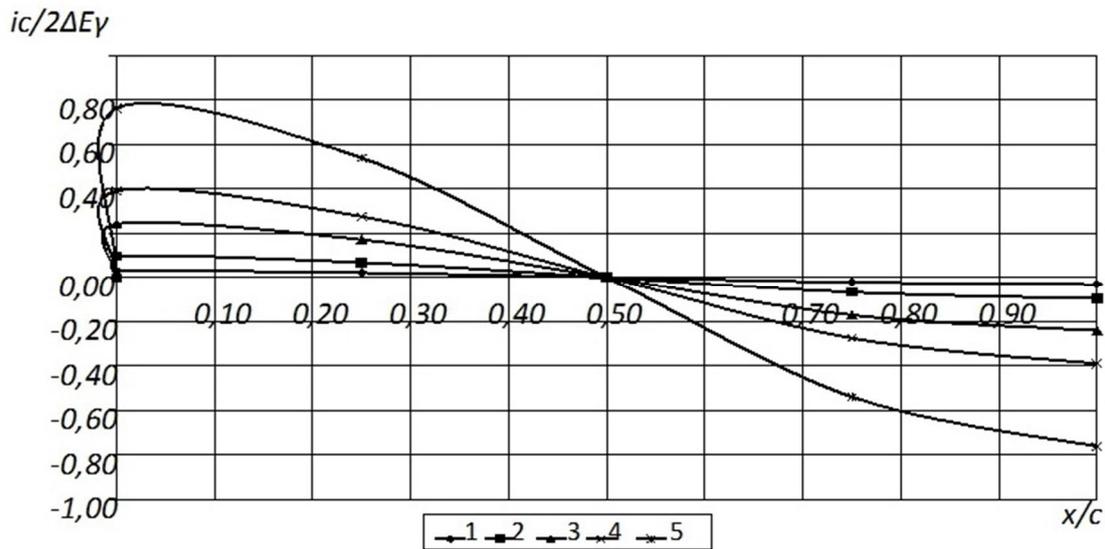


Рис. 6.10 – Вплив поляризації на розподіл щільності струму: $a/c=0,5$; 1 – $L/c=10$; 2 – $L/c=3$; 3 – $L/c=1$; 4 – $L/c=0,5$; 5 – $L/c=0,1$

На рис. 6.11, 6.12 показано результати чисельних експериментів, відповідно, вплив різниці потенціалів та електропровідності електролітичного середовища на струм гальванопари при сталих a/c і L/c .

Результати дослідження впливу розмірів ділянок на струм гальванопари зображено на рис. 6.13. Проведений теоретичний експеримент математичної моделі локального корозійного елементу дозволяє стверджувати, що розподіл щільності струму на гетерогенному електроді «трубопровід у тріщині – трубопровід під ізоляційним покриттям» нерівномірний. Щільність анодного струму (швидкості корозії) максимальна посередині тріщини. В області $x=a$ спостерігається перехід від одного значення щільності струму до іншого, причому при більших відношеннях L/c нерівномірність розподілу щільності струму в межах одної гетерогенної ділянки стає вкрай малою.

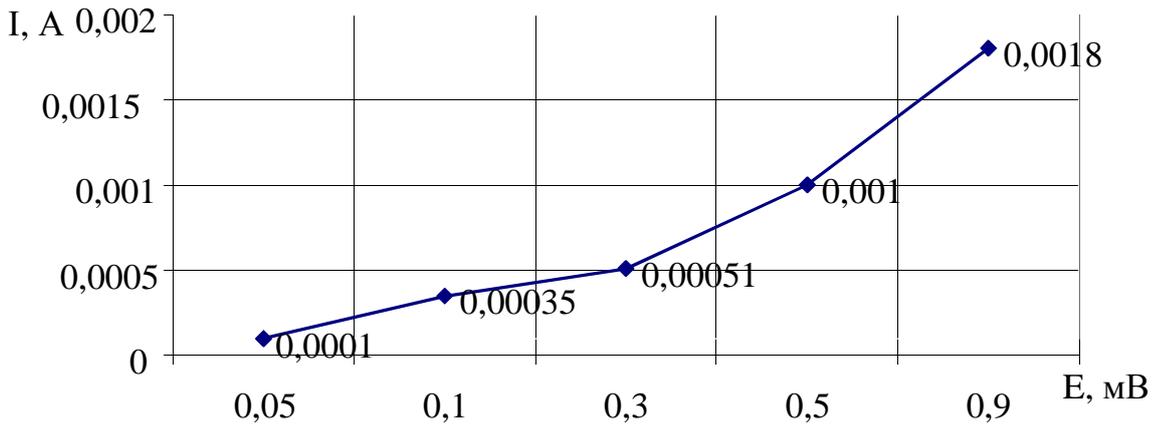


Рис. 6.11 – Залежність струму корозії від різниці стаціонарних потенціалів на анодних і катодних ділянках при $\gamma = 0,067, \frac{L}{c} = 10; \frac{a}{c} = 0,25$

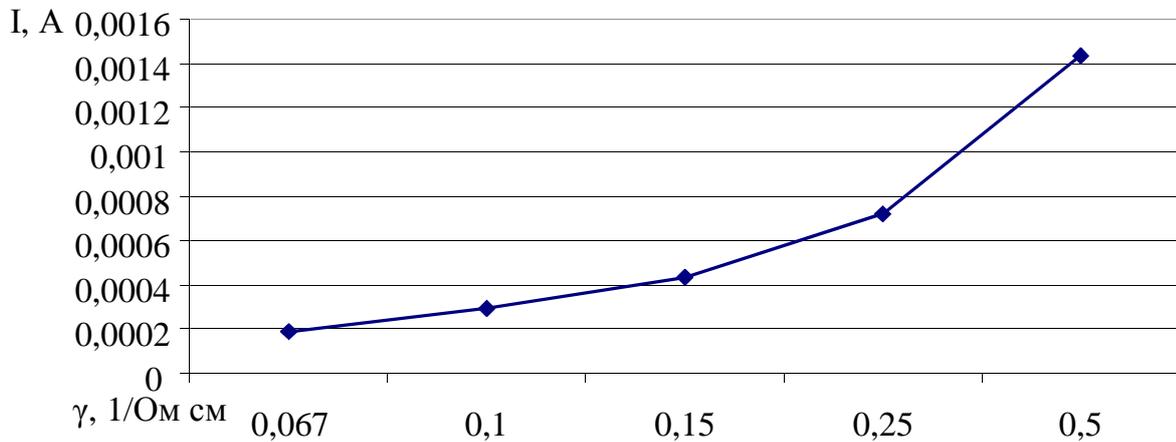


Рис. 6.12 – Вплив електропровідності електролітичного середовища на струм корозії при $\Delta E=0,290, L/c=10, a/c=0,25$

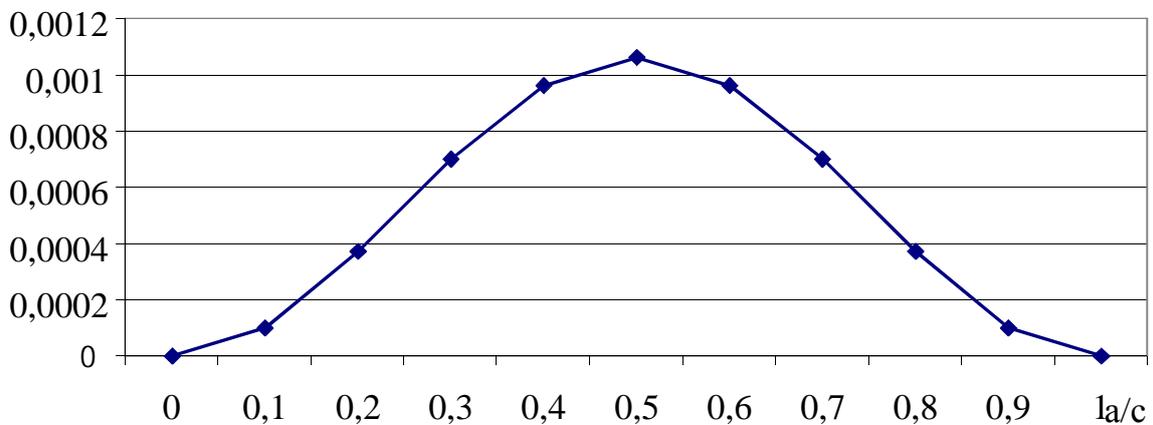


Рис. 6.13 – Залежність струму гальванопари від відношення a/c : $\Delta E=0,3; L/c=10; \gamma=0,067$

По мірі збільшення анодної ділянки максимальний розкид щільності струму між різними ділянками зменшується, тоді як нерівномірність його розподілу в межах однієї ділянки зростає. Вплив розміру анодної ділянки (ширини тріщини) в розподілі струму на гетерогенному електроді суттєво перевищує її власний розмір.

Основний вплив на величину та розподіл потенціалу і швидкість корозії має різниця потенціалів на гетерогенній поверхні між катодною та анодною ділянками та електропровідність середовища.

Швидкість корозії на гетерогенному електроді зростає із зростанням різниці потенціалів між ділянками «трубопровід в тріщині – трубопровід під ізоляційними покриттям» і збільшенням електропровідності середовища, в якому діє гальванопара.

При зменшенні поляризаційних характеристик металу трубопроводу в корозійному середовищі нерівномірність розподілу потенціалів і швидкість корозії на гетерогенному електроді (трубопроводі) зростає. На рівномірність розподілу швидкості корозії впливає також відношення розмірів анодних ділянок до катодних.

6.6 Розрахунок та експериментальна перевірка розрахунку глибини корозії трубопроводу при роботі гальванічного корозійного елемента в тріщині ізоляційного покриття

6.6.1 Розрахункові залежності для визначення глибини корозії трубопроводу при сталому перебуванні агресивного електролітичного розчину в тріщині

Як тільки встановлений факт порушення ізоляційного покриття, виникає питання прогнозування часу виток у зв'язку з корозією труби. Кількісна оцінка корозійних втрат залежить від втрати площі перерізу поверхні трубопроводу.

Для розрахунку глибини корозії при сталому перебуванні агресивного електролітичного розчину в зоні пошкодженої ізоляції розглянуто динаміку глибини корозії трубопроводу при роботі гальванічного елемента «трубопровід з пошкодженою ізоляцією – трубопровід під ізоляційним покриттям» [68]

$$h = \frac{V}{\pi D_0 a_y} = \frac{KIt}{7,87\pi D_0 a_y}, \quad (6.69)$$

де V – об'єм прокородованого металу, см^3 ; D_0 – початкова товщина стінки трубопроводу, см ; K – електрохімічний еквівалент, г/А год ; t – час корозії, годин ; $7,87$ – питома вага металу трубопроводу, г/см^3 ; I – струм гальванопари, А ; a_y – довжина ділянки трубопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям, що підлягає ураженню.

З врахуванням струму електрохімічної корозії макрогальванопари, розрахованою за формулою (6.67) вираз (6.69) набуває вигляду

$$h = \frac{K}{7,87\pi D_0 a_y} \left(\frac{2(E_a - E_k)\gamma}{\pi} \times \sum_{\kappa=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2\frac{\pi\kappa\alpha}{c}}{2\kappa(1 + \frac{\kappa\pi L}{c})} \right) t. \quad (6.70)$$

6.6.2 Розрахункові залежності для визначення глибини корозії трубопроводу при періодичному попаданні агресивного електролітичного розчину у тріщину

Вологість ґрунту має властивість періодично змінюватись залежно від кліматичних особливостей регіону. А це впливає на частоту попадання електролітичного розчину в тріщину ізоляційного покриття.

Частота попадання в тріщину агресивного розчину буде впливати на середньочасову силу струму макрогольванопари, а відтак і на швидкість корозії сталі в тріщині.

Середньочасова сила струму збільшується із збільшенням частоти попадання агресивного розчину в тріщину, але до тих пір, поки не настане катодне обмеження процесу, так як з насиченням розчином надходження кисню гальмується.

Найбільш активною фазою корозія ділянки трубопроводу в тріщині досягає коли на її поверхні утворюється плівка вологи такої товщини, що анодний процес в ній ще не гальмується, а для протікання катодного процесу на ділянці трубопроводу під ізоляційним покриттям маються найбільш сприятливі умови.

На основі викладеного можливо вважати, що процес корозії сталі в тріщинах ізоляційних покриттів є особливим видом електрохімічної корозії, в якій проявляються особливості як атмосферної корозії, так і електрохімічної корозії сталі, повністю зануреної в рідкій електроліт.

При регулярному періодичному зволоженні прогнозувати подальші втрати сталі можливо також виходячи із наступного розрахунку.

Миттєва швидкість втрати товщини стінки $V = \Delta D / \Delta t$ визначається як межа середньої швидкості за умови необмеженого зменшення проміжку часу Δt , тобто

$$V = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta D}{\Delta t} = \frac{dD}{dt}. \quad (6.71)$$

Таким чином, швидкість зміни товщини стінки трубопроводу є похідною за часом від розміру початкової товщини стінки. Зрозуміло також, що швидкість зміни товщини стінки буде пропорційна його величині.

Отже, залежність зміни розміру товщини стінки ділянки трубопроводу від часу t можливо розглядати як похідну за часом

$$\frac{dD}{dt} = -rD, \quad (6.72)$$

де r – питома швидкість зменшення товщини стінки трубопроводу, який залежить від марки сталі, початкової товщини стінки, агресивності середовища.

Після інтегрування одержимо $\ln D = -rt + \ln a$, де стала інтегрування $A = \ln a$. З останньої рівності після потенціювання будемо мати

$$D = ae^{-rt}. \quad (6.73)$$

Якщо відома початкова товщина стінки трубопроводу $D = D_0$ в початковий момент часу $t=0$ (на початок експлуатації конструкції), то підставивши в (6.72) ці значення, одержимо: $D_0 = a \times e^{-r \times 0}$, звідки $a = D_0$.

Тоді (6.72) буде мати вигляд

$$D = D_0 \times e^{-rt}. \quad (6.74)$$

Для визначення r (питомої швидкості зменшення товщини стінки) прологарифмуємо обидві частини рівняння (6.74)

$$\ln D = \ln D_0 - rt. \quad (6.75)$$

Користуючись рівнянням (6.75) можливо обчислити значення r за двома відомими значеннями перерізів D_1 і D_2 .

