

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра прикладної екології та природокористування

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи магістра

на тему: **«Ризик аварій на трубопроводах вуглеводневої сировини**

(в межах Полтавської області)»

Виконала студентка групи 601-мТЗ
спеціальності 183 «Технології захисту
навколишнього середовища»

Т.М. СЕРГА

Керівник:

д.т.н., професор

В.В. ВАМБОЛЬ

Рецензент: завідувач кафедри екології
та зоології
Київського національного університету
імені Тараса Шевченка, д.б.н., професор

Д.В. ЛУКАШОВ

Полтава

2021

ЗМІСТ

ЗАВДАННЯ	4
ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ ПИТАННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО РИЗИКУ В НАФТОВІЙ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ	
1.1 Характеристика нафтової галузі України	11
1.2. Аварії та відмови в нафтотранспортній системі	18
1.3.Методи аналізу відмов та ризиків.....	27
1.4 Аналіз відомих досліджень оцінювання екологічного ризику.....	32
1.5 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи.....	33
РОЗДІЛ 2	
МЕТОДИ ТА ОБ’ЄКТИ ДОСЛІДЖЕНЬ	
2.1 Методи досліджень.....	36
2.1.1 Оцінка корозійної активності ґрунтів за відношенням впливу на нафтопроводи.....	36
2.1.2 Метод теорії надійності.....	38
2.1.3 Метод «дерева подій».....	40
2.2 Об’єкти досліджень.....	43
2.2.1 Ґрунти Полтавської області, що підлягали аналізу.....	43
2.2.2 Водні середовища, що використовувалися при проведенні досліджень.....	44
ВИСНОВКИ	45
РОЗДІЛ 3	
АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ АВАРІЙ НАФТОПРОВІДІВ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ	
3.1 Вплив аварій нафтопроводів на атмосферне повітря.....	46
3.2 Вплив аварій нафтопроводів на ґрунти, рослинний та тваринний світ.....	48
3.3 Вплив аварій нафтопроводів на водні об’єкти.....	57

ВИСНОВКИ.....	61
РОЗДІЛ 4	
ОЦІНКА ТА УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНИМИ РИЗИКАМИ В НАФТОВІЙ ГАЛУЗІ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ	
4.1 Нафтова галузь як об'єкт системного аналізу.....	62
4.2 Чинники, що сприяють розвитку аварій.....	70
4.3. Оцінка частот виникнення аварій	77
4.3.1 Розрахунок ймовірностей екологічної безпеки нафтопроводів за методом «дерева подій».....	82
4.3.2 Оцінка площ забруднень нафтою й нафтопродуктами об'єктів навколишнього середовища.....	83
ВИСНОВКИ.....	96
РОЗДІЛ 5	
ПРОГНОЗУВАННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА РОЗПОДІЛ ІНТЕНСИВНОСТІ АВАРІЙ	
5.1 Проблеми безпеки об'єктів нафтової промисловості.....	98
5.2 Розрахунок технічних ризиків при нафтоперевезанні.....	101
5.3 Шляхи мінімізації ризиків аварій на трубопроводи вуглеводневої сировини.....	106
ВИСНОВКИ.....	112
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	113
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	116
ДОДАТКИ.....	124

Форма № Н-9.01

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
 Навчально-науковий інститут нафти і газу
 Кафедра прикладної екології та природокористування
 II рівень вищої освіти – магістр
 Спеціальність 183 «Технології захисту навколишнього середовища»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____/_____/_____
 (підпис) (ПІБ)
 _____ 20__ року
 (дата)

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

СЕРЗІ ТЕТЯНИ МИКОЛАЇВНИ

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи **Ризик аварій на трубопроводах вуглеводневої сировини (в межах Полтавської області)**

Керівник роботи **Вамболь Віола Владиславівна, д.т.н., професор,**

затверджені наказом Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» від «__» _____ 2021 року №_____

2. Строк подання студентом роботи _____
 (дата)

3. Вихідні дані до роботи:

1) карта розташування магістральних нафтопроводів у межах Полтавської області;

2) характеристика ґрунтів Полтавської області;

3) фізико-хімічні параметри нафти.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Сучасний стан досліджень питання екологічного ризику в нафтовій галузі України.

2. Методи та об'єкти досліджень.

3. Аналіз дослідження впливу аварій нафтопроводів на навколишнє середовище.

4. Оцінка та управління екологічними ризиками в нафтовій галузі Полтавської області.

5. Прогнозування впливу технологічних чинників на розподіл інтенсивності аварій.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 10 аркушів формату А3 + титульний та заключний аркуші

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	2 аркуші плакатів, літературний огляд		
2	3 аркуші плакатів, математична модель		
3	4 аркуші плакатів, алгоритм рішення		
4	5 аркушів плакатів, методика розрахунків		
5	7 аркушів плакатів, вирішення задач на прикладах		
6	9 аркушів плакатів, вирішення задач на прикладах		
7	10 аркушів плакатів, висновки і пропозиції до впровадження		

Студентка

(підпис)

Т.М. СЕРГА

Керівник роботи

(підпис)

В.В. ВАМБОЛЬ

ВСТУП

Актуальність теми. Внаслідок тривалої експлуатації значної частини нафтопроводів зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, що призводить до їх розгерметизації та негативно впливає на стан довкілля.

Відомо, що нафтова галузь та об'єкти транспортування вуглеводневої сировини відносяться до пожежо- і вибухонебезпечних, а також до екологічно небезпечних об'єктів. Однією з найсерйозніших проблем експлуатації магістральних нафтопроводів є їх аварійність, тобто непередбачена відмова лінійної частини трубопроводу, її руйнування. Екологічна безпечність нафтопроводів значною мірою визначається корозією, тому що умови для її виникнення існують завжди, а кількість аварій нафтопроводів через корозію складає 54 % від їх загальної кількості.

Ситуація ускладнюється й тим, що основна частина нафтотранспортної системи України є застарілою: тривалість експлуатації 70 % нафтопроводів України більше 20 років. На Полтавщині усі магістральні нафтопроводи експлуатуються більше цього терміну. Тож в найближчий час значна частина нафтотранспортної системи України вичерпає свій експлуатаційний ресурс.

Проблема забезпечення ефективності, експлуатаційної надійності, екологічної безпеки і підвищення довговічності нафтотранспортної мережі України, зокрема і Полтавщини, залишається актуальною й своєчасною, що вимагає пошуку нових технічних рішень.

Зв'язок роботи із науковими програмами, планами і темами. Тема відповідає актуальним напрямам науково-технічної політики України в галузі дослідження технічного стану будівель і споруд, що експлуатуються, які висвітлені у Постанові Кабінету Міністрів України №409 від 5 травня 1997 р. «Про забезпечення надійності і безпечної експлуатації будівель, споруд та інженерних мереж» та Рішенні Міжвідомчої комісії з питань науково-технологічної безпеки при Раді національної безпеки та оборони України від

14 лютого 2002 р. «Про технічний стан і залишковий ресурс конструкцій та споруд основних галузей господарства України».