Товщину D_1 визначаємо на момент обстежень t_1 при максимальному струмі гальванопари (при зволоженні), а товщина D_2 визначається через час t_2 перед наступним зволоженням при досягненні стабільного мінімального значення струму гальванопари

$$D_2 = D_0 \times e^{-rt_2}. \quad (6.76)$$

Тоді

$$\begin{aligned} \ln D_1 &= \ln D_0 - rt_1, \\ \ln D_2 &= \ln D_0 - rt_2. \end{aligned} \quad (6.77)$$

Віднімемо друге рівняння системи (6.77) від першого $\ln D_1 - \ln D_2 = -rt_1 - (-rt_2) = r(t_2 - t_1)$,

звідки

$$r = \frac{\ln D_1 - \ln D_2}{t_2 - t_1}. \quad (6.78)$$

Отже, формула (6.74) може бути записана так

$$D = D_0 \times e^{-\left(\frac{\ln D_1 - \ln D_2}{t_2 - t_1}\right)t}. \quad (6.79)$$

Товщина стінки трубопроводу в тріщині через проміжок часу t_1 буде

$$D_1 = D_0 - \frac{2KI_1}{7,87\pi D_0 a_y} t_1. \quad (6.80)$$

Аналогічно, можливо знайти товщину стінки через проміжок часу t_2

$$D_2 = D_0 - \frac{2KI_2}{7,87\pi D_0 a_y} t_2. \quad (6.81)$$

Залишкова товщина стінки трубопроводу на будь-який момент часу t від початку експлуатації чи попереднього обстеження буде становити

$$\Delta D = D_0 - D_0 e^{-\left(\frac{\ln D_1 - \ln D_2}{t_2 - t_1}\right)t} \quad (6.82)$$

або

$$\Delta D = D_0 \left(1 - e^{-\left(\frac{\ln D_1 - \ln D_2}{t_2 - t_1}\right)t}\right).$$

При нерегулярному періодичному зволоженні конструкції розрахунки корозії сталі виконуються також за середнім значенням струму гальванопари. За отриманими вибірковими даними замірів знаходять середнє значення струму, середнє квадратичне відхилення, а далі, вважаючи, що закон розподілу вибіркових даних є нормальним, із імовірністю 0,997 отримують за правилом «трьох сигм» межі розсіювання середньої величини $\varepsilon = \bar{I} \pm 3\sigma$, де I – середнє значення струму гальванопари; σ – середнє квадратичне відхилення.

Для експериментальної перевірки запропонованої методики розрахунку глибини корозії ділянки трубопроводу при роботі гальванопари в ґрунтових умовах проведено дослідження на малих арматурних зразках та сталевих трубах.

В якості ділянки трубопроводу використано сталевий холоднотягнутий дріт діаметром 1 мм, арматура класу А1 діаметром 6 мм і сталеві труби зовнішнім діаметром 21,4 мм. Зразки було покрито лакофарбовим покриттям, а місця, що підлягають корозії, були оголені посередині від фарби на ширину 0,5; 1; 1,5 і 2 мм. Оголені ділянки імітували довжину ділянки трубопроводу в зоні пошкодженої ізоляції, що підлягає ураженню. Перед фарбуванням арматурні стрижні та труби було очищено і зважено на аналітичних вагах. Окремо були підготовлені арматурні стрижні діаметром 1 мм і 6 мм без фарбування. На кожну ширину ділянок виготовлено по три стрижні-близнюки і три стрижні без уражень.

Склад розчинів, які контактують з конструкціями може бути різним і в ряді випадків зовсім непередбачений. Тому в якості агресивного середовища для прискорення корозії вибрано 3%-ий розчин NaCl, який є стандартним електролітом при електрохімічних дослідженнях корозії металів.

Кожний стрижень було занурено в ємність з агресивним середовищем (3% розчин NaCl). Для дослідження корозійних втрат при роботі макрогальванопар в процесі експерименту було створено пристосування, котре складалося з пластикового корита, заповненого агресивною рідиною, і занурених у рідину підготовлених зразків (6.14).

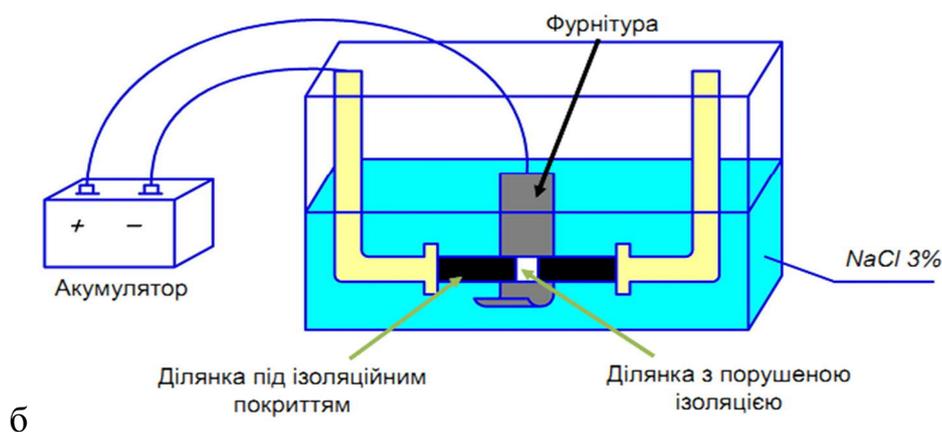


Рис. 6.14 – Фото (а) та схема (б) експериментальної установки перевірки втрат металу

Таблиця 6.11– Результати експерименту

№ зразка аноду	Довжина анодної ділянки, a_1 , см		Діаметр стрижнів, d , см		Середня глибина корозії, см	Площа корозії, S , см ²	Площа поперечного перерізу стрижня, A_s , см ²		Вага, стрижня до (g_0) і після (g_1) кор, г		Втрати ваги, ($g_0 - g_1$), г
	до дослід	після дослід	до дослід	після дослід			до дослід	після дослід	до дослід	після дослід	
ББ1	0,3	0,3	0,099	0,076	0,0115	0,093	0,0076	0,0046	0,8609	0,8434	0,0175
ББ2	0,3	0,4	0,1	0,067	0,0165	0,1256	0,0078	0,00355	0,8700	0,8406	0,0294
ББ3	0,3	0,4	0,101	0,075	0,0133	0,1276	0,0081	0,0045	0,8000	0,7743	0,0257
ББ4	0,15	0,18	0,098	0,08	0,0091	0,055	0,0078	0,0051	0,9605	0,9526	0,0079
ББ5	1,0	1,0	0,101	0,061	0,0203	0,32	0,0081	0,003	1,3194	1,2294	0,09
ББ6	1,0	1,0	0,101	0,074	0,0138	0,32	0,0081	0,0043	1,2895	1,2255	0,064
ББ7	0,15	0,15	0,6	0,50	0,05	0,2826	0,2826	0,2016	140,0	139,75	0,25
ББ8	0,15	0,15	0,6	0,499	0,05	0,2826	0,2826	0,1956	139,05	138,81	0,24
СС1	-	-	0,6	0,6		0,2826	-	-	1,9920	1,9909	0,0011
С2	-	-	0,104	0,099		5,68	-	-	0,9604	0,9432	0,0172

Візуально було виявлено корозійні ураження на анодних ділянках гальванопар. Катодні ділянки не мали уражень.

6.6.3 Розрахунок втрат металу на ділянках сталевго трубопроводу

Ваговий показник корозії визначався за різницею ваги до і після корозійних досліджень за формулою

$$K_{\text{ваг}} = \frac{g_0 - g_1}{S_0 \tau}, \quad (6.83)$$

де g_0, g_1 – вага арматурного стрижня, ділянки труби до і після корозії, г; S_0 – площа поверхні аноду, см^2 ; τ – час проведення дослідів, годин.

Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалась за формулою

$$i_p = K_{\text{ваг}} \cdot 2,68 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{n}{A}, \quad (6.84)$$

де n – валентність металу; A – атомна маса металу.

Відповідний струм корозії визначався за формулою

$$I = i_p \times S_0. \quad (6.85)$$

Розрахункове значення сили струму, що відповідало ваговим показникам, зіставимо з розрахунковим значенням за формулою (6.67).

Для зразків Б1 – Б8 у формулі (6.67) використані середні значення E_a і E_k .

Приклад розрахунку з визначення струму гальванопари та глибини корозії.

Визначаємо ваговий показник загальної корозії арматури для Б1.

$$K_{\text{ваг}} = \frac{m_0 - m_1}{St} = \frac{0,0172}{5,68 \times 170} = 0,0000178 \frac{\text{г}}{\text{см}^2 \times \text{год}} = 0,178 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \times \text{год}}.$$

Загальна корозія арматури, що припадає на одиницю довжини стрижня

$$0,178/174 = 0,001 K_{\text{ваг}}/\text{мм}.$$

Визначаємо ваговий показник корозії по різниці ваги до і після корозійних досліджень за формулою (6.83)

$$K_{\text{ваг}} = \frac{m_0 - m_1}{St} = \frac{0,0175}{0,0932 \times 170} = 0,0011 \frac{\text{г}}{\text{см}^2 \times \text{год}} = 11,0 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \times \text{год}}.$$

Визначаємо ваговий показник корозії без врахування загальної корозії

$$K_{\text{ваг}} = 11,0 - 3 \times 0,001 = 10,997 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \times \text{год}}.$$

Таким чином, доля корозійних втрат від роботи макрогольванопари складає, в відсотках

$$\frac{10,997 \times 100}{11} = 99,97\%.$$

Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалась за формулою (6.84)

$$i = \frac{10,997 \times 2 \times 2,68 \times 10^{-3}}{55} = 0,00107 A / \text{см}^2.$$

Визначаємо відповідний струм корозії

$$I_e = 0,00107 \times 0,0932 = 0,99 \times 10^{-4} \text{ A}.$$

Знаходимо струм корозії за розробленою математичною моделлю

$$I_p = \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c} \right)} = \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^3 \frac{1}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c} \right)} -$$

$$- \frac{1}{2} \sum_{k=1}^3 \frac{\cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c} \right)} = \frac{2 \times (0,635 - 0,575) \times 0,067}{3,14} \times \left(\frac{1}{2} \times \frac{1}{1 \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{10,5} \right)} - \right.$$

$$- \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{180 \times 1 \times 0,3}{10,5}}{1 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{10,5} \right)} + \frac{1}{2} \times \frac{1}{2 \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{10,5} \right)} -$$

$$- \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{180 \times 2 \times 0,3}{10,5}}{2 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{10,5} \right)} + \frac{1}{2} \times \frac{1}{3 \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{10,5} \right)} -$$

$$\left. - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{180 \times 3 \times 0,3}{10,5}}{3 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{10,5} \right)} \right) = 0,88 \times 10^{-4} \text{ A}.$$

Для співставлення результатів розраховуємо швидкість корозії та ваговий показник корозії

$$i = 0,88 \times 10^{-4} / 0,0932 = 0,0009 \text{ A} / \text{cm}^2;$$

$$K_{\text{ваг}} = 0,0009 \times 10^3 \times 10,26 = 9,23 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \times \text{год}}.$$

Визначаємо відносну втрату площі перерізу арматури v за струмом, що відповідав ваговим показникам v_e , за струмом, що розрахований за розробленою математичною моделлю v_p , за безпосередніми замірами діаметрів v_d , за глибиною корозії v_h .

$$v_e = \frac{2K}{7,87 \pi D_0^2 a_y} I_e t = \frac{2 \times 1,0424}{7,87 \times 3,14 \times 0,099^2 \times 0,3} \times 0,99 \times 10^{-4} \times 170 = 0,482;$$

$$v_p = \frac{2K}{7,87 \pi D_0^2 a_y} I_p t = \frac{2 \times 1,0424}{7,87 \times 3,14 \times 0,099^2 \times 0,3} \times 0,88 \times 10^{-4} \times 170 = 0,429;$$

$$v_d = \frac{2}{D_0} h = \frac{2}{0,076} \times 0,0115 = 0,303;$$

$$v_h = \frac{\Delta A_s}{A_s} = \frac{0,003}{0,0076} = 0,394.$$

Результати розрахунків втрати перерізу представлені в табл. 6.12.

Таблиця 6.12 – Результати розрахунків втрати перерізу арматури

№ зразка	Середня глибина корозії h , см	Втрага площі перерізу $\Delta A_s = A_{s1} - A_{s2}$, см ²	Швидкість корозії, i , А/см ²	Струм гальванопари по вагових показниках, $I \cdot 10^{-4}$, А	Розрахункове значення струму гальванопари за математичною моделлю, I , 10^{-4} А	Відносна втрата площі перерізу по розрахунковому значенні струму v_p	Відносна втрата площі перерізу по вагових показниках v_e	Відносна втрата площі перерізу по глибині корозії v_h	Відносна втрата площі перерізу по безпосередніх замірах діаметрів v_d
Б1	0,0115	0,003	0,00107	0,99	0,88	0,429	0,482	0,394	0,303
Б2	0,0165	0,0043	0,00136	1,71	1,64	0,588	0,613	0,547	0,492
Б3	0,0133	0,0036	0,00117	1,47	1,36	0,472	0,51	0,444	0,354
Б4	0,0091	0,0027	0,00081	0,45	0,36	0,296	0,371	0,343	0,227
Б5	0,0203	0,0051	0,0023	5,12	5,16	0,716	0,714	0,629	0,665
Б6	0,0138	0,0038	0,0019	3,57	3,6	0,516	0,522	0,469	0,373
Б7	0,05	0,081	0,00013	0,37	0,35	0,211	0,308	0,286	0,2
Б8	0,05	0,087	0,00011	0,32	0,35	0,291	0,266	0,31	0,2

Ваговий показник корозії визначався за різницею ваги до і після корозійних досліджень за формулою (6.83). Розрахункове значення сили струму, що відповідало ваговим показникам, зіставимо з розрахунковим значенням за формулою (6.67). Результати експериментальних досліджень наведено на рис. 6.15.

Таким чином, отримана залежність, що дозволяє розрахувати глибину корозії стінки трубопроводу в пошкодженій зоні ізоляції при роботі макрогальванічних корозійних пар і сталому перебуванні агресивного розчину в пошкодженій зоні. Підтверджено основну роль макрогальванічних пар в корозійних втратах в тріщинах. Відсоток корозії, що викликається роботою макрогальванічних пар в розчині 3% NaCl на досліджуваних зразках в даних умовах складала 93,57–99,97%.

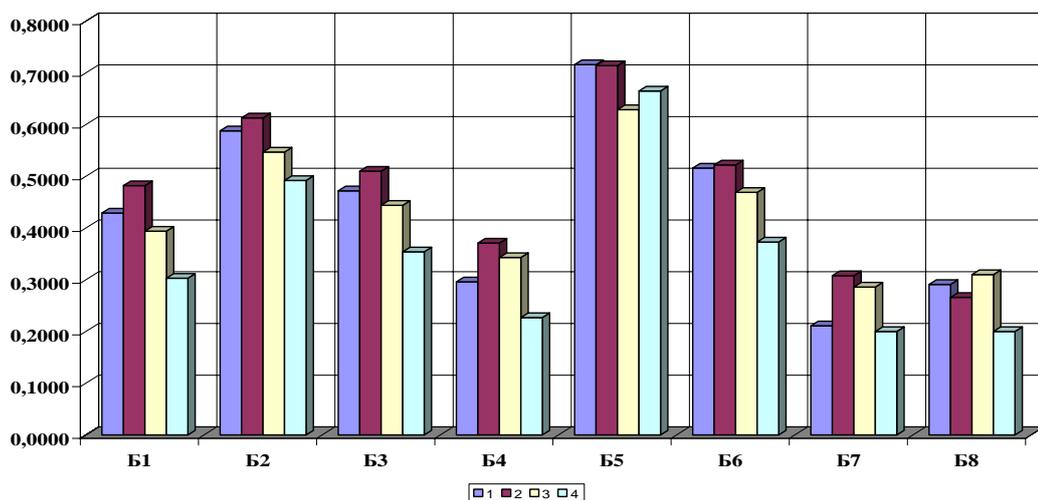


Рис. 6.15 – Порівняльна діаграма втрати відносної площі перерізу на зразках при корозії: 1 – за розрахунковим значенням струму v_p ; 2 – за ваговими показниками v_e ; 3 – за глибинними показниками v_h ; 4 – за безпосередніми замірами діаметрів v_d

Розмір анодної ділянки a_y на конструкції трубопроводу в місцях пошкодженої ізоляції залежить від ширини тріщини a_{crc} і визначається експериментально. Довжина катодної ділянки залежить від відстані між тріщинами, а, головним чином, від омичного опору. Відстань між анодами (тріщинами) інтенсифікує роботу макрокорозійного елемента за рахунок збільшення катодної площі на один анод.