Кваліфікаційну роботу виконано відповідно до «Основних засад (стратегій) державної екологічної політики України на період 2020 року» затверджених Законом України від 21.12.2010 р. №2818-VI. А також – плану науково-дослідних робіт Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» та кафедри прикладної екології та природокористування.

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є створення моделей розвитку подій для прогнозування аварійних ситуацій та встановлення екологічних ризиків.

Для досягнення визначеної мети поставлено до вирішення наступні **задачі досліджень:**

- провести аналіз сучасного стану науково-технічних досягнень з питань шкідливого впливу на довкілля аварій сталевих нафтопроводів та виявити шляхи їх запобігання;

- виконати аналіз стану екологічної безпеки магістральних трубопроводів Полтавщини та факторів, що впливають на їх аварійну роботу;

- розрахувати ймовірність випадків забруднення довкілля внаслідок розгерметизації трубопроводів;

- розробити «дерево подій» розливу нафти в атмосферу, водні та земельні ресурси;

- виконати аналіз ризику трубопроводів задля створення системи заходів, спрямованих на підвищення надійності, ефективності та безпечності експлуатації нафтопроводів.

Об’єкт дослідження – процес функціонування трубопроводів вуглеводневої сировини.

Предмет дослідження – оцінювання ризиків аварій на трубопроводах вуглеводневої сировини.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених задач у роботі використовувались сучасні методи наукових досліджень: аналіз – для узагальнення сучасних науково-технічних досягнень щодо запобігання забрудненню довкілля внаслідок аварій сталевих нафтопроводів та методів його захисту від корозійних пошкоджень;

Наукова новизна одержаних результатів.

Вперше:

- встановлено ймовірність виникнення випадків розгерметизації нафтопроводів внаслідок корозійних процесів;
- встановлено ймовірність забруднення компонентами довкілля внаслідок розгерметизації труб за допомогою «дерева відмов» та «дерева подій».

Практичне значення одержаних результатів.

Одержані результати використані при організації робіт з метою зберігання та транспортування вуглеводневої сировини. Упроваджено в навчальний процес з дисципліни «Техноекологія», «Технології захисту довкілля», «Технології захисту водного середовища», «Технології захисту атмосферного повітря» зі спеціальностей 101 «Екологія» та 183 «Технології захисту навколишнього середовища» відповідно.

Апробація результатів кваліфікаційної роботи. Основні положення, наукові результати теоретичних та експериментальних досліджень за напрямком магістерської роботи доповідались та обговорювались на наукових, науково-практичних конференціях та семінарах різних рівнів, а саме: I Всеукраїнська науково-практична конференція з міжнародною участю «Екологія. Довкілля. Енергозбереження», присвяченій 90-річчю Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» (3-4 грудня 2020 р.), підсумкова науково-практична відео-конференція II туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт зі спеціальності «Технології захисту навколишнього середовища» (20-22 квітня 2021 р.), 73-я наукова конференція професорів, викладачів, наукових

працівників, аспірантів та студентів університету, 2021р., Полтава, НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», XXII Міжнародна наукова конференція «Екологія. Суспільство. Молодь», 20-21.05.21, м. Київ, НУУ, КПІ, Міжнародна науково-практична онлайн-конференція, присвячена Всесвітньому дню охорони навколишнього середовища. 7 червня 2021 р, м. Київ, КНУБА.

Публікації.

1. Степова О.В., Серга Т.М. Технології запобігання розгерметизації трубопроводів вуглеводневої сировини. Тези учасників підсумкової науково-практичної відео-конференції II туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт зі спеціальності «Технології захисту навколишнього середовища» (20-22 квітня 2021 р.). – Рівне: НУВГП, 2021. С.22

2. Степова О.В., Хоменко А.С., Серга Т.М.. Аналіз впливу нафтогазового комплексу на стан навколишнього середовища. Матеріали I Всеукраїнської науково-практичної конференції з міжнародною участю «Екологія. Довкілля. Енергозбереження», присвяченій 90-річчю Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» (3-4 грудня 2020 р.). – Полтава: НУПП, 2020. С.71-74

3. Степова О.В., Серга Т.М. Аналіз екологічної безпеки ділянки діючого газопроводу Яблунівського ГПЗ. Матеріали I Всеукраїнської науково-практичної конференції з міжнародною участю «Екологія. Довкілля. Енергозбереження», присвяченій 90-річчю Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» (3-4 грудня 2020 р.). – Полтава: НУПП, 2020. С.250-251

4. Степова О.В., Серга Т.М. Екологічні ризики при транспортуванні вуглеводневої сировини. Тези 73-ї наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету, 2021р., Полтава, НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». С.319-320

5. Серга Т.М., Бондар О., Степова О.В. Екологічні ризики при транспортуванні вуглеводневої сировини Матеріали XXII Міжнародної наукової конференції «Екологія. Суспільство. Молодь», 20-21.05.21, м. Київ, НУУ, КПІ

6. Степова О.В., Задорожна С.О., Серга Т.М., Степовий Д.Є. Потенційні небезпеки при транспортуванні вуглеводневої сировини. Міжнародна науково-практична онлайн-конференція, присвячена Всесвітньому дню охорони навколишнього середовища. 7 червня 2021 р, м. Київ, КНУБА. С.94-97

7. Степова О.В., Серга Т.М. Аналіз екологічних ризиків при транспортуванні вуглеводневої сировини. VIII міжнародний з'їзд екологів, 24-26 вересня, 2021 р., м. Вінниця

8. Степова О.В., Серга Т.М. ОЦІНКА ТА УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНИМИ РИЗИКАМИ В НАФТОВІЙ ГАЛУЗІ. Матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції «Екологія. Довкілля. Енергозбереження». НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2-3.12.2021. С. 293-295

Патенти на корисну модель:

1. Степова О.В., Ганощенко О.М., Серга Т.М. Пат № 148751 Україна, МПК(2021.01), G 01N 17/00, G 01N 27/26, №и 2021 01139, опубл. 15.09.2021, Бюл. №37, Неруйнівний спосіб визначення швидкості зовнішньої корозії сталевого підземного трубопроводу

Структура та обсяг кваліфікаційної роботи. Робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Матеріали кваліфікаційної роботи викладено на 136 сторінках друкованого тексту. Список використаних джерел містить 64 найменування. Магістерська робота включає 3 додатки, розміщених на 12 сторінках.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ ПИТАННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО РИЗИКУ В НАФТОВІЙ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

1.1 Характеристика нафтової галузі України

Нафтова промисловість України є складною системою, що включає розвідку, видобуток, транспортування, зберігання та переробку. Майже кожен об'єкт цієї системи негативно впливає на навколишнє середовище. Основними екологічними проблемами, пов'язаними з функціонуванням нафтової промисловості, є [2]: буріння під час розвідки, розвідка та підготовка до експлуатації нафтового родовища. Технічні проблеми, які виникають при видобутку та транспортуванні нафти і газу магістральними трубопроводами, вирішення питань екологічної безпеки під час експлуатації. Екологічна безпека при зберіганні та транспортуванні палива.