Електродний потенціал сталі визначається класичним способом, як електрорушійна сила (е.р.с.) між металом трубопроводу та півелементом (електродом порівняння). Електрорушійну силу розімкнутого ланцюга між двома електродами називають стаціонарним потенціалом. Виміри даних потенціалів виконують за допомогою вольтметрів із достатньо високим вхідним опором ($R_{ex} > 10^9$ Ом). Використання вольтметрів з меншим вхідним опором допускається на ділянках сильного зволоження конструкцій. Контакт провідника вимірювальної схеми із металом трубопроводу, вивільненого від ізоляційного покриття, виконується в якомусь одному місці конструкції за допомогою електродів: різних затискачів, механічних присосок та ін.

В якості електроду порівняння використовується мідно-сульфатний електрод, який встановлюється на ізоляційну поверхню конструкції над трубопроводом. Від'ємна клемма вольтметра приєднується до трубопроводу, а позитивна – до мідно-сульфатного електроду порівняння (рис. 6.16).

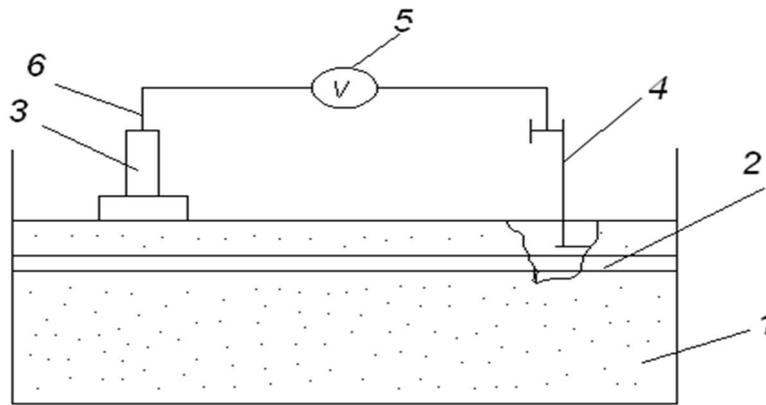


Рис. 6.16 – Схема замірів потенціалів «трубопровід – ізоляційне покриття»:
1 – трубопровідна конструкція; 2 – трубопровід; 3 – електрод порівняння;
4 – сталевий електрод-шпилька; 5 – вольтметр; 6 – з'єднувальний провід

Інформацію про розподіл різниці потенціалів сталевого трубопроводу отримують переставляючи послідовно поздовж конструкції по ізоляційній поверхні із вибраним кроком мідно-сульфатний електрод порівняння.

Вважається, що найбільш інтенсивний процес корозії сталі (аноде) протікають в місцях, для яких характерні найбільш високі значення потенціалів на металі по відношенню до електроду порівняння.

Підготовка пристрою до роботи ведеться у такій послідовності. За добу до вимірювань посудини електродів порівняння заповнюються насиченим розчином мідного купоросу, а мідні їх стрижні з'єднуються електропровідником для вирівнювання потенціалів. Перед початком використання пристрою система остаточно заповнюється подачею під тиском (шприцом) розчину мідного купоросу через дренажні трубки.

Перед початком вимірювань позитивна клемма вимірювального приладу (вольтметра) з'єднується з металом трубопровідної конструкції, а негативна – з виводами із електродів порівняння.

Після установки контактних днищ на точки замірів послідовно проводиться замірювання потенціалів, вмикаючи через перемикач то один, то інший електрод порівняння і переставляючи пристрій з точки на точку поздовж конструкції.

Крок замірів може регулюватись за рахунок змінних траверс, на яких у вершині штанги закріплені контактні днища електродів порівняння. Вага пристрою до 2 кг, що дозволяє легко встановлювати його у потрібні точки та проходити фіксованим кроком вздовж конструкції.

Довжину катодних ділянок визначають за зміною напрямку струму в конструкції. Для пошуку місць зміни напрямку струму гальванопари вмикають в роботу на даному пристрої спарені електроди порівняння, котрі мають електрозв'язок із балансным електронним приладом на ручці оператора. На нейтральній поверхні трубопроводу два сигнальні світоводи регулюються на однаковий сигнал. При послідовній перестановці спарених електродів вздовж конструкції за зміною світлового сигналу фіксується ділянка, де струм змінює свій напрямок вздовж конструкції. Це дає

можливість зафіксувати довжину катодної ділянки (c) на конструкції. Прилад розроблено в ПолтНТУ.

Питома електропровідність відомих розчинів приймається за довідковою літературою, а для інших розчинів може бути визначена в лабораторних умовах за стандартними методиками.

Відомо, що на електричний опір ґрунту, а відповідно і на електропровідність, як обернену величину електричному опору, найбільший вплив має його вологість.

Корозійні втрати сталі в тріщині напряму залежать від електропровідних характеристик агресивного розчину (особливо на межі «анод-катод»).

Для розрахунків швидкості корозії за залежністю (6.66) необхідно розрахувати параметр L , який залежить від питомої електропровідності ізоляційного покриття γ , та питомої анодної поляризації металу трубопроводу b_a , за умов перебування його в агресивному розчині, що заповнює тріщину.

При відомих характеристиках агресивних розчинів, з якими контактує метал трубопроводу в тріщинах, для визначення питомої анодної поляризації можливо використати дані довідникової літератури з хімії та електрохімії.

Для конкретних умов, при відомих розчинах електроліту, який попадає у тріщини трубопровідних конструкцій, питому поляризацію металу можливо визначити, побудувавши в лабораторних умовах анодну поляризаційну криву металу в даному розчині.

Методики побудови поляризаційних кривих викладені в багатьох літературних джерелах, наприклад в [69, 70].

При побудові поляризаційних кривих досліджуваний металевий зразок занурюють в електроліт (агресивний розчин) і визначають величину стаціонарного потенціалу, потім включають в електричний ланцюг постійного струму i , збільшуючи величину додатного потенціалу, спостерігають за зміною струму в ланцюгові (потенціостатичний метод), або навпаки – збільшуючи величину струму, спостерігають за зміною потенціалу (гальваностатичний метод).

При побудові поляризаційної кривої за допомогою потенціостата в автоматичному режимі поляризують зразок зі швидкістю 6-7 В/год, вимірюючи величину струму через кожні 50-100мВ зміни потенціалу. Результати випробувань оформляють у виді графіків в координатах: по вісі абсцис – щільність струму в мкА/см², по вісі ординат – потенціал в мВ. Тангенс кута нахилу дотичної до кривої, тобто $tg\alpha = \Delta V_a / \Delta i_a$, і визначає питому поляризацію металу в даному середовищі.

Питома поляризація металу визначається для щільності струму, при котрій спостерігається найбільше гальмування анодного процесу.

Висновки за розділом 6

1. Експериментальні дослідження показали, що головну роль у корозійних процесах на трубопроводі і в тріщинах ізоляційного покриття при попаданні агресивних розчинів відіграє робота макрогальванічних пар «метал трубопроводу в тріщині – метал трубопроводу під ізоляційним покриттям». Струм даних гальванопар є універсальним показником для розрахунку втрат товщини стінки у тріщинах.

2. Розв'язана задача моделювання електрохімічної корозії трубопроводу в тріщині ізоляційного покриття при дії агресивного по відношенню до металу трубопроводу електролітичного середовища, яка зводиться до визначення стаціонарного електричного поля, що виникає при роботі макрогальванопари з анодом на трубопроводі у тріщині й катодом на трубопроводі під ізоляційним покриттям. Перевагою моделі є можливість прогнозування розвитку корозії за часом незалежно від хімічного складу агресивного електроліту, можливості отримання необхідних розрахункових параметрів на конструкціях, що експлуатуються.

3. Отримана залежність, що дозволяє розрахувати глибину корозії на ділянці трубопроводу в тріщині ізоляційного покриття при роботі макрогальванічних корозійних пар і сталому перебуванні агресивного розчину в тріщині. Розроблені залежності дають можливість раціонально спланувати ремонтні роботи, прогнозувати реальні строки роботи конструкції, переглянути режим експлуатації та ін.

4. Дослідження на малих зразках методики розрахунку глибини корозії на ділянці трубопроводу при корозії в тріщині в розчині 3% NaCl показали, що прямі корозійні випробування узгоджуються з розрахунковими за значеннями струму макрогальванопари.

5. Виконано екологічний аудит корозійної активності ґрунтів Полтавщини. Враховуючи те, що корозійність оцінюють за максимальним значенням показників, в області існують всі умови для розвитку й протікання корозійних процесів на ділянках нафтопроводів, оскільки в узагальненому випадку нафтопроводи Полтавській області експлуатуються в умовах високої корозійної активності ґрунту. Виявлено найбільш небезпечні ґрунтові умови експлуатації трубопроводів на Полтавщині.

Список використаних літературних джерел до розділу 6

1. Поляков С. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно- небезпечних ділянках / С.Поляков, А.Клименко, Л.Ниркова, О. Малькова // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2008. – Спец. вип. №7. – Т.2. – С. 761 – 766.

2. Ждек А.Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних

дефектів та умов експлуатації / А.Я. Ждек, В.Я. Грудз// Науковий вісник: ІФНТУНГ. – 2012. – №2(32). – С. 58 – 66. – Режим доступу:

<http://nv.nung.edu.ua/sites/nv.nung.edu.ua/files/journals/032/12zaydue.pdf>

3. Rihan Omar Rihan Electrochemical Corrosion Behavior of X52 and X60 Steels in Carbon Dioxide Containing Saltwater Solution (2013). Vol.16(1). 227–236. – DOI: 10.1590/S1516-14392012005000170

4. Побережний Л. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, В.В. Рудко // Вісник ТНТУ. – 2011. – №3. – С. 20 – 26.

5. Stepova O. Technological safety operation of main oil pipelines. /O.Stepova // Zbirnyk naukovykh prac (galuzeve mashynobydyvannja, budibnytsitvo). – Issue. 2(30). – Poltava: Poltava National Technical University named after Yuri Kondratyuk, 2011. – P. 266 – 269.

6. Stepova O. Ensuring environmental safety of oil exploitation by monitoring electrochemical parameters. / O.Stepova // Zbirnyk naukovykh prac (tehnichni nauky). – Issue. 1(53). – Rivne: Natsionalny universitet vodnogo gospodarstva, 2011. – P. 201 – 207 .

7. Магістральні нафтопроводи: ДК «Укртанснафт». – 2013. – Режим доступу: <http://www.utg.ua>

8. Паливно-енергетичний комплекс Полтавщини. Державна політика енергозабезпечення та енергозбереження: Головне управління промисловості та розвитку інфраструктури Полтавської облдержадміністрації та управління з питань внутрішньої політики облдержадміністрації. – 2006. – Режим доступу: www.adm-pl.gov.ua

9. Регіональна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Полтавській області у 2017 році: Державне управління охорони навколишнього природного середовища в Полтавській області. – 2017.

10. Пономаренко І.О. Нафтотранспортна система України / І.О. Пономаренко // Надійність та безпека: 8-ий Форум «Паливно-енергетичний комплекс України: сьогоднішня та майбутня». – 2010. – №8. – С. 8 – 11.

11. Екологія Полтавщини. Аналіз виконання програми охорони довкілля, раціонального використання природних ресурсів та забезпечення екологічної політики з урахуванням регіональних пріоритетів Полтавської області на період до 2010 року. Серія: Екологічна бібліотека Полтавщини / За ред. Ю.С. Голіка, О. Е. Ілляш. – Полтава: Полтавський літератор, 2006. – Вип. 3. – 305 с.; Екологічний атлас Полтавщини / За ред. Ю.С. Голіка, В.А. Барановського, О.Е. Ілляш. – Полтава: Полтавський літератор, 2006. – Вип. 4. – 128 с.

12. Таран В. Д. Сооружение магистральных трубопроводов: Учеб. пособ. / В.Д. Таран. – М.: Недра, 1964. – 544 с.

13. СТО Газпром 2-2.3-085-2006. Методика проведения базового диагностического обследования подземных технологических трубопроводов подземных хранилищ газа ОАО «Газпром».

14. Агроекологічний атлас Полтавщини /За ред. Голика Ю.С., Барановського В.А., Ілляш О.Е. – Полтава, 2009. – Вип. 7. – 70 с.
15. Притула В.А. Электрическая защита от коррозии подземных металлических сооружений. – М.: Госэнергонадзор, 1958. – 240 с.
16. Притула В.А. Защита заводских подземных трубопроводов от коррозии. – М.: Metallurgizdat, 1961. – 384 с.
17. Методичні вказівки для виконання розділу «Охорона праці, техніка безпеки та екологічні вимоги» дипломної роботи для студентів спеціальності 6.091500 «Комп'ютерні системи та мережі» / О.М. Марціаш. – Тернопіль: ТК ТДТУ, 2009. – 12 с.
18. ГОСТ ИСО 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
19. The State Emergency Service of Ukraine [electronic resource]. – 2016. – reference. – <http://www.dsns.gov.ua>.
20. Інформаційно-аналітична довідка про виникнення НС в Україні у I кварталі 2017 року: Державна служба України з надзвичайних ситуацій. – 2017.
21. Доповідна записка Кабінетові Міністрів України щодо політичної пропозиції про прийняття розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України» від 21.10.2009 року № 1417-р.
22. Вовк О.В. Аналіз аварій на магістральних трубопроводах за період 2005 – 2015 рр. / О.В. Вовк, С.В. Зайченко, Є.П. Чвертько // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – № 4. – С. 113 – 118.
23. Крижанівський Є.І. Деградація матеріалів нафтогазових об'єктів довготривалої експлуатації та шляхи забезпечення їх працездатності / Є.І. Крижанівський // Розробка родовищ. – 2014. – С. 241 – 253.
24. Іваницький Я. Оцінка втомного руйнування матеріалів за двовісною навантаження // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій/ Під. заг. ред. В.В. Панасюка. – Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В.Карпенка 11 АН України. – 2004. – С. 641 – 646.
25. Середняцкий Я.А. Противокоррозионная изоляция магистральных газонефтепроводов: Справочник / Я. А. Середняцкий, Ю.В. Банахевич, А.В. Драгилев. – Львов-Киев: ООО «Сплайн». – 2008. – 495 с.
26. Обстеження антикорозійного покриття та електрохімічного захисту магістральних газопроводів / Ю.В. Банахевич, Й.Л. Зубик, А.О. Кичма, О.Й. Винник, Б.В. Слободян, О.І. Марченко // Матеріали 3-го науково-практичного семінару. – Львів, 1999. – Вип. 36. – С. 63 – 65.
27. Аненков Н.П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения / Н.П. Аненков, М.П. Анучкин // Труды ВНИИСТ. – Вип. 30. – 1974.– С. 120 – 124.
29. Говдяк Р.М. Оцінка статичної та циклічної довговічності магістральних трубопроводів на стадії проектування / Р.М. Говдяк //

Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №2 (11). – С. 101 – 104.