Трубопровідний транспорт є одним із найбільш широко використовуваних засобів у світі для його передачі від виробника до споживача, особливо коли відстань між ними значна. Відповідно до Закону України «Про трубопровідний транспорт» магістральний трубопровод – це технологічний комплекс, який функціонує як єдина система і об'єднує окремі трубопроводи з усім обладнанням і конструкціями, пов'язаними з ним у технологічному процесі. Міждержавне розповсюдження продукції міжрегіонального перевезення споживачам [1]. В Україні трубопровідний транспорт використовується для перекачування нафти, нафтопродуктів, газу та аміаку. Порівняно з іншими видами транспорту, вони більш ефективні та ефективні при перевезенні великих кількостей, але призводять до нещасних випадків. Зокрема, існує ризик пошкодження трубопроводу, що може призвести до забруднення великих територій навколо нього. Паливопродукти накопичуються в підземних водах, каналізаційних системах, річках, озерах, колодязях та інших водоймах природного і штучного

походження. У результаті збільшення кількості води непридатної для споживання, відбувається раптова загибель живих організмів і повільна деградація рослин. небезпека газопроводів, що виділяють газ метан та його еквівалентні речовини, вуглекислий газ і пари нафти, що вражає центральну нервову систему, органи дихання тварин і людини, посилюючи парниковий ефект.

Важливу роль в економічному розвитку та безпеці держави відіграє нафтова промисловість, найважливіша складова паливно-енергетичного комплексу [3].

Перспективи розвитку нафтової промисловості України:

- потужне освоєння природних ресурсів за рахунок відкриття нових родовищ і розвитку виробництва на його території та акваторії;
- реалізація проектів з видобутку вуглеводнів за кордоном;
- забезпечення стабільної роботи та технічного вдосконалення нафтотранспортних систем з інтеграцією їх у євразійську структуру;
- розвиток альтернативних способів постачання нафти та нафтопродуктів з-за кордону;
- реконструкція власного обладнання НПЗ.

Виконання державних вимог до нафтопродуктів зосереджено на переробці сировини, видобутої з її запасів, а також отриманої українською компанією (підприємством НАК «Нафтогаз України») за межами України. Відомо, що темпи зростання ресурсної бази повинні бути в 3-4 рази вищими за темпи видобутку. Таке співвідношення досягається переважно за рахунок відкриття нових родовищ зі значними запасами та забезпечення як стабільності виробничої інфраструктури, так і сприятливих фінансово-економічних умов для гірничодобувних компаній, у тому числі – інвестиційної привабливості. наявність великих родовищ в українських водах збільшує потенціал майбутнього розвитку видобутку та дозволяє реалізувати різноманітні бізнес-проекти (мобілізація особистих коштів, кредити, інвестиції чи їх поєднання) для

підготовки існуючих схем, баланс науково-дослідних розвідок і виробничі операції.

Розвиток нафтової промисловості відбувався будівництвом великої кількості штучних об'єктів лінійного характеру (табл. 1.1). У зв'язку з видобутком нафти швидко розвивається транспортна інфраструктура. Будівництво трубопроводу супроводжується механічними впливами на навколишнє середовище [9].

Таблиця 1.1

Технічна характеристика нафтотранспортної системи України

Найменування параметрів	Одиниці виміру	Показники
Кількість нафтопроводів	шт.	18
Довжина нафтопроводів в одну нитку	км	4767,4
Довжина нафтопроводів по трасі	км	3368,3
Кількість підводних перетинів	шт.	181
Кількість повітряних перетинів	шт.	389
Кількість аварійно-відновлювальних пунктів	шт.	24
Кількість майданчиків/НПС	шт./шт.	28/51
Кількість резервуарів	шт.	80
Загальний об'єм резервуарів	тис. куб.м	1010
Кількість станцій електрохімзахисту	шт.	473

Магістральний нафтопровід (МНП) являє собою міжміську споруду (рис. 1.1), автомобільну дорогу, яка проходить через ліси, річки, озера, болота, долини, залізниці та автомобільні дороги, підземні комунікації та інші природні перешкоди.



Рис. 1.1. Магістральні нафтопроводи

Магістральний нафтопровід (рисунок 1.2) являє собою складну інженерну споруду з кількома технічними системами: лінійна ділянка, головна перекачувальна станція та середній резервуарний парк тощо.

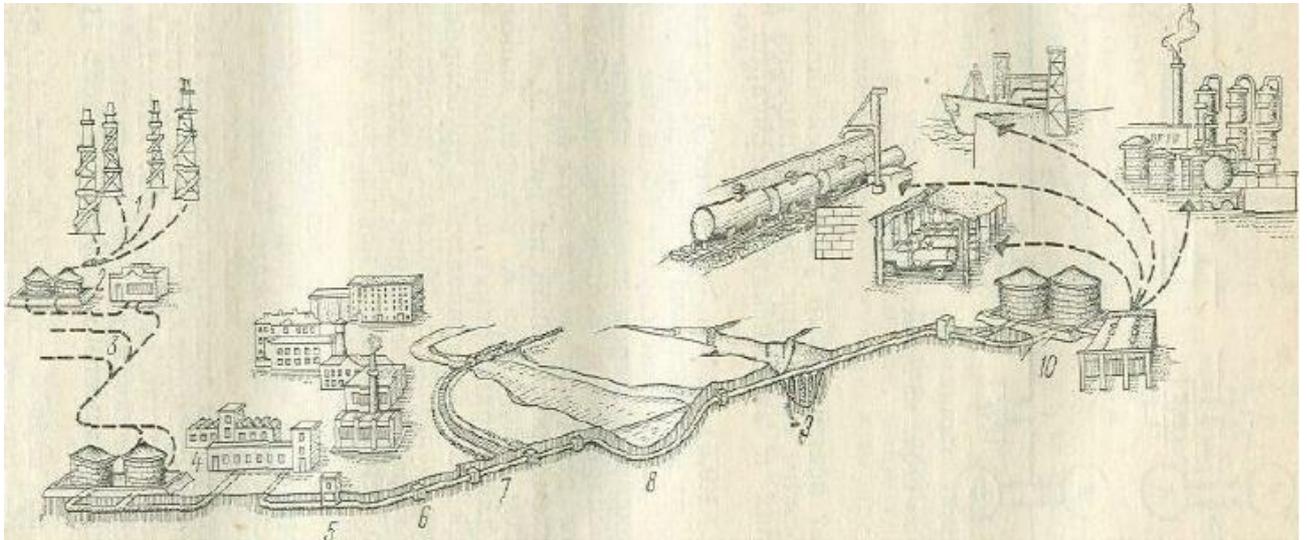


Рис. 1.2. Схема магістрального нафтопроводу, 1982 рік

- 1 – промисел;
- 2 – пункт переробки нафти;
- 3 – підвідні трубопроводи;
- 4 – головні спорудження;
- 5 – колодязь пуску скребка;
- 6 – лінійний колодязь;
- 7 – перехід під залізницею;
- 8 – перехід через річку;
- 9 – перехід через яр;
- 10 – кінцевий розподільчий пункт