30. Кичма А.О. Оцінка дефектів металу труб за результатами внутрішньотрубної дефектоскопії трубопроводів / А.О. Кичма // Вісник НУ «Львівська політехніка» «Динаміка, міцність та проектування машин і 140 приладів». – №434. – Львів, 2001. – С. 58 – 61.

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

32. Банахевич Ю.В. Аналіз причин відмов і зупинок газопроводів в ГТС УМГ «Львівтрансгаз» / Ю.В. Банахевич, В.В. Вільчанський // V Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2007. – № 5 (47). – С. 7 – 9.

33. Крижанівський Є.І. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості / Є.І. Крижанівський, С.Й. Тараєвський, О.С. Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. – № 8, Т. 2. – Львів, 2010. – С. 655 – 660.

34. Крижанівський Є.І. Низькочастотна корозійна втома сталі морських трубопроводів / Є.І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – Спец. вип. № 3, Т. 2. – С. 794 – 797.

35. Воробьева Г.Я. Коррозионная стойкость материалов в агрессивных средах химических производств / Г.Я. Воробьева // Справочник по химии. – М.: Химия. – 1975. – 816 с.

36. Романов В.В. Методы исследования коррозии металлов / В.В. Романов // М.: Металлургия. – 1965. – 280 с.

37. ГОСТ 13819-68. Коррозия металлов. Десятибальная шкала коррозионной стойкости. – М., 1968. – 17 с.

38. Овчинников И.Г. Модель деформирования и расчет сжато-изогнутой балки в условиях сульфатной агрессии / И.Г. Овчинников, Р.Р. Иванов, Р.Б. Гарипов // Бетон и железобетон. – 2006. – №1. – С.26 – 29.

39. Ciampoli M. Probability – Based Durability Design Of Reinforced concrete structures/ M. Ciampoli, P. Giovenale, L. Petrichella. – JAMAS, Barselona, 2002.

40. Маринин А.Н. Учет хлоридной коррозии при прогнозировании срока службы железобетонных конструкций / А.Н. Маринин // Актуальные вопросы строительства: материалы Всерос. науч.-техн. конф., посвященной 40-летию строительного факультета Мордовского гос. ун-та. – Вып. 1. – Саранск: Изд-во Мордовского ун-та, 2002. – С. 255 – 258.

41. Чирков В.П. Оценка ресурса железобетонных конструкций при коррозии арматуры / В.П. Чирков, А.Н. Кардангушев // Изд. вузов. Строительство. – 1992. – №3. – С. 3 – 9.

42. Попеско А.И. Новый метод расчета несущей способности железобетонных конструкций, работающих в условиях газовой среды / А.И. Попеско, О.И. Анцыгин, А.А. Дайлов // Бетон и железобетон. – 2007. – №3. – С. 20 – 22.

43. Методические рекомендации по исследованию ингибиторов коррозии арматуры в бетоне. – М.: НИИЖБ, 1980. – С. 14 – 16.
44. Стрижевский И.В. Коррозия и защита арматуры железобетонных трубопроводов / И.В. Стрижевский, Б.Л. Рейзин, Э.И. Иоффе. – М.: Стройиздат, 1972. – 272 с.
45. A study of practical cases of steel corrosion in reinforced concrete: causes and solutions: Pap. №127 Corrosion'91, Cincinnati, Ohio, March 11-15, 1991/ de Rinson Oladis T., Sanchez G. Miguel A., Perez Orlando, Contreres Daniel, Garcia Octobio. – [Houston (Tex.)]: NACE, 1991. – 19 p.
46. Блохин И.А. Математическое моделирование и обработка экспериментальных данных процессов коррозии с применением ДВК-3 / И.А. Блохин, И.А. Черепкова // Актуал. экол.-экон. пробл. соврем. химии: тез. докл. 9 Всерос. межвуз. научн.-практ. конф. студ. и мол. ученых. – Самара, 1991. – С. 77 – 78.
47. Рубинштейн А.И. Распределение тока и потенциала на гетерогенном электроде / А.И. Рубинштейн, Н.Я. Коверский, Б.Б. Чернов // Электрохимия. – 1977. – Т. 111. – Вып. 7. – С. 15 – 19.
48. Математическое моделирование распределения коррозии по периметру поперечного сечения подземного трубопровода / Н.В. Алексеева, И.В. Стрижевский [и др.] // Защита металлов. – 1989. – №1. – С. 25 – 29.
49. Распределение потенциала и скорости растворения вдоль участка металлического трубопровода при пересечении границы раздела двух грунтов / Кузнецова Е.Г. [и др.] // Защита металлов. – 1988. – №2. – С. 36 – 41.
50. Mesures in situ du potentiel d'electrode des armatures du beton par un system bi-electrode/Francois Raoul // Ann. Inst. techn. batim. Ettrav. publics. – 1991. – №4. – С. 1 – 11.
51. Мониторинг коррозионного поведения и скорость коррозии армированного железобетона в различных средах // 11th Int. Corros. Congr.: Innov. and Technol. Transfer Corros. Contr., Florence, 2-6 Apr., 1990. – Vol. 2. – Assoc. Ital. Met.-Milano, 1990. – P. 443 – 450.
52. Godart H. The Canadian Journal of Chemical Engineering / H. Godart. – October, 1960. – P. 167 – 173.
53. Drumm G.F. Corrosion Engineering / G. F. Drumm. – September, 1964. – P. 42 – 45.
54. Томашов Н.Д. Коррозия металлов / Н.Д. Томашов, В.А. Титов. – М.: Оборонгиз, 1955. – С. 26 – 51.
55. Цикерман Л.Я. Защита металлов / Л.Я. Цикерман, Я.П. Штурман. – 1967. – №2. – С. 243 – 244.
56. Михайловский Ю.Н. Защита металлов / Ю.Н. Михайловский и др. – 1973. – №3. – С. 264 – 269.

57. Коряков А.С. Обеспечение надёжности и долговечности зданий и сооружений в агрессивных средах / А.С. Коряков, В.В. Филиппов // Серия: Промышленное строительство. – 1990. – №4. – С. 6 – 8.
58. Беккер М.В. Обеспечение надёжной работы нафтотранспортной системы ДК «Укратранснефть» / М.В. Беккер // Сб. докладов научн.-практ. семинара (Киев, 17 – 18 апреля 2007 г.). – К.: Институт электросварки им. Е.О. Патона. – 2007. – С. 3 – 5.
59. Рогознюк В.В. Технічна експлуатація систем захисту від підземної корозії магістральних нафтопроводів / В.В. Рогознюк, Ю.П. Гужов, Ю.О. Кузьменко [та ін.] // – К.: Техдіагаз. – 2000. – С. 3 – 5.
60. Корнієнко С.В. Ресурси підземного геологічного простору України / С.В. Корнієнко, О.М. Корбутяк // Вісник Київ. ун-ту., Серія: Геологія. – 2008. – № 43. – С. 35 – 37.
61. Корнієнко С.В. Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних нафтопроводів України / С.В. Корнієнко, О.М. Корбутяк // Вісник Київ. ун-ту., Серія: Геологія. – 2009. – № 46. – С. 42 – 43.
62. Побережний Л. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів/ Л. Побережний, А. Станецький, В. Рудко // Вісник ТНТУ (механіка та матеріалознавство). – 2011. – Т. 16, № 3. – С.20 – 26. – Режим доступу: http://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/123456789/1957/2/TNTUB_2011_v16_No3-Poberezhny_L_Stanetsky_A_Rudko_V-Corrosion_monitoring_of__20.pdf
63. Xue H.B. Electrochemical corrosion behavior of X80 pipeline steel in a near-neutral pH solution / H.B Xue., Y.F. Cheng // Materials and corrosion. – 2010. – Vol. 61, Issue 9. – P. 756 – 761.
64. Yang Yan. Experimental Study on Alternating Current Corrosion of Pipeline Steel in Alkaline Environment / International Journal of Electrochemical science: Int. J. Electrochem. Sci. – 2016. – Vol. 11. – P. 7150 – 7162. Available at: <http://www.electrochemsci.org/papers/vol11/110807150.pdf> /Yang Yan, Wang Shuli, Chuang Wen.
65. Frank Y. Cheng Modeling by computational fluid dynamics simulation of pipeline corrosion in CO₂ containing oil-water two phase flow / Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.04.030, <https://www.researchgate.net/publication/301746537>.
66. Gupta R.K. An overview of methods for simulating and evaluating pipeline corrosion / R.K. Gupta , M.Y. Tan , M. Forsyth , B.R.W. Hinton // Corrosion & Prevention. – Institute for Frontier Materials, Deakin University, Waurn Ponds, Geelong, Australia, 2013. – P. 80 – 88. – Available at: <http://dro.deakin.edu.au/eserv/DU:30069099/gupta-anoverviewofmethods-2013.pdf>
67. Stepova O. Modeling of the corrosion process in steel oil pipelines in order to improve environmental safety / O. Stepova, I. Paraschenco // Eastern-european journal of technologies, industrial and technology system. – Vol. 2,

No. 1 (86) 2017. – P. 15 – 20. ISSN (print) 1729-3774, ISSN (on-line) 1729-4061, <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/96425>.

68. Stepova O. Calculation of steel pipeline corrosion depth at work of galvanic corrosion element / O. Stepova, I. Parashchiienko, I. Lartseva // International Journal of Engineering & Technology. – Vol. 7, No. 3.2. – 2018. – P. 431 – 435. – DOI: 10.14419/ijet.v7i3.2.14566.

69. Воробьева Г.Я. Коррозионная стойкость материалов в агрессивных средах химических производств: справочник по химии / Г.Я. Воробьева. – М.: Химия, 1975. – 816 с.

70. Романов В.В. Методы исследования коррозии металлов / В.В. Романов. – М.: Металлургия, 1965. – 280 с.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Метод граничних станів, який представлений у вітчизняних нормах, у порівнянні з методом допустимих напружень забезпечує економію витрат сталі до 10% та найбільшу варіативність товщини стінки, що пояснюється диференціацію коефіцієнту запасу на декілька коефіцієнтів. При цьому, стінка трубопроводу, розрахована на дію лише внутрішнього робочого тиску, забезпечує імовірність відмови за параметром кільцевих напружень значно нищу за нормативну, яка знаходиться у межах $6 \cdot 10^{-6} - 1 \cdot 10^{-11}$. Але у нормах відсутня стандартна методика для визначення поздовжніх напружень від нерівномірних деформацій основи та відповідної імовірності відмови.

2. Обгрунтовано, що використання чисельних розв'язків диференційного рівняння зігнутої осі трубопроводу дає відносну різницю 3 % для напружень та деформацій трубопроводу порівняно з аналітичним розв'язком задачі трубопровід у зоні карстового провалля, моделювання МСЕ дає відносну різницю до 20 % для аналогічних параметрів. Деформації системи «ЛЧМТ – просадочна основа» значно точніше моделюються МСЕ, що пояснюється специфічним механізмом деформування основи під дією власної ваги. При моделюванні МСЕ доцільне використання типу контакту Bonded (жорстке зчеплення між ґрунтом та трубою), що підтверджує гіпотезу про еквівалентність деформацій основи та трубопроводу.

3. Уперше доведено, що при перевірці міцності стінки трубопроводу на дію сумарних поздовжніх напружень необхідно використовувати розрахункову схему системи «ЛЧМТ – просадочна основа» із точковим джерелом замочування та схему, коли джерело замочування знаходиться у межах 1.5 – 2 висоти просадочної товщі (або 15 – 20 діаметрів трубопроводу), при подальшому збільшенні ширини замоченої зони, максимальна кривина осі трубопроводу зменшується. Для розглянутої у моделюванні геометрії максимальні поздовжні напруження виникли для випадку довжини замоченої зони по верху та по низу відповідно 20 та 30 м і становлять $\sigma_{dif}^{max(min)} = +310 (-371)$ МПа.

4. Товщина стінки, розрахованої за стандартною методикою на дію внутрішнього тиску достатньо для забезпечення міцності та надійності трубопроводу за параметром поздовжніх напружень при величині просідань величиною до 100 мм. Для розглянутих умов імовірність відмови склала $2,0 \cdot 10^{-10}$. Зростання просідань призводить до суттєвого підвищення імовірності відмови трубопроводу за параметром поздовжніх напружень, так для просідання 324 мм імовірність відмови склала $7,6 \cdot 10^{-3}$. Виведено лінійну залежність між збільшенням величини просідання та товщиною стінки трубопроводу. Останнє доводить, що при прокладанні трубопроводу у просадочних масивах необхідно перераховувати товщину стінки залежно від величини просідання основи трубопроводу.

5.3 метою боротьби з АСПВ при транспортуванні нафти і нафтопродуктів, розроблено конструкцію багатопроменевої системи магнітотеплової депарафінації. Запропонована багаторівнева системи, яка виконана на базі трубних магнітотеплових активаторів, споживатиме на 45...50% меншу потужність за подібну систему. Основне її призначення – надавати пластовому флюїду таких властивостей, при яких запобігати асфальто-смоло-парафіністим відкладенням можна буде навіть після потрапляння флюїду до системи трубопроводів.

6. Розв'язана задача моделювання електрохімічної корозії ділянки сталевоготрубопроводу у тріщині ізоляційного покриття при дії агресивного по відношенню до металу трубопроводу електролітичного середовища, яка зводиться до визначення стаціонарного електрополя, що виникає при роботі макрогальванопари з анодом на ділянці трубопроводу у тріщині й катодом на ділянці трубопроводу під ізоляційним покриттям. Перевагою даної моделі є можливість прогнозування розвитку корозії за часом незалежно від хімічного складу агресивного електроліту, можливості отримання необхідних розрахункових параметрів на конструкціях, що експлуатуються, неруйнівним способом. Розбіжність результатів експериментальних даних і розрахованих за запропонованою математичною моделлю в середньому складала 11%.

7. Експериментальні дослідження показали, що головну роль у корозійних процесах на трубопроводах тріщинах ізоляційного покриття при попаданні в них агресивних розчинів відіграє робота макрогальванічних пар «метал трубопровода в тріщині – метал трубопровода під ізоляційним покриттям». Струм даних гальванопар є універсальним показником для розрахунку втрат товщини стінки трубопроводу у тріщинах.