Система магістральних нафтопроводів України (рис 1.3) включає: 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно, загальною довжиною 3506,6 км, а в одну нитку – 4767,4 км. Потужність системи на вході – 114 млн. т/рік, на виході – 56,3 млн. т/рік, загальна номінальна ємність резервуарних парків системи МН складає 1083 тис. м³. Морський нафтовий термінал (МНТ) «Південний», а також 28 нафтоперекачувальних станцій (НПС), 18 з яких задіяні

в транспортуванні нафти, а 10 – переведені в режим утримання в безпечному стані. Із обладнання: резервуарні парки, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні та протиерозійні споруди.

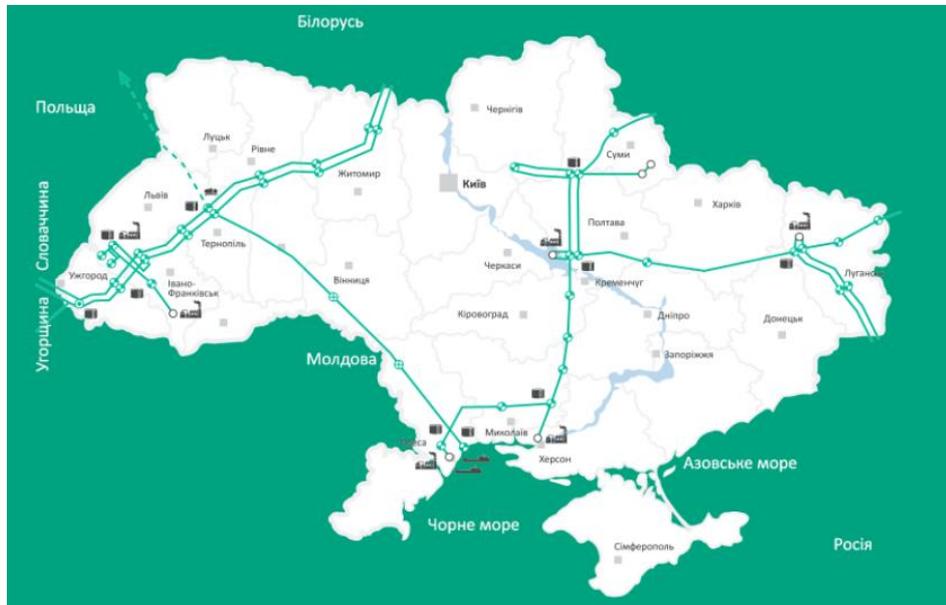


Рис. 1.3. Схема основних магістральних нафтопроводів України

Лінійна ділянка магістрального нафтопроводу являє собою систему довгих лінійних об'єктів, призначених для забезпечення роботи перекачування нафти. До неї входять: трубопроводи та протипожежні споруди, служби електропостачання та дистанційного керування, арматура, монтаж електрохімічного захисту, електропередачі та кабелі технологічного зв'язку вздовж автомобільних доріг, а також шляхи, що перетинають штучні загородження, обладнання для пуску та прийому очисного та діагностичного обладнання.

Призначення лінійної конструкції – забезпечити певний режим відкачування. На відміну від інших лінійних конструкцій, таких як дороги, залізниці, МНП протягом усього терміну служби перебуває в складному напруженому стані під впливом внутрішнього тиску насосного виробу і діє як ємність високого тиску. Через нього прокачується нафта, що робить його дуже енергоефективною структурою.

Лінійна ділянка трубопроводу побудована за трьома конструктивними схемами: підземна, підземна та надземна [4]. На підземну схему припадає близько 98% загальної довжини всіх споруджених труб. За цією схемою труба укладається під природну поверхню ґрунту. У зонах забудови глибина упору зазвичай становить не менше 1 м над верхньою трубою. Схема ґрунту передбачає прокладку труб на поверхні запланованої землі або на твердій ґрунтовій основі, підготовленої з привізного ґрунту. У наведеній вище схемі ґрунту труби розміщують на опорах, які розміщуються на певній відстані один від одного. При підземній прокладці труб вони не викликають екстремальних температурних перепадів, що важливо для забезпечення технологічної надійності трубопроводу. Потреба в наземних і наземних схемах зупинки магістральних трубопроводів виникає при будівництві в несприятливих ґрунтових умовах. Хоча основна труба є суцільною різьбою, вона має інструменти, що дозволяють розрізати її частини в разі аварійної ситуації, щоб обмежити втрати транспортної продукції та зменшити шкоду природі при витоку продукту за межі зони.

На лінійній частині магістральної труби джерелом забруднення можуть бути мікротріщини, корозійні свищі як в трубі, так і в зварному з'єднанні, а також ущільнення лінійного клапана. Пошкодження трубопроводу зазвичай виникають в результаті корозії або розвитку дефектів труби нижче встановленого заводом стандарту і не виявляються під час випробувань трубопроводу до його експлуатації. Деградація шару ізоляції трубопроводу також сприяє корозії трубопроводу, тим більше що цей процес швидко відбувається в агресивних ґрунтах.

Основне обладнання складається з головної перекачувальної станції (GPS) і труби подачі палива, яка надходить до парку ДПС. Основні об'єкти також включають насоси, виїзні трубопроводи, монтаж лічильників, споруди для кулькових сепараторів, фільтрів тонкого очищення, системи загального водопостачання та водовідведення, будівлі електропостачання, адміністративні та господарські будівлі, а також ремонт лабораторій та майстерень, депо мастильних матеріалів. Парк резервуарів призначений для приймання та

розподілу нафти та нафтопродуктів, класифікації нафтопродуктів за категоріями, а також для їх приймання у разі аварійного закриття трубопроводу.

Проміжна перекачувальна станція (ППС) [12] приймає та доставляє по трубопроводу паливо на наступну станцію до кінцевої та проміжної розподільної станції.