**ДОДАТОК А СТАТИСТИЧНА ОБРОБКА ДОСЛІДНИХ ЗНАЧЕНЬ
МОДУЛЮ ДЕФОРМАЦІЇ ВОДОНАСИЧЕНОГО ЛЕСОВОГО
ПРОСАДОЧНОГО ҐРУНТУ**

Таблиця А.1 – Вибірка значень модулю деформації ПГЕ-2 у водонасиченому стані дослідного об'єкту №1

Модуль деформації ґрунту у водонасиченому стані E_{sat} , МПа							
№ з/п	Тиск у інтервалі			№ з/п	Тиск у інтервалі		
	50 – 100 кПа	100 – 200 кПа	200 – 250 кПа		50 – 100 кПа	100 – 200 кПа	200 – 250 кПа
1	2	3	4	5	6	7	8
1	15,75	10,50	3,94	27	10,50	4,20	3,94
2	1,91	2,10	2,42	28	3,00	1,85	2,25
3	2,74	1,31	1,58	29	63,00	-	10,50
4	0,62	1,43	1,05	30	3,00	1,85	2,25
5	7,87	6,30	4,50	31	3,94	5,73	3,94
6	15,75	15,75	7,88	32	2,74	3,00	1,50
7	3,00	1,34	1,75	33	2,33	1,58	1,31
8	1,31	1,05	1,66	34	2,52	1,62	1,43
9	4,50	2,52	1,50	35	0,89	1,80	2,63
10	3,50	1,97	2,86	36	-	-	-
11	4,50	3,32	10,50	37	63,00	63,00	-
12	4,85	4,20	2,42	38	2,74	4,20	2,63
13	1,37	1,43	1,97	39	2,74	2,52	15,75
14	3,50	2,03	2,42	40	5,25	2,52	2,25
15	0,66	1,29	0,81	41	3,50	2,74	4,50
16	10,50	12,60	7,87	42	1,47	3,15	5,25
17	2,74	1,58	2,86	43	1,70	2,42	15,75
18	3,15	1,47	2,86	44	1,47	6,30	2,10
19	5,25	2,52	3,94	45	2,17	2,33	10,50
20	15,75	5,25	3,50	46	3,50	2,74	3,15
21	7,87	21,00	1,75	47	3,94	3,71	5,25
22	31,50	31,50	15,75	48	3,94	3,50	5,25
23	21,00	4,50	3,50	49	1,80	1,37	10,50
24	1,50	1,58	7,87	50	12,60	4,85	6,30
25	7,88	15,75	15,75	51	1,80	1,37	10,50
26	6,30	15,75	-	52	12,60	10,50	3,15

Побудову експериментального полігону виконуємо в формі табл. А.2. Необхідно врахувати відкинуті значення таблиці А1, вважаємо що помилки виникли у результаті проведення випробувань. Отже загальний обсяг вибірки складає 47 значень.

Таблиця А.2 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	0,62	2,13	1,38	12	0,26	-1	-12	12	-12	12	0
2	2,13	3,65	2,89	16	0,34	0	0	0	0	0	16
3	3,65	5,16	4,40	6	0,13	1	6	6	6	6	96
4	5,16	6,67	5,92	3	0,06	2	6	12	24	48	243
5	6,67	8,19	7,43	3	0,06	3	9	27	81	243	768
6	8,19	9,70	8,94	0	0,00	4	0	0	0	0	0
7	9,70	11,21	10,45	2	0,04	5	10	50	250	1250	2592
8	11,21	12,72	11,97	2	0,04	6	12	72	432	2592	4802
9	12,72	14,24	13,48	0	0,00	7	0	0	0	0	0
10	14,24	15,75	14,99	3	0,06	8	24	192	1536	12288	19683
			Сума	47	1		55	371	2317	16439	28200

Математичне сподівання за виразом (4.2) складає $\bar{X} = 4,66$. Числові значення вибірки даних визначень модулю деформації ІГЕ-2 у водонасиченому стані, для інтервалу тиску 50 – 100 кПа знаходяться у колонках 2 та 6 табл. В.1. Для спрощення розрахунків вибраний „умовний нуль” $C = 2,89$, що відповідає значенню X_i з максимальною частотою.

Виконуємо контроль обчислень:

$$\sum n_i u_i^4 + 4 \sum n_i u_i^3 + 6 \sum n_i u_i^2 + 4 n_i u_i + n = 16439 + 4 \cdot 2317 + 6 \cdot 371 + 4 \cdot 55 + 47 = 28200,$$

що збігається з сумарним значенням у стовпчику 10 табл. А.2.

Визначаємо умовні моменти 1-4 порядків:

$$M_1^* = \frac{\sum n_i u_i}{n} = \frac{55}{47} = 1,17; \quad M_2^* = \frac{\sum n_i u_i^2}{n} = \frac{371}{47} = 7,89;$$

$$M_3^* = \frac{\sum n_i u_i^3}{n} = \frac{2317}{47} = 49,29; \quad M_4^* = \frac{\sum n_i u_i^4}{n} = \frac{16439}{47} = 349,8.$$

Вибіркові числові характеристики дорівнюють:

$$\bar{X}^* = M_1^* \cdot h + C = 1,17 \cdot 1,51 + 2,89 = 4,66, \text{ де } h = 1,51 - \text{ крок (інтервал);}$$

$$\hat{X}^* = \left[M_2^* - (M_1^*)^2 \right] \cdot h^2 = (7,89 - 1,17^2) \cdot 2,16^2 = 14,93;$$

$$\mu_3 = \left[M_3^* - 3 \cdot M_1^* \cdot M_2^* + 2 \cdot (M_1^*)^3 \right] \cdot h^3 = (49,29 - 3 \cdot 1,17 \cdot 7,89 + 2 \cdot (1,17)^3) \cdot 1,51^3 = 85,86$$

(за формулою 2.19)

$$\mu_4 = \left[M_4^* - 4 \cdot M_1^* \cdot M_3^* + 6 \cdot (M_1^*)^2 \cdot M_2^* - 3 \cdot (M_1^*)^4 \right] \cdot h^4 =$$

$$= (349,8 - 4 \cdot 1,17 \cdot 49,29 + 6 \cdot (1,17)^2 \cdot 7,89 - 3 \cdot (1,17)^4) \cdot 1,51^4 = 934,1$$

(за формулою 2.19)

$$\hat{X} = \sqrt{14,93} = 3,9; \nu = \frac{3,90}{4,66} = 0,83; A = \frac{85,86}{3,9^3} = 1,49; E_x = \frac{934,1}{3,9^4} - 3 = 1,18.$$

Таблиця А.3 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
1,17	7,89	49,29	349,8	4,66	14,93	85,86	349,8	3,9	0,83	1,49	1,18

Характер вибірки явно вказує на можливість застосування відмінного від нормального розподілу. Доцільно використати логнормальний та експоненційний ЗР.

Скористаємося перетворенням аргументів нормального ЗР у аргументи логнормального, для цього необхідно скористатися виразами (4.5) (4.5)

$$\bar{z} = \ln(\bar{x}) - \frac{1}{2} \ln \left(1 + \left(\frac{\sigma_x}{\bar{x}} \right)^2 \right) = \ln(4,66) - \frac{1}{2} \ln \left(1 + \left(\frac{3,90}{4,66} \right)^2 \right) = 1,28;$$

$$\sigma_z = \left[\ln \left(1 + \left(\frac{\sigma_x}{\bar{x}} \right)^2 \right) \right]^{1/2} = \left[\ln \left(1 + \left(\frac{3,90}{4,69} \right)^2 \right) \right]^{1/2} = 0,72.$$

Єдиним аргументом експоненційного розподілу є МО вибірки, згідно нормального $\bar{X} = 4,66$.

Перехід до параметрів експериментальної вибірки згідно нормального розподілу виконуємо так: $p(X) = \frac{n \cdot h}{\hat{X}} \cdot \phi(X)$, де n – обсяг вибірки, при використанні відносних частот $n = 1$, а у розрахунках у відсотках – 100%;

$X = \frac{X - \bar{X}}{\hat{X}}$ – нормований аргумент нормального розподілу.

Для логнормального та експоненційного необхідно використати перетворення виду $p(X) = n \cdot h \cdot \phi(X)$.

Таблиця А.4 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$X = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
1,38	-3,28	-0,85	27,81	10,89	25,18	24,12
2,89	-1,77	-0,46	35,92	14,06	27,56	17,43
4,40	-0,26	-0,07	39,81	15,58	18,17	12,60
5,92	1,26	0,32	37,84	14,82	11,08	9,11
7,43	2,77	0,72	30,87	12,08	6,76	6,58
8,94	4,28	1,11	21,60	8,46	4,20	4,76
10,45	5,79	1,50	12,96	5,08	2,67	3,44
11,97	7,31	1,89	6,68	2,61	1,74	2,48
13,48	8,82	2,28	2,95	1,15	1,16	1,80
14,99	10,33	2,67	1,12	0,44	0,79	1,30
$\bar{X} = 4,66$						

Таблиця А.5 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
1,38	12	9,26	0,00	0,04
2,89	16	13,34	0,72	7,44
4,40	6	0,24	0,76	0,00
5,92	3	2,26	0,94	0,38
7,43	3	1,26	0,01	0,00
8,94	0	3,97	1,97	2,24
10,45	2	0,06	0,44	0,09
11,97	2	0,48	1,71	0,59
13,48	0	0,54	0,54	0,84
14,99	3	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 14,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 31,42$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 7,09$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 11,63$

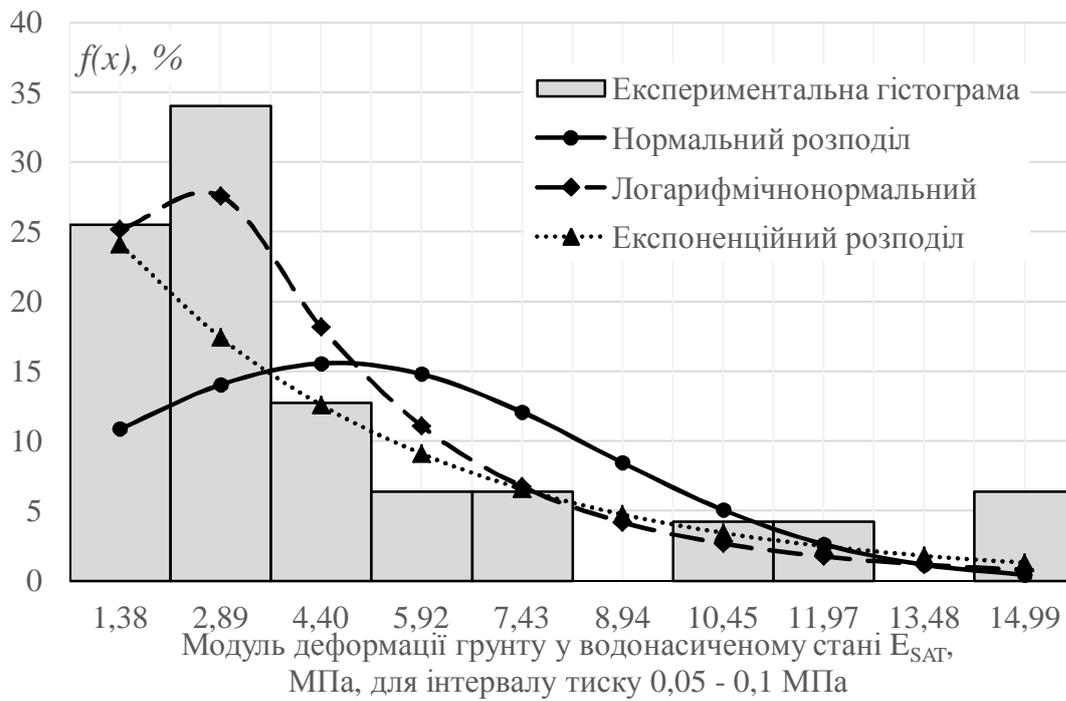


Рис. А.1 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,05 - 0,1$ МПа

Таблиця А.6 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	1,05	2,52	1,79	23	0,49	0	0	0	0	0	23
2	2,52	3,99	3,26	9	0,19	1	9	9	9	9	144
3	3,99	5,46	4,73	6	0,13	2	12	24	48	96	486
4	5,46	6,93	6,20	3	0,06	3	9	27	81	243	768
5	6,93	8,40	7,67	0	0,00	4	0	0	0	0	0
6	8,40	9,87	9,14	0	0,00	5	0	0	0	0	0
7	9,87	11,34	10,61	2	0,04	6	12	72	432	2592	4802
8	11,34	12,81	12,08	1	0,02	7	7	49	343	2401	4096
9	12,81	14,28	13,55	0	0,00	8	0	0	0	0	0
10	14,28	15,75	15,02	3	0,06	9	27	243	2187	19683	30000
			Сума	47	1		76	424	3100	25024	40319

Таблиця А.7 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
1,62	9,02	65,95	532,4	4,16	13,84	97,36	1059,2	3,7	0,89	1,89	2,52

Таблиця А.8 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$X = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
1,79	-2,38	-0,64	0,33	12,85	33,05	23,00
3,26	-0,91	-0,24	0,39	15,30	23,46	16,16
4,73	0,56	0,15	0,39	15,58	13,93	11,35
6,20	2,03	0,55	0,34	13,58	8,22	7,97
7,67	3,50	0,94	0,26	10,12	4,98	5,60
9,14	4,97	1,34	0,16	6,45	3,10	3,93
10,61	6,44	1,73	0,09	3,52	1,99	2,76
12,08	7,91	2,13	0,04	1,64	1,32	1,94
13,55	9,38	2,52	0,02	0,66	0,89	1,36
15,02	10,85	2,92	0,01	0,22	0,61	0,96
$\bar{X} = 4,16$						

Таблиця А.9 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
1,79	23	47,62	3,59	13,74
3,26	9	0,46	0,37	0,26
4,73	6	0,24	0,05	0,08
6,20	3	1,79	0,19	0,15
7,67	0	4,76	2,34	2,63
9,14	0	3,03	1,46	1,85
10,61	2	0,07	1,20	0,38
12,08	1	0,07	0,24	0,01
13,55	0	0,31	0,42	0,64
15,02	3	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 14,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 58,4$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 9,85$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 19,74$