Залежно від ступеня небезпеки трубопроводи можна розділити на дві групи. До першої з них належать труби, які відкачують воду з пласта разом з нафтою і газом або окремо від них. Другу групу складають труби для перекачування зневоднених середовищ (нафта, газ), а також прісної води. Відсутність утворення води в робочому середовищі, агресивність останнього значно знижується, відповідно, зменшується можливість локального корозійного пошкодження трубопроводу. Рівень небезпеки трубопроводу на місці приблизно в 3 рази нижчий, ніж трубопроводу від свердловини, і його можна порівняти з аналогічними показниками лінійної ділянки трубопроводу. Такий рівень небезпеки обумовлений використанням сталевих труб для монтажу труб у місцях, не захищених від корозії зсередини, та відсутністю прийнятних техніко-економічних рішень для прокладки труб з покриттям всередині або склопластику в ув'язненні з великою кількістю криволінійних ділянок [8].

Оператором магістральної трубопроводної системи України, що охоплює понад 4700 км, є «Укртранснафта», 100% якої належить «Нафтогазу». Компанія має три філії: «Придніпровські магістральні нафтопроводи» (Центрально-східна Україна), філія «Магістральні нафтопроводи «Дружба» (Північно-Західний регіон України) і Південна магістральна філія (Південна Україна). Крім того, магістральний нафтопровід транспортує українську нафту з родовища Укрнафти до Кременчуцького та Дрогобицького НПЗ.

Придніпровський магістральний нафтопровід був введений в експлуатацію наприкінці 1960-х років для експорту нафти через порти Одеси та Новоросійська, а також для постачання нафти на НПЗ України [4]. Нафтопровід «Дружба» був побудований як важливий міжнародний нафтопровід для експорту російської нафти до країн Центральної Європи. Усе обладнання Придніпровського

магістрального нафтопроводу та нафтопроводу «Дружба» оснащено засобами автоматизованої телемеханізації, кількісного та якісного вимірювання видобутої нафти (додаток А).

Обладнання магістральних трубопроводів, у тому числі трубопроводів, експлуатується більше 30 років і укомплектовано на 70-80%, тому потребує постійного збільшення витрат на експлуатацію та діагностику трубопроводів, модернізацію, ремонт та відновлення.

Перспективи подальшої діяльності та розвитку системи магістральних нафтопроводів України зумовлені вигідним географічним розташуванням України на магістральних нафтопроводах між двома групами: виробниками та споживачами енергії, а також пошуком нових можливостей в Україні, імпорту нафти для вітчизняного виробництва, вимагати та уникати іноземної залежності постачання [5].

1.2 Аварії та відмови в нафтотранспортній системі

Однією з головних екологічних проблем нафтотранспортної системи є висока аварійність на підприємствах нафтового родовища, що супроводжується викидом нафти в навколишнє середовище, що здебільшого спричинено вибухом нафтопроводу.

У процесі виробництва, підготовки, переробки та транспортування [7] щорічно втрачається від 1,0 до 16,5% нафти та продуктів з неї. При цьому близько 65% вуглеводневого забруднення потрапляє в атмосферу, 20% – у воду і 15% – в ґрунт.

Забруднення ґрунтів нафтою, водою, мінералами та хімічними реакціями є одним із провідних факторів за величиною впливу на біогеоценози серед усіх антропогенних факторів, пов'язаних з видобутком нафти: 42,3 % від усієї порушеної площі суші.

Офіційно потенційний вплив на навколишнє середовище під час експлуатації вуглеводневих родовищ і транспорту зведено до мінімуму. Однак

практика показує, що негативні зміни в навколишньому середовищі продовжують накопичуватися і проявлятися. При цьому повністю уникнути надзвичайних ситуацій не вдається.

Найбільша кількість аварій на нафтових компаніях відбувається на внутрішніх і міжпромислових трубопроводах. Інцидентом на трубопроводі може бути порушення його герметичності з викидом вмісту в навколишній простір (рис. 1.4).



Рис. 1.4. Аварії на магістральних нафтопроводах

Порушення герметичності нафтопроводу проявляється в таких формах: нориці, тріщини, розрив корпусу труби, пошкодження дросельної заслінки. Причинами розгерметизації являються [51]:

- залишкові напруження в матеріалі трубопроводу разом з напруженнями, що виникають при монтажі та ремонті, що викликають поломки елементів запірних пристроїв, прокладок, тріщин, розривів трубопроводу;
- пошкодження під впливом термічної деформації;
- гідравлічні зіткнення;
- вібрація;
- надмірний тиск тощо.

Фізичний знос, механічні пошкодження або термічна деформація трубопроводу можуть призвести до часткового і повного руйнування трубопроводу і виникнення аварійної ситуації будь-якого масштабу.

Найбільше механічних пошкоджень виникає тоді, коли недотримання технології будівельно-монтажних робіт може призвести до руйнування трубопроводного обладнання з подальшим витоком нафти і можливими вибухами парової суміші або займання рідкої фази.

Основними причинами аварій на трубопроводі є наступне:

- технічні проблеми через відхилення технологічних параметрів від нормативних значень до руйнування обладнання;
- події, пов'язані з людським фактором (недбалість під час ремонту, неправильні дії персоналу, організаційні рішення або неправильне проектування, руйнування);
- зовнішні наслідки техногенних або природних впливів (небезпека в околицях, урагани, зсуви, землетруси, повені, пожежі, вибухи тощо).

У зарубіжній літературі причини аварій пропонують розподілити так:

- 1) втручання зовнішніх факторів;
- 2) інвалідність будівництва;
- 3) матеріальна непрацездатність;
- 4) корозія;
- 5) рух землі;
- 6) деформація розрізу;
- 7) інше.

Необхідно своєчасно оцінити ризик такого пошкодження та можливість подальшої експлуатації пошкодженої частини трубопроводу. Через зовнішні впливи на внутрішніх трубопроводах відбувається понад 5% від загальної кількості аварій і вони займають перше місце за збитками.

Пошкодження магістральних трубопроводів викликано двома групами факторів. Перша група пов'язана зі зниженням вантажопідйомності трубопроводу, друга – зі збільшенням навантаження і впливу. Зниження несучої здатності трубопроводу обумовлено наявністю дефектів стінки труби і старінням металу. Фактори другої групи з'являються при експлуатації існуючих трубопроводів (тиск, напруження від впливу нафтових насосів і трубопроводів

навколо ґрунтового тиску на трубопровід, різні статичні та рухомі навантаження, деформація земної поверхні на місцевості). Класифікація причин аварій і пошкоджень трубопроводів наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Класифікація причин аварій та пошкоджень на нафтопроводах

Аварій та пошкодження нафтопроводів							
Корозійне пошкодження трубопроводів	Зовнішній вплив	Дефекти труб, зварювальних швів та монтажу	Порушення правил	Експлуатаційні навантаження	Стихійні лиха	Помилка проєкту	Навмисні дії фізичних осіб

Результати аналізу відмов показують щорічну статистичну динаміку на трубопроводі від 500 до 1,5 тис. відмов (табл. 1.3). Негативна роль дефектів посилюється при виникненні несправностей конструкції, перевантажень різного походження (гідроудари, ремонт від перенапруги, розмивання), захисту від корозії, а також старіння існуючих мереж.

Таблиця 1.3

Основні причини аварій на нафтопроводах України

Аварія трубопроводу				
Підвищений тиск	Механічне пошкодження	Корозія	Металургійні дефекти труб	Надмірне навантаження на метал
1. Велика швидкість транспортування 2. Несправність засувки 3. Помилка оператора	1. Подряпини 2. Вм'ятини	1. Порушення катодного захисту 2. Неприятливі природні фактори 3. Старіння ізоляції	1. Тріщина зварювальним швом 2. Тріщина основним металом	1. Низька якість зварного шву 2. Тиск ґрунту на трубопровід 3. Неправильний монтаж трубопроводу

На одному родовищі експлуатується понад 100 тис. км промислових трубопроводів (рис. 1.5), з яких 30% мають термін служби 30 років, але замінюється не більше 2% трубопроводів на рік.

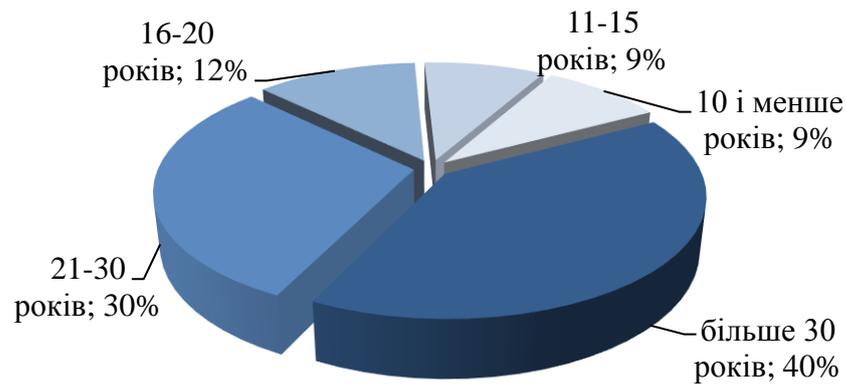


Рис. 1.5. Структура нафтопроводів України за тривалістю експлуатації

Зараз більшість вітчизняних трубопроводів експлуатуються в умовах сильної внутрішньої корозії, яка пошкоджує обладнання та призводить до аварій на трубопроводі. Жоден забруднювач не може зрівнятися з нафтою у великих кількостях, за кількістю джерел забруднення, об'ємом одноразового зберігання, незважаючи на всі складові природного середовища під час аварій на свердловинах і трубопроводах.

Основні типи забруднюючих речовин, які потрапляють у навколишнє середовище в результаті видобутку нафти, разом з їх потенційними джерелами наведено в таблиці 1.4 [15].

Таблиця 1.4

Основні групи техногенних навантажень і відповідні їм потоки забруднення в районах нафтовидобування

Вид техногенного впливу	Можливі групи забруднювачів	Можливий склад забруднювачів
Підготовка площ до експлуатації: підготовчі роботи, прокладання доріг, зведення рослинності, обвалування майданчиків, буріння і випробування свердловин	Промивні рідини, реагенти для впливу на пласт, цемент	Гіпсові, силікатні, соляні та інші види розчинів, промиваючі рідини, емульсія
Експлуатація родовищ: видобуток та транспортування нафти, закачування води для підтримки тиску пласта	Нафта (при аварійних викидах та втратах під час транспортування), мінералізовані води	Граничні, нафтові, ароматичні та інші вуглеводні, феноли та інші сполуки, головним чином хлоридні
Первинна переробка та транспортування нафти, часткове спалювання попутних газів і конденсатів	Нафта та нафтопродукти, мінералізовані води,	Різні групи вуглеводнів, асфальто-смоли, феноли, бензапірен, азотисті, сірчисті сполуки

Забруднення від небезпек, пов'язаних із транспортуванням нафтопродуктів [25], може мати прямий або непрямий вплив на нього, а також на засоби існування через погіршення якості повітря та води, традиційних сільськогосподарських та промислових продуктів, таких як рибальство, полювання, збирання польових квітів тощо. Аварії на трубопроводах під тиском викидають небезпечні хімічні, легкозаймисті речовини та вибухові речовини, що призводять до техногенних надзвичайних ситуацій: забруднення повітря, ґрунту, пошкодження або загибелі рослин і тварин на місці прояву.

Велика частина нафти, що пролита паводками та зливовими водами, стікає у водні шляхи, забруднюючи воду нафтопродуктами. Потрапляючи в пласт, нафта втрачає легку фракцію внаслідок вивітрювання на дно, яке в умовах гіпоксії зберігається тривалий час і зазнає найповільнішої біологічної деформації. Таким чином, занурення і заглиблення в нафтові купи стає постійним джерелом забруднення підземних і поверхневих вод.

Загальна токсичність нафти низька [35]. У той же час деякі компоненти нафти та її біологічні метаболіти, переважно поліароматичні та поліциклічні сполуки, є мутагенними, канцерогенними та тератогенними. А наслідки його впливу на живі організми, в тому числі на людину, може проявлятися протягом багатьох років і в наступних поколіннях. Прояви цього ефекту дуже різноманітні і можуть проявлятися у зниженні імунітету, розвитку алергії та пухлин, збільшенні вроджених аномалій тощо. Найнебезпечнішим є генетичне захворювання.

Зелені рослини, гриби та мікроорганізми, що ростуть у ґрунті та донних відкладеннях водойм, де сліди нафти накопичуються та накопичують у своїх тканинах важкі метали, радіацію, канцерогени та генетичні токсини й передають їх по харчовому ланцюгу вищим організмам.

Для безперебійної роботи трубопроводу необхідний комплекс заходів [47] щодо екологічної безпеки та загальної охорони навколишнього середовища, що дозволить звести до мінімуму шкоду, завдану природі.

Основними проблемами промислової безпеки в нафтовій промисловості є недостатні темпи оновлення застарілого обладнання, а також слабке оснащення виробництва автоматикою та надійними телекомунікаційними системами.

Крім цих причин, вчені підкреслюють значний вплив важких умов експлуатації трубопроводу. Експлуатація трубопровідних транспортних систем у складних умовах продемонструвала недостатню надійність трубопроводів, прокладених в умовах боліт, заболочених угідь та заплав. Ґрунти на таких ділянках характеризуються структурною нестійкістю, значним ущільненням, низькою ґрунтоємністю. Частини трубопроводу в неструктурованому місці є небезпечними зонами. Аналіз їх технічного стану має бути комплексним. Типові типи ділянок магістральних труб у непроєктних місцях включають:

- ділянки трубопроводу з порушеною засипкою та оголенням поверхні трубопроводу;
- ділянка труби, що плаває на поверхні;
- опуклість ділянок труби (опуклий і опуклий відведення);
- просіла частина труби (відступ);
- провисаюча частина труби. Перераховані вище ділянки мають потенційну небезпеку з точки зору процесу корозії.