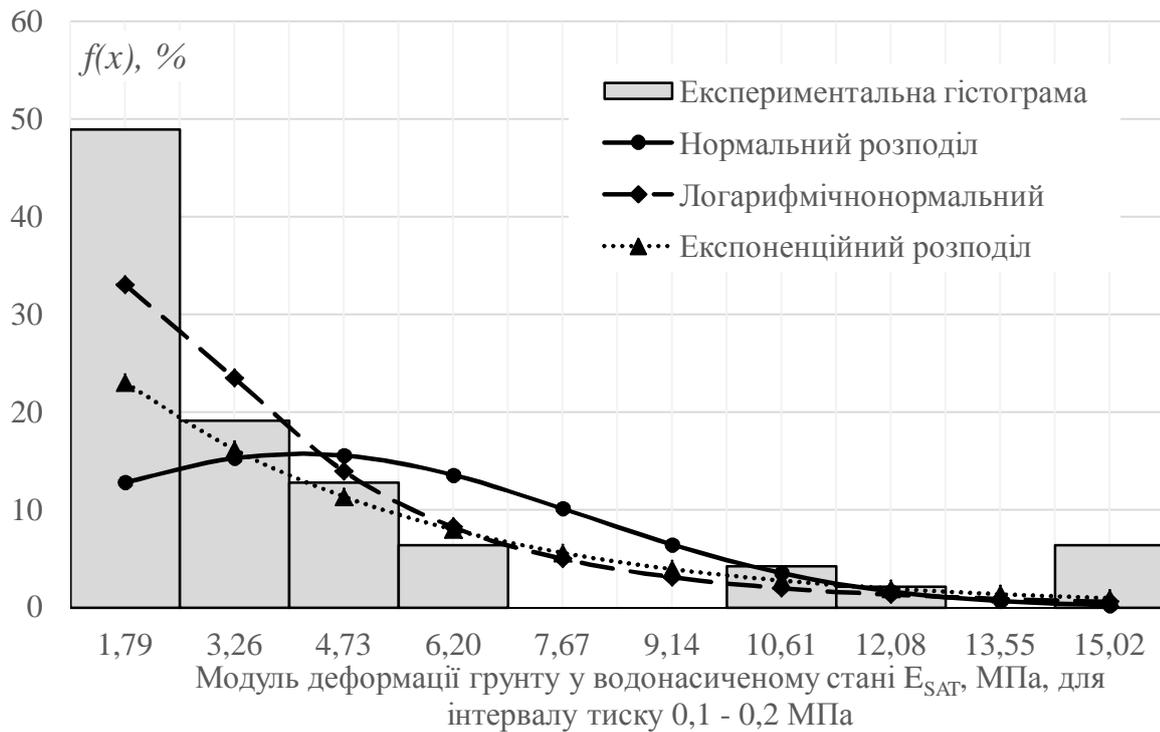


Рис. А.2 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,1 - 0,2$ МПа

Таблиця А.10 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	0,81	2,30	1,56	15	0,31	0	0	0	0	0	15
2	2,30	3,80	3,05	12	0,25	1	12	12	12	12	192
3	3,80	5,29	4,55	9	0,19	2	18	36	72	144	729
4	5,29	6,79	6,04	1	0,02	3	3	9	27	81	256
5	6,79	8,28	7,53	3	0,06	4	12	48	192	768	1875
6	8,28	9,77	9,03	0	0,00	5	0	0	0	0	0
7	9,77	11,27	10,52	5	0,10	6	30	180	1080	6480	12005
8	11,27	12,76	12,02	0	0,00	7	0	0	0	0	0
9	12,76	14,26	13,51	0	0,00	8	0	0	0	0	0
10	14,26	15,75	15,00	3	0,06	9	27	243	2187	19683	30000
			Сума	48	1	0	102	528	3570	27168	45072

Таблиця А.11 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
2,14	11,00	74,38	566,0	4,73	14,47	78,16	850,3	3,8	0,80	1,42	1,06

Таблиця А.12 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$x = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
1,56	-3,17	-0,83	28,16	11,06	25,72	22,72
3,05	-1,68	-0,44	36,18	14,21	26,69	16,57
4,55	-0,19	-0,05	39,85	15,65	17,78	12,08
6,04	1,31	0,34	37,61	14,77	10,95	8,81
7,53	2,80	0,74	30,42	11,95	6,72	6,43
9,03	4,30	1,13	21,09	8,28	4,19	4,69
10,52	5,79	1,52	12,53	4,92	2,66	3,42
12,02	7,28	1,91	6,38	2,51	1,73	2,49
13,51	8,78	2,31	2,79	1,09	1,15	1,82
15,00	10,27	2,70	1,04	0,41	0,78	1,33
$\bar{X} = 4,73$						

Таблиця А.13 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
1,56	15	18,48	0,70	1,75
3,05	12	4,24	0,02	2,28
4,55	9	0,37	0,05	1,94
6,04	1	5,09	3,34	2,38
7,53	3	1,22	0,01	0,00
9,03	0	3,89	1,97	2,20
10,52	5	0,00	0,00	0,00
12,02	0	0,00	0,00	0,00
13,51	0	0,00	0,00	0,00
15,00	3	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 14,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 33,28$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 6,09$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 10,55$

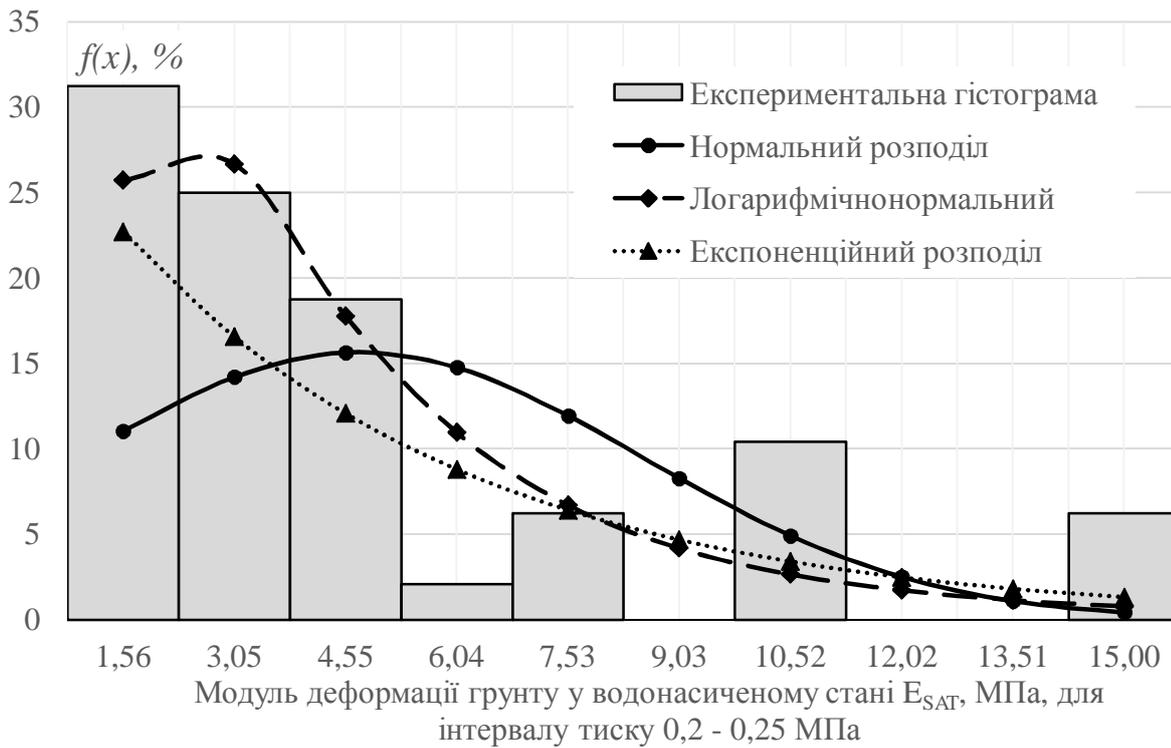


Рис. А.3 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,2-0,25$ МПа

Таблиця А.14 – Вибірка значень модулю деформації ПГЕ-3 дослідного об'єкту №1

Модуль деформації ґрунту у водонасиченому стані E_{sat} , МПа							
№ з/п	Тиск у інтервалі			№ з/п	Тиск у інтервалі		
	50 – 100 кПа	100 – 200 кПа	200 – 250 кПа		50 – 100 кПа	100 – 200 кПа	200 – 250 кПа
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,09	1,07	6,30	25	0,98	1,85	7,88
2	1,17	1,50	1,43	26	5,73	10,50	6,30
3	1,66	2,03	7,87	27	6,30	12,60	4,50
4	15,75	2,52	1,85	28	6,30	7,88	31,50
5	5,73	2,74	1,37	29	1,66	1,47	2,42
6	2,42	1,40	3,94	30	1,66	1,43	2,25
7	3,32	1,19	2,25	31	3,00	2,52	15,75
8	7,00	6,30	3,50	32	2,86	2,17	10,50
9	21,00	3,00	2,63	33	2,74	2,42	6,30
10	2,74	2,10	2,10	34	9,00	2,63	2,25
11	4,20	2,42	3,50	35	3,94	2,17	2,86

Продовження таблиці А.14

12	3,94	2,42	1,58	36	3,94	2,10	3,15
13	2,74	1,43	3,94	37	6,30	1,91	3,15
14	2,63	2,33	1,50	38	7,00	2,86	2,86
15	1,24	2,10	3,94	39	2,74	1,43	5,25
16	10,50	3,71	15,75	40	5,73	1,09	6,30
17	6,30	2,25	4,50	41	5,73	4,85	2,63
18	2,42	3,15	1,31	42	5,25	5,25	31,50
19	4,20	3,94	31,50	43	2,74	1,43	5,25
20	1,85	1,62	15,75	44	3,00	2,52	31,50
21	9,00	6,30	4,50	45	2,86	3,32	3,94
22	7,00	9,00	3,94	46	3,00	3,32	31,50
23	21,00	6,30	4,50	47	3,15	2,42	31,50
24	63,00	-	15,75	48	3,00	1,91	31,50

Таблиця А.15 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^4$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	0,98	2,46	1,72	10	0,22	-1	-10	10	-10	10	0
2	2,46	3,93	3,20	14	0,31	0	0	0	0	0	14
3	3,93	5,41	4,67	6	0,13	1	6	6	6	6	96
4	5,41	6,89	6,15	8	0,18	2	16	32	64	128	648
5	6,89	8,37	7,63	3	0,07	3	9	27	81	243	768
6	8,37	9,84	9,10	2	0,04	4	8	32	128	512	1250
7	9,84	11,32	10,58	1	0,02	5	5	25	125	625	1296
8	11,32	12,80	12,06	0	0,00	6	0	0	0	0	0
9	12,80	14,27	13,53	0	0,00	7	0	0	0	0	0
10	14,27	15,75	15,01	1	0,02	8	8	64	512	4096	6561
			Сума	45	1		42	196	906	5620	10633

Таблиця А.16 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
0,93	4,35	20,13	124,9	4,57	7,60	30,81	334,2	2,76	0,60	1,47	2,79

Таблиця А.17 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$x = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
1,72	-2,86	-1,04	23,33	12,50	20,60	22,18
3,20	-1,38	-0,50	35,21	18,86	30,98	16,06
4,67	0,10	0,04	39,87	21,36	21,54	11,63
6,15	1,58	0,57	33,88	18,15	12,40	8,42
7,63	3,05	1,11	21,61	11,58	6,78	6,09
9,10	4,53	1,64	10,35	5,54	3,69	4,41
10,58	6,01	2,18	3,72	1,99	2,03	3,20
12,06	7,48	2,71	1,00	0,54	1,14	2,31
13,53	8,96	3,25	0,20	0,11	0,66	1,67
15,01	10,44	3,79	0,03	0,02	0,38	1,21
$\bar{X} = 4,57$						

Таблиця А.18 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
1,72	10	3,40	0,06	0,00
3,20	14	3,58	0,00	6,35
4,67	6	1,36	1,41	0,11
6,15	8	0,00	1,05	4,68
7,63	3	0,94	0,00	0,02
9,10	2	0,10	0,07	0,00
10,58	1	0,01	0,01	0,13
12,06	0	0,24	0,51	1,04
13,53	0	0,05	0,29	0,75
15,01	1	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 14,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 9,68$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 3,43$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 13,1$

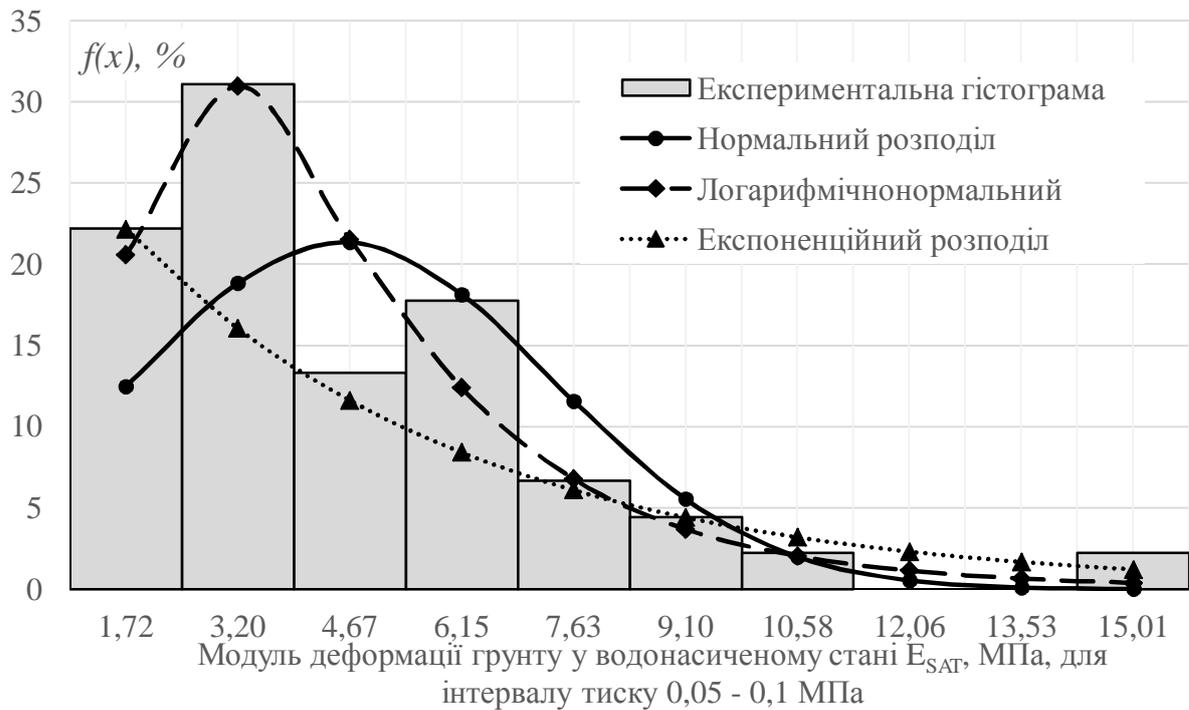


Рис. А.4 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,05-0,1$ МПа

Таблиця А.19 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	1,07	2,22	1,65	20	0,43	0	0	0	0	0	20
2	2,22	3,38	2,80	16	0,34	1	16	16	16	16	256
3	3,38	4,53	3,95	2	0,04	2	4	8	16	32	162
4	4,53	5,68	5,11	2	0,04	3	6	18	54	162	512
5	5,68	6,84	6,26	3	0,06	4	12	48	192	768	1875
6	6,84	7,99	7,41	1	0,02	5	5	25	125	625	1296
7	7,99	9,14	8,56	1	0,02	6	6	36	216	1296	2401
8	9,14	10,29	9,72	0	0,00	7	0	0	0	0	0
9	10,29	11,45	10,87	1	0,02	8	8	64	512	4096	6561
10	11,45	12,60	12,02	1	0,02	9	9	81	729	6561	10000
Сума				47	1		66	296	1860	13556	23083

Таблиця А.20 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\bar{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
1,40	6,29	39,58	288,4	3,27	5,75	28,48	228,0	2,40	0,73	2,07	3,89

Таблиця А.21 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$x = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
1,65	-1,62	-0,68	31,76	15,27	32,96	21,33
2,80	-0,47	-0,19	39,15	18,82	24,91	14,98
3,95	0,69	0,29	38,29	18,41	14,63	10,52
5,11	1,84	0,77	29,72	14,29	8,25	7,39
6,26	2,99	1,25	18,31	8,80	4,69	5,19
7,41	4,15	1,73	8,95	4,30	2,73	3,65
8,56	5,30	2,21	3,47	1,67	1,63	2,56
9,72	6,45	2,69	1,07	0,51	1,00	1,80
10,87	7,60	3,17	0,26	0,13	0,63	1,27
12,02	8,76	3,65	0,05	0,02	0,40	0,89
$\bar{X} = 3,27$						

Таблиця А.22 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
1,65	20	22,91	1,31	9,93
2,80	16	5,78	1,57	11,40
3,95	2	5,11	3,46	1,76
5,11	2	3,31	0,91	0,63
6,26	3	0,31	0,29	0,13
7,41	1	0,52	0,06	0,30
8,56	1	0,06	0,07	0,03
9,72	0	0,24	0,47	0,85
10,87	1	14,99	1,69	0,28
12,02	1	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 14,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 53,24$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 9,83$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 25,30$

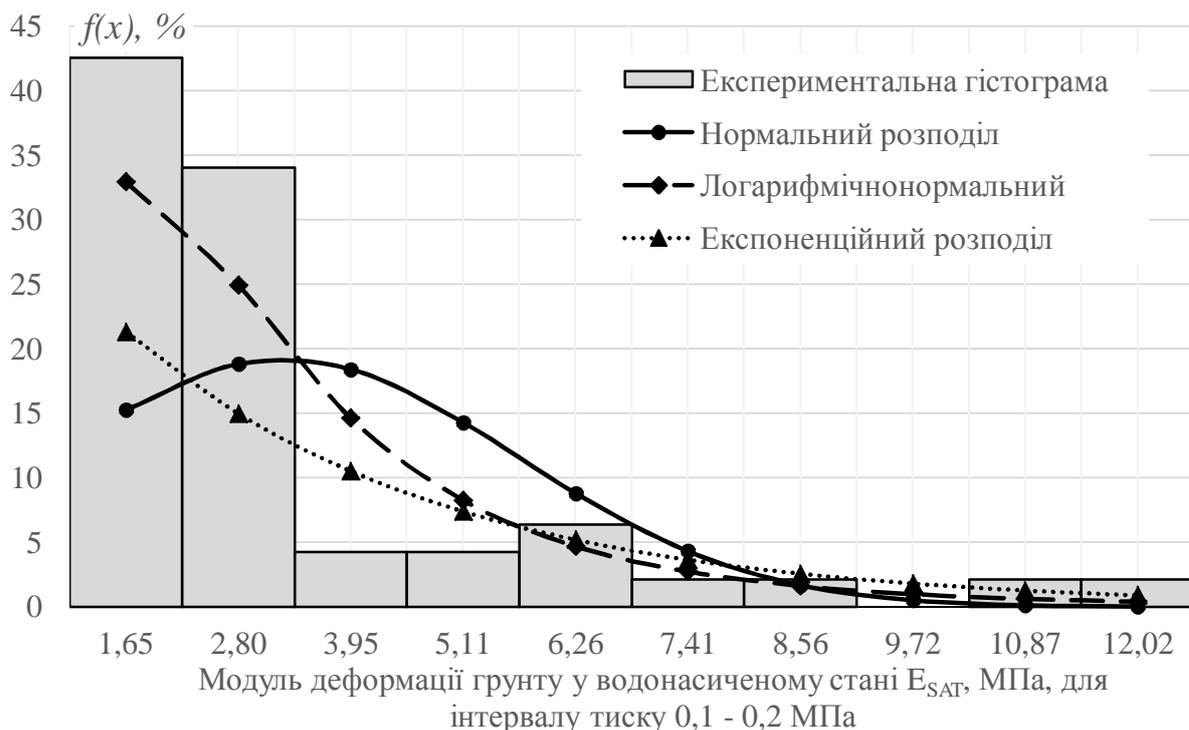


Рис. А.5 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,1-0,2$ Мпа

Таблиця А.23 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	1,31	2,75	2,03	13	0,33	0	0	0	0	0	13
2	2,75	4,20	3,48	11	0,28	1	11	11	11	11	176
3	4,20	5,64	4,92	6	0,15	2	12	24	48	96	486
4	5,64	7,09	6,36	4	0,10	3	12	36	108	324	1024
5	7,09	8,53	7,81	2	0,05	4	8	32	128	512	1250
6	8,53	9,97	9,25	0	0,00	5	0	0	0	0	0
7	9,97	11,42	10,70	1	0,03	6	6	36	216	1296	2401
8	11,42	12,86	12,14	0	0,00	7	0	0	0	0	0
9	12,86	14,31	13,58	0	0,00	8	0	0	0	0	0
10	14,31	15,75	15,03	3	0,08	9	27	243	2187	19683	30000
Сума				40	1		76	382	2698	21922	35350

Таблиця А.24 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
1,9	9,55	67,45	548,1	4,78	12,39	80,49	883,4	3,52	0,74	1,84	2,76

Таблиця А.25 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$x = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
2,03	-2,74	-0,78	29,44	12,08	26,94	19,76
3,48	-1,30	-0,37	37,26	15,29	24,87	14,60
4,92	0,14	0,04	39,86	16,36	16,57	10,79
6,36	1,59	0,45	36,03	14,78	10,26	7,98
7,81	3,03	0,86	27,52	11,29	6,28	5,89
9,25	4,48	1,27	17,77	7,29	3,89	4,36
10,70	5,92	1,68	9,69	3,98	2,45	3,22
12,14	7,36	2,09	4,47	1,83	1,57	2,38
13,58	8,81	2,50	1,74	0,71	1,03	1,76
15,03	10,25	2,91	0,57	0,24	0,68	1,30
$\bar{X} = 4,78$						

Таблиця А.26 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
2,03	13	13,81	0,46	3,29
3,48	11	3,90	0,11	4,56
4,92	6	0,04	0,06	0,66
6,36	4	0,62	0,00	0,21
7,81	2	1,40	0,10	0,05
9,25	0	2,92	1,55	1,74
10,70	1	0,22	0,00	0,06
12,14	0	0,73	0,63	0,95
13,58	0	0,29	0,41	0,70
15,03	3	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 14,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 23,9$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 3,33$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 12,2$

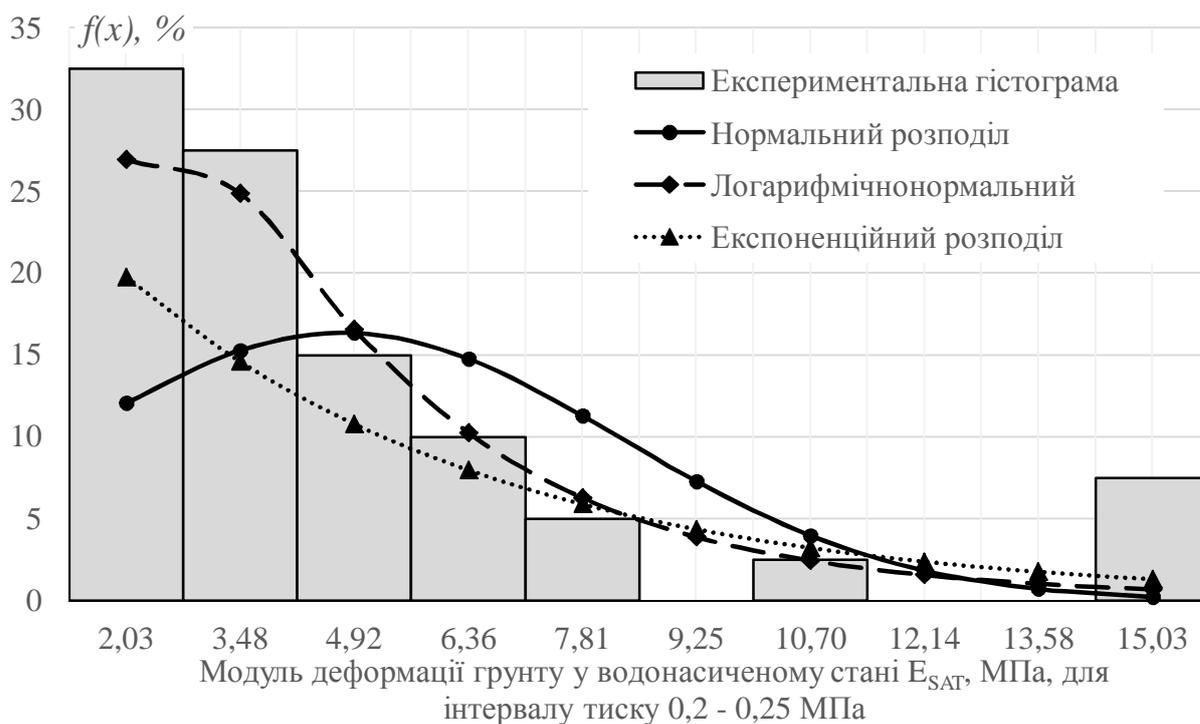


Рис. А.6 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,2-0,25$ МПа

Таблиця А.27 – Вибірка значень модуля деформації ПЕ-4 дослідного об'єкту №1

Модуль деформації ґрунту у водонасиченому стані E_{sat} , МПа							
№ з/п	Тиск у інтервалі			№ з/п	Тиск у інтервалі		
	50 – 100 кПа	100 – 200 кПа	200 – 250 кПа		50 – 100 кПа	100 – 200 кПа	200 – 250 кПа
1	2	3	4	5	6	7	8
1	3,71	1,58	1,58	15	31,50	63,00	31,50
2	4,20	2,03	0,93	16	1,70	2,10	3,94
3	3,32	2,42	1,17	17	1,47	2,25	3,94
4	10,50	1,80	2,11	18	1,47	2,25	3,94
5	15,75	7,87	2,42	19	3,00	2,42	6,30
6	2,33	2,33	3,15	20	21,00	12,60	5,25
7	5,73	5,25	3,15	21	21,00	10,50	3,94
8	7,88	2,10	1,31	22	1,47	21,00	2,63
9	2,33	3,00	2,10	23	3,32	3,00	2,42
10	2,33	2,86	2,10	24	3,32	2,86	2,42
11	2,42	2,74	2,10	25	15,75	7,88	4,50
12	15,75	15,75	2,86	26	12,60	6,30	3,15
13	10,50	6,30	2,63	27	9,00	2,10	2,10
14	4,50	7,00	31,50	28	2,17	1,62	2,25

Таблиця А.28 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	1,47	3,51	2,49	13	0,52	0	0	0	0	0	13
2	3,51	5,55	4,53	3	0,12	1	3	3	3	3	48
3	5,55	7,59	6,57	1	0,04	2	2	4	8	16	81
4	7,59	9,63	8,61	2	0,08	3	6	18	54	162	512
5	9,63	11,67	10,65	2	0,08	4	8	32	128	512	1250
6	11,67	13,71	12,69	1	0,04	5	5	25	125	625	1296
7	13,71	15,75	14,73	3	0,12	6	18	108	648	3888	7203
Сума				25	1		42	190	966	5206	10403

Таблиця А.29 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
1,68	7,6	38,64	208,3	5,91	19,88	83,36	924,5	4,46	0,75	0,94	-0,66

Таблиця А.30 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$x = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
2,49	-3,43	-0,77	29,69	13,58	30,88	22,63
4,53	-1,39	-0,31	38,01	17,39	26,74	16,03
6,57	0,65	0,15	39,47	18,06	16,37	11,36
8,61	2,69	0,60	33,24	15,21	9,45	8,05
10,65	4,73	1,06	22,71	10,39	5,47	5,70
12,69	6,77	1,52	12,59	5,76	3,23	4,04
14,73	8,81	1,98	5,66	2,59	1,96	2,86
$\bar{X} = 5,91$						

Таблиця А.31 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
2,49	13	27,16	3,61	9,53
4,53	3	0,42	2,03	0,25
6,57	1	2,74	2,34	1,19
8,61	2	0,85	0,06	0,00
10,65	2	0,14	0,29	0,23
12,69	1	0,13	0,05	0,00
14,73	3	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 11,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 31,4$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 8,37$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 11,2$ ($\chi^2_{\text{табл.}} = 12,6$)

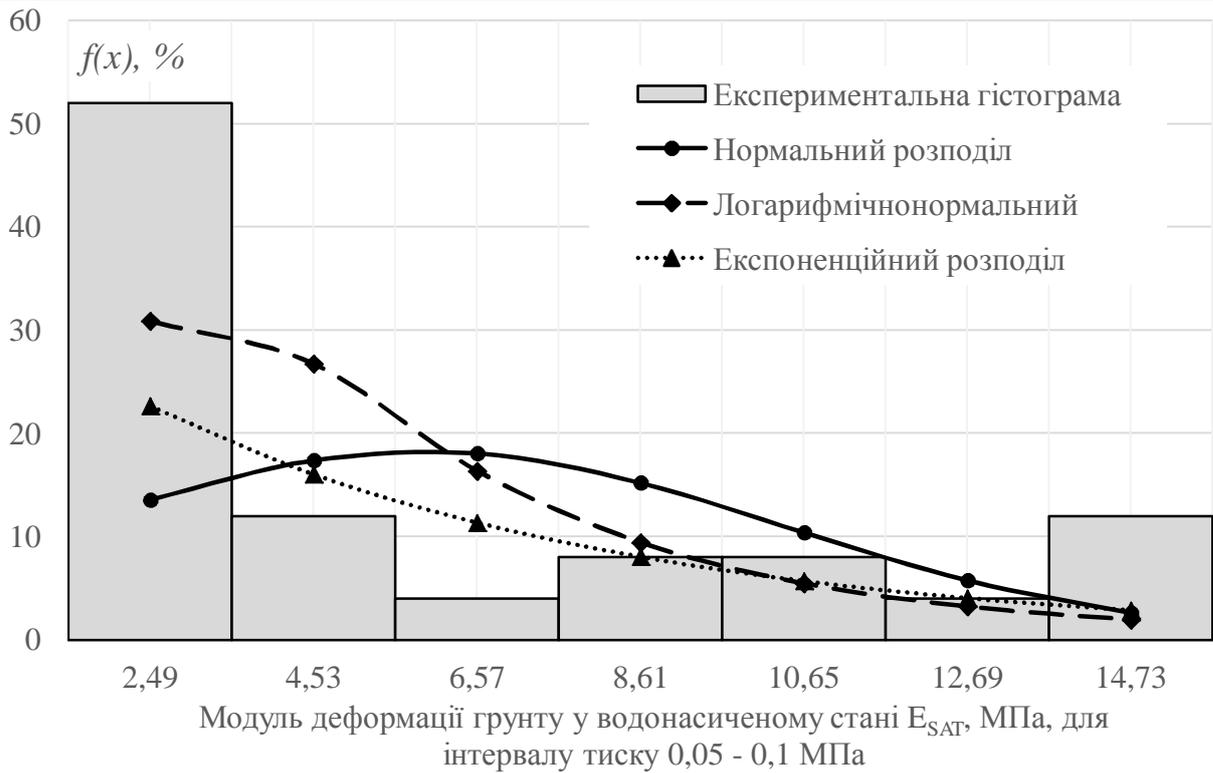


Рис. А.7 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,05-0,1$ МПа

Таблиця А.32 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	1,58	3,60	2,59	17	0,65	0	0	0	0	0	17
2	3,60	5,63	4,62	1	0,04	1	1	1	1	1	16
3	5,63	7,65	6,64	3	0,12	2	6	12	24	48	243
4	7,65	9,68	8,67	2	0,08	3	6	18	54	162	512
5	9,68	11,70	10,69	1	0,04	4	4	16	64	256	625
6	11,70	13,73	12,71	1	0,04	5	5	25	125	625	1296
7	13,73	15,75	14,74	1	0,04	6	6	36	216	1296	2401
Сума				26	1		28	108	484	2388	5110