Надійність і довговічність промислових труб [24] визначається насамперед природою матеріалу, з якого виготовлені труби. При виборі матеріалу трубопроводів враховують склад, вміст води, умови транспортування, призначення трубопроводу та дані про аварії. Важливим завданням є захист їх від зовнішніх впливів, які можуть призвести до пошкоджень і травм.

Трубопроводи експлуатуються в складному іржаво-ґрунтовому середовищі, умови якого визначаються нерівномірністю і визначаються різними факторами. При цьому на трубопроводи впливають не тільки ґрунтові умови, а й фактори зовнішнього середовища: вітер, атмосфера, механічне зберігання тощо.

Аналіз розподілу надзвичайних ситуацій до 2020 року за типами представлення показує, що частка надзвичайних ситуацій через дорожньо-транспортні пригоди, пожежі та вибухи є значною – 33% (рис. 1.6).



Рис. 1.6. Надзвичайні ситуації за видами прояву

Серед цих 33% – надзвичайні ситуації, що виникають на магістральних нафтопроводах, оскільки підприємства та нафтопромислові об'єкти є одними з найвищим рівнем пожеж і вибухів [8].

Основним джерелом аварій при експлуатації трубопроводів, які серйозно впливають на техногенні умови безпеки, є перевищення терміну служби основних засобів. Незадовільний стан трубопроводу призводить до його ослаблення і супроводжується розливом і просочуванням нафти в ґрунт, забрудненням поверхневих і підземних вод. Причинами такого стану є порушення ізоляційного покриття і відсутність належного активного захисту від електрохімічної корозії.

Автори [7] відзначають, що більшість факторів, які часто викликають аварії, є непередбачуваними при проектуванні трубопроводів. Зокрема, сучасні методи дозволяють врахувати чинники корозії та негативні зміни, що відбуваються в металі труби в процесі експлуатації (так зване старіння металу) і, частково – вплив зсувів ґрунту під час яких суб'єктивними факторами були ігнорується під час проектуванню. За статистикою, рівень небезпеки трубопровідного транспорту наступний: у 90% випадків вміст викидається через отвори в стінці трубопроводу до припинення витоку, в 10% випадків – повний розрив трубопроводу.

Техногенні та природні небезпеки вимагають невідкладних заходів для підвищення безпеки при експлуатації трубопроводу. Таким чином, за результатами дослідження встановлено, що існуюча система магістральних трубопроводів України не відповідає європейським стандартам та сучасним вимогам безпеки, оскільки була спроектована та побудована у 50-80-х роках минулого століття.

Найбільші ризики аварій і небезпек при експлуатації трубопроводів, які серйозно впливають на техногенні умови безпеки, – це надмірний термін служби основних засобів і незадовільний стан самого трубопроводу. Усе це потребує більш ретельного контролю за технічним станом цих об'єктів, поточного та капітального ремонтів, підвищення відповідальності суб'єкта господарювання щодо підтримання в технічному стані системи газопостачання, трубопроводів та продукції. Старіння трубопровідних нафторозподільних систем зумовлює необхідність їх реконструкції. Технічне обслуговування труб знаходиться в робочому стані лише завдяки дотриманню необхідних правил експлуатації та своєчасному ремонту.

Таким чином, сучасний стан нафтової промисловості України характеризується так [17] :

- більше 70% обладнання вийшло на нормальний термін служби або близьке до повного вичерпання технічних ресурсів;
- більшість обладнання працює в складних умовах (високий тиск, висока температура робочого середовища, критичні статичні та динамічні навантаження);
- підвищений попит на екологічну безпеку та ризик екологічної катастрофи.

Через недостатнє фінансування [23], у тому числі нафтового сектора, особливо гостро стоять загальні технічні питання, а не регулювання використання ресурсів обладнання.

Тому корозія є серйозною причиною поломки труби. На іржу припадає до 50% усіх повідомлень про нещасні випадки, які призводять до смерті або

серйозної матеріальної шкоди. Серед основних причин аварій також названо старіння трубопроводу. Більшість факторів, які часто є небезпечними, є непередбачуваними при проектуванні трубопроводів.

1.3 Методи аналізу відмов та ризиків

Однією з найбільших загроз для людей та навколишнього середовища є предмети високого ризику. Інциденти в цих місцях, у тому числі пожежі, вибухи, витіки небезпечних речовин, можуть призвести до руйнування не тільки високотоксичних людей, а й навколишнього середовища, руйнування будівель і споруд. У цьому сенсі актуальними є проблема оцінки ризику та існуючого ризику аварій на підприємстві, їх практична реалізація для забезпечення сталого функціонування небезпечних речовин, складання декларацій безпеки, підтвердження управлінських рішень щодо зниження небезпеки та запобігання надзвичайним ситуаціям.

Нинішній аналіз ризиків (рис. 1.7) забезпечує ймовірність несприятливих наслідків небезпеки на об'єкти впливу та обґрунтування керуючих навичок. Системний аналіз ризику складається з трьох взаємозв'язаних складових [42]: оцінки ризику, управління ризиком та інформованість про ризик.