Таблиця А.33 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
1,08	4,15	18,61	91,8	4,77	12,26	64,86	613,3	3,51	0,73	1,48	1,07

Таблиця А.34 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$x = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
2,59	-2,18	-0,62	32,87	19,00	39,61	24,64
4,62	-0,16	-0,04	39,85	23,03	25,64	16,12
6,64	1,87	0,53	34,60	20,00	13,11	10,55
8,67	3,89	1,11	21,51	12,43	6,61	6,90
10,69	5,92	1,69	9,58	5,53	3,43	4,52
12,71	7,94	2,27	3,05	1,76	1,84	2,95
14,74	9,97	2,85	0,70	0,40	1,03	1,93
$\bar{X} = 4,77$						

Таблиця А.35 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{досл.}}$ для експоненційного закону
2,59	17	29,45	4,36	17,52
4,62	1	4,16	4,82	2,43
6,64	3	0,93	0,05	0,02
8,67	2	0,47	0,05	0,02
10,69	1	0,13	0,01	0,03
12,71	1	0,64	0,57	0,07
14,74	1	0,00	0,00	0,00
$\chi^2_{\text{табл.}} = 11,1$		$\chi^2_{\text{досл.}} = 35,78$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 9,85$	$\chi^2_{\text{досл.}} = 20,1$ ($\chi^2_{\text{табл.}} = 12,6$)

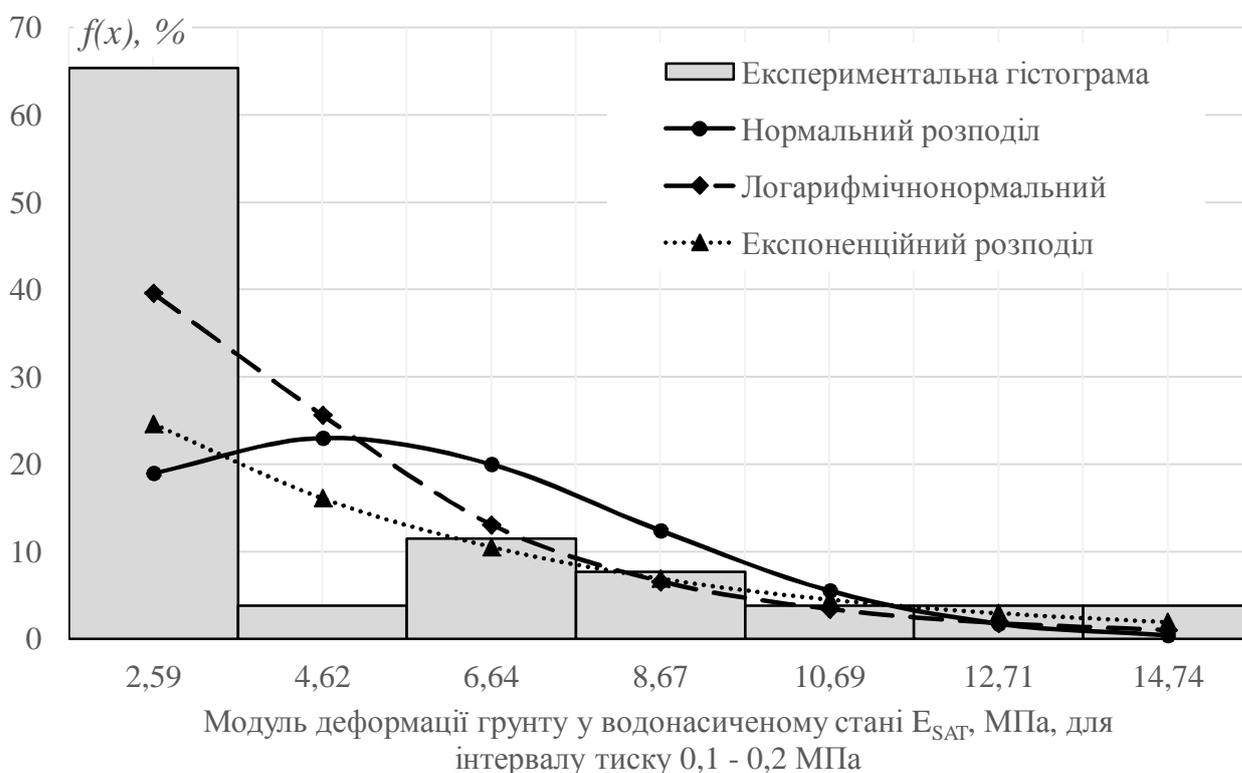


Рис. А.8 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,1-0,2$ МПа

Таблиця А.36 – Числові характеристики експериментального полігону розподілу

№ з/п	Межі інтервалів		X_i	n_i	f_i	u_i	$n_i u_i$	$n_i u_i^2$	$n_i u_i^3$	$n_i u_i^2$	$n_i (u_i + 1)^4$
	2	3									
1	0,93	1,70	1,31	4	0,15	-1	-4	4	-4	4	0
2	1,70	2,46	2,08	9	0,35	0	0	0	0	0	9
3	2,46	3,23	2,85	6	0,23	1	6	6	6	6	96
4	3,23	4,00	3,62	4	0,15	2	8	16	32	64	324
5	4,00	4,77	4,38	1	0,04	3	3	9	27	81	256
6	4,77	5,53	5,15	1	0,04	4	4	16	64	256	625
7	5,53	6,30	5,92	1	0,04	5	5	25	125	625	1296
Сума				26	1		22	76	250	1036	2606

Таблиця А.37 – Параметри нормального розподілу ВВ

M_1^*	M_2^*	M_3^*	M_4^*	\bar{X}	\hat{X}	μ_3	μ_4	\hat{X}	ν	A	E
0,84	2,92	9,61	39,85	2,72	1,29	1,53	6,34	1,13	0,42	1,03	0,76

Таблиця А.38 – Підбір ординат розподілів ВВ

X_i	$X_i - \bar{X}$	$x = \frac{X_i - \bar{X}}{\hat{X}}$	$\phi(X), \%$	Нормальний	Логарифмічно нормальний	Експоненційний
1	2	3	4	5	6	7
1,31	-1,42	-1,24	18,43	12,41	15,54	17,37
2,08	-0,65	-0,57	33,92	22,83	32,75	13,11
2,85	0,12	0,10	39,68	26,71	25,58	9,90
3,62	0,89	0,78	29,51	19,86	14,07	7,48
4,38	1,65	1,45	13,95	9,39	6,71	5,64
5,15	2,42	2,12	4,19	2,82	3,02	4,26
5,92	3,19	2,80	0,80	0,54	1,34	3,22
$\bar{X} = 2,72$						

Таблиця А.39 – Обчислені значення критерію Пірсона

X_i	n_i	$\chi^2_{\text{докл.}}$ для нормального закону	$\chi^2_{\text{докл.}}$ для логнормального закону	$\chi^2_{\text{докл.}}$ для експоненційного закону
1,31	4	0,19	0,00	0,06
2,08	9	1,58	0,03	9,17
2,85	6	0,13	0,06	4,56
3,62	4	0,26	0,03	2,18
4,38	1	0,85	0,32	0,15
5,15	1	0,10	0,06	0,01
5,92	1	5,28	1,23	0,03
$\chi^2_{\text{табл.}} = 11,1$		$\chi^2_{\text{докл.}} = 8,38$	$\chi^2_{\text{докл.}} = 1,73$	$\chi^2_{\text{докл.}} = 16,2$ ($\chi^2_{\text{табл.}} = 12,6$)

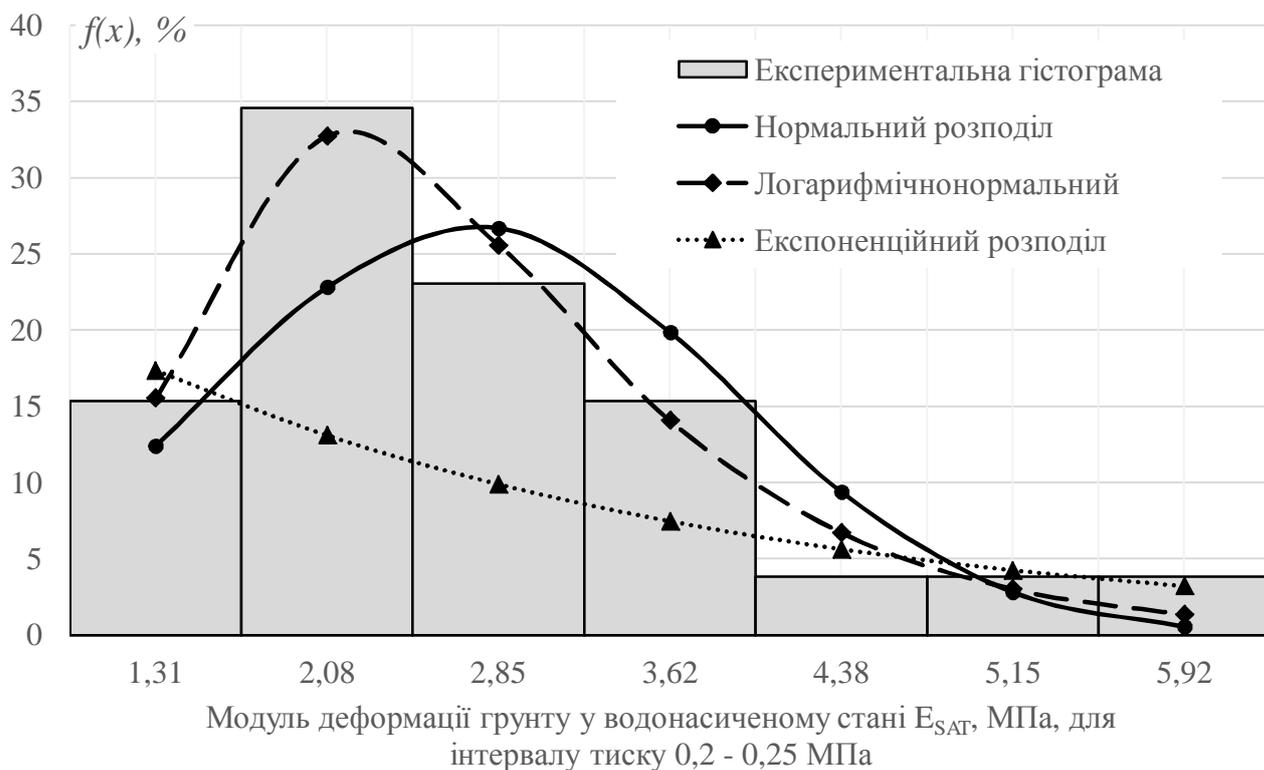


Рис. А.9 – Експериментальні гістограми і графіки розподілу випадкових величин модуля деформації водонасиченого ґрунту в інтервалах тиску $\sigma = 0,2-0,25$ МПа

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ



Онищенко Володимир Олександрович – доктор економічних наук, професор, ректор Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій, дійсний член Академії будівництва України (АБУ), голова Полтавського територіального відділення АБУ, член президії АБУ, заслужений працівник освіти України (2006 р.), лауреат Державної премії України у галузі науки і техніки (2012 р.).
E-mail: rector@pntu.edu.ua



Винников Юрій Леонідович – доктор технічних наук, професор, виконуючий обов'язки директора навчально-наукового інституту нафти і газу, професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, дійсний член АБУ, лауреат премії АБУ ім. академіка М.С. Буднікова (2013 р.), член міжнародного товариства з механіки ґрунтів і геотехніки (ISSMGE).
E-mail: vynnykov@ukr.net



Зоценко Микола Леонідович – доктор технічних наук, професор, керівник секції геотехніки та інженерної геології кафедри організації і технології будівництва та охорони праці Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, дійсний член АБУ, лауреат премії АБУ ім. академіка М.С. Буднікова (2004 р.), нагороджений медаллю М.М. Герсеванова, член ISSMGE.
E-mail: zotenco@hotmail.com



Пічугін Сергій Федорович – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри конструкцій з металу, дерева та пластмас Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, дійсний член АБУ, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки (2012 р.) та Державної стипендії видатним діячам науки (2017 р.).

E-mail: pichugin.sf@gmail.com



Харченко Максим Олександрович – кандидат технічних наук, доцент, виконуючий обов'язки завідувача кафедри нафтогазової інженерії та технологій Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, стипендіат Кабінету Міністрів України для молодих учених, лауреат премії АБУ імені академіка М.С. Буднікова (2016 р.), лауреат премії Президента України для молодих учених (2018 р.).

E-mail: kharchenkoMO@ukr.net



Степова Олена Валеріївна – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри прикладної екології та природокористування Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, член-кореспондент Інженерної Академії України.

E-mail: alenastepovaja@gmail.com



Савик Василь Миколайович – кандидат технічних наук, доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка.

E-mail: savikall2018@gmail.com



Молчанов Петро Олександрович – кандидат технічних наук, доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка.

E-mail: molchanovpetro@gmail.com



Винников Пилип Юрійович – кандидат технічних наук, SoftwareEngineerSofteserveInc.

E-mail: vynnykov@ukr.net



Ганошенко Олена Миколаївна – старший викладач кафедри прикладної екології та природокористування Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка.

E-mail: elena.ganoshenko26@gmail.com

Наукове видання

**ОНИЩЕНКО Володимир Олександрович
ВИННИКОВ Юрій Леонідович
ЗОЦЕНКО Микола Леонідович
ПІЧУГІН Сергій Федорович
ХАРЧЕНКО Максим Олександрович
СТЕПОВА Олена Валеріївна
САВИК Василь Миколайович
МОЛЧАНОВ Петро Олександрович
ВИННИКОВ Пилип Юрійович
ГАНОШЕНКО Олена Миколаївна**

**ЕФЕКТИВНІ КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНІ
РІШЕННЯ ОБ'ЄКТІВ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І
НАФТОПРОДУКТІВ У СКЛАДНИХ ІНЖЕНЕРНО-
ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ**

МОНОГРАФІЯ

мова українська, англійська

Комп'ютерна верстка

Нестеренко Т.М.
Ларцева І.І.

Авторська редакція

Підп. до друку 04.12.2018 р.

Формат 60x84 1/16.

Папір офсетний. Друк цифровий.

Ум.-друк. арк. – 15. Обл.-видав. арк. – 14,43

Тираж 300 прим. Зам. №27122018/1.

Видавець і виготовлювач – ФОП Пусан А.Ф.
36023, м. Полтава, вул. Нікітченка, 6, кв. 48.
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої
справи до Державного реєстру видавців і
розповсюджувачів видавничої продукції
Серія ДК, № 5118 від 07.06.2016 р.