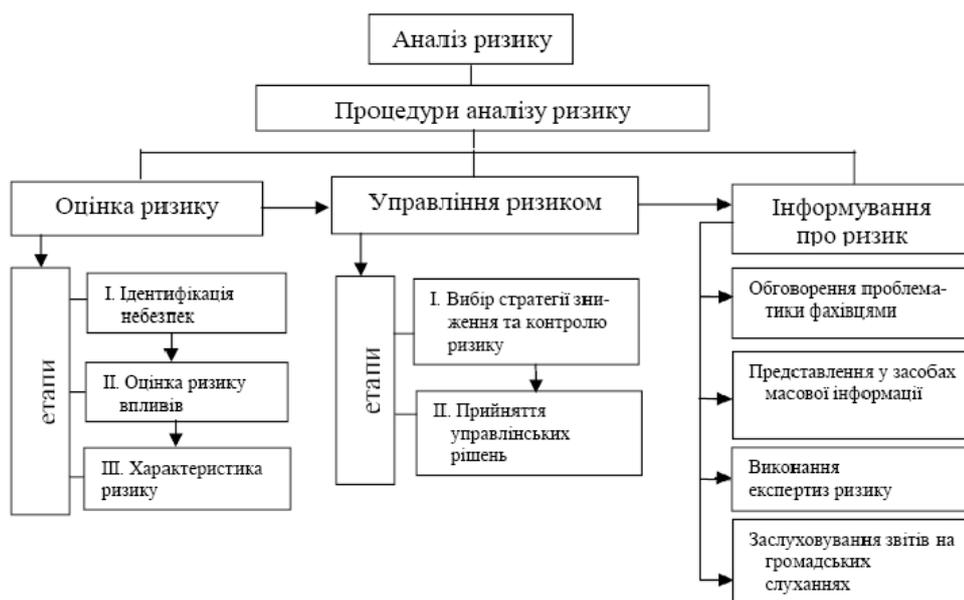


Рис. 1.7. Загальна схема аналізу ризиків

Аналіз ризиків на підприємствах, що займаються видобутком, переробкою та транспортуванням нафти, є важливим елементом управління промисловою та екологічною безпекою і є циклічною процедурою, що включає систематичну організацію всієї доступної інформації про стан шкідливих речовин та їх довкілля. умови промислової безпеки, ідентифікація небезпеки, оцінка ризику небезпеки, аналіз отриманих індикаторів ризику, розробка рекомендацій щодо зниження ризиків та перевірка їх ефективності в наступному циклі аналізу.

Основною метою аналізу ризиків на небезпеках нафтових родовищ є надання особам, які приймають рішення, об'єктивної інформації про стан їх промислової та екологічної безпеки, інформації про їх найбільш небезпечні компоненти, інформації про кількість можливих матеріальних жертв. Збиток сторонньому виробництву та навколишньому середовищу від потенційних небезпек у цих зонах та очікувана частота (ймовірність) аварій та їх небажаних наслідків, відповідні рекомендації щодо зниження ризику, розподіл матеріалів та ресурсів фінансування з метою підвищення безпеки небезпечних виробничі приміщень.

Цілі та завдання аналізу ризиків на різних етапах життєвого циклу небезпечного обладнання різні і повинні бути визначені для кожного етапу: на етапі обґрунтування інвестицій (при вирішенні завдання оцінки доцільності проекту, часткової оцінки) соціально-екологічні наслідки), розробка проектної документації на будівництво та розширення об'єктів, введення в експлуатацію (демонтаж обладнання), експлуатацію обладнання, реконструкцію та технічну реконструкцію обладнання, демонтаж промислового обладнання, що небезпечно.

Основною метою оцінки ризиків є управління ризиками, тобто забезпечення функціонування небезпечних зон, що дозволяє знизити ймовірність аварій через несправності обладнання та помилок обслуговуючого персоналу, виявлення потенційних зовнішніх небезпек та вироблення рекомендацій про зменшення масштабів та ліквідацію наслідків аварії у разі її виникнення.

Сьогодні існують як математичні, так і обчислювальні методи створення ймовірнісних моделей. Потрібне лише наукове обґрунтування їх вибору та достовірні експериментальні дані.

Класифікація відмов і методи аналізу ризиків наведені у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5

Класифікація відмов і методи аналізу ризиків

Методи аналізу відмов і ризиків			
Якісні		Кількісні	
Нечіткі		Ймовірнісні	Логіко-графічні
Метод повірочного листа	Аналіз видів відмов і наслідків	Аналіз «дерева відмов»	Аналіз «дерева подій»
Аналіз безпеки та роботоздатності		Аналіз видів відмов і критичності наслідків	Ранжування небезпек та визначення ступеню ризику

Класифікація необхідна для вибору методів і підходів до вирішення конкретної проблеми. Більшість завдань, пов'язаних з ризиками, виникають через потребу в управлінні безпекою, тому перевага надається поточним методам кількісної оцінки ризиків. Поширеними є метод аналізу «дерево відмов» та «дерево подій», що застосовується різними програмними продуктами (кодами).

Аналіз «дерева подій» описано та опрацьовано як метод дослідження екологічного ризику у наступному розділі.

Аналіз «дерева відмов» системи є найбільш поширеним методом, який використовується для представлення логіки відмов конкретної технічної системи. Це аналіз пом'якшення невдач, який можна описати за допомогою аналізу. Метод дозволяє визначити небажаний стан системи, а потім проаналізувати систему з урахуванням умов середовища та експлуатації, щоб визначити всі можливі засоби, за допомогою яких можна досягти небажаних подій. «Дерево відмов» являє собою графічну модель паралельних і послідовних комбінацій відмов, що призводять до реалізації заздалегідь визначених негативних подій. Відмова – базова подія [9] може бути подією, пов'язаною з

несправністю елемента системи, помилкою персоналу, несправністю обладнання через технічне обслуговування, іспитами або іншими обставинами, які можуть призвести до небажаної події. Таким чином, дерево відмов відображає логічний зв'язок основної події, що веде до небажаної події, яка є «піковою подією» дерева відмов. Схема «дерева відмов» точно визначає логічну комбінацію базових подій, що ведуть до пікової події.

«Дерева відмов» [28] (FAs) – це математичні імовірнісні моделі систем, які враховують можливі відмови всіх елементів, що складають систему зв'язку, і взаємозалежність, а також дозволяють розрахувати ймовірність відмови системи на основі надійних характеристик її елементів .

«Дерево відмов» складається з основних подій, пов'язаних логічними елементами. Таким чином, дерево відмов є логічним відображенням можливих системних збоїв, які можуть статися і призвести до небажаних подій.

При аналізі «дерева відмов» застосований метод дедукції (причинно-наслідковий), який дає найсерйознішу можливість знайти першопричину події для статичної системи, оскільки дає чітку і детальну схему взаємозв'язку між елементами. інфраструктури та заходу вплинути на їхню довіру.

Використання «дерева відмов» є важливим і має наступне [48]:

- аналіз, спрямований на пошук невдач;
- дозволяє визначити ненадійні місця;
- дозволяє виконати якісний або кількісний аналіз надійності системи;
- забезпечує глибоке розуміння поведінки системи та її проникнення в робочий процес;
- допомагає виявляти збої, видаляючи.

Основна перевага «дерева відмов» полягає в тому, що аналіз обмежується виявленням лише тих елементів системи та подій, які призводять до відмови чи небезпеки конкретної системи. Щоб знайти та візуалізувати причинно-наслідкові зв'язки за допомогою «дерева відмов», потрібен первинний блок, який розділяє і зв'язує велику кількість подій.

Методи аналізу дерева сприяють ретельному аналізу причин несправності технічних систем і реалізації найбільш ефективних заходів щодо їх усунення. Цей аналіз виконується протягом кожної операції, кожної частини або всієї системи.

Основними кількісними компонентами ризику є:

- частота очікуваних аварій;
- розмір зони негативного впливу факторів впливу аварій;
- кількість постраждалих, у тому числі загиблих і травмованих (при реалізації конкретного сценарію аварій);
- ймовірність за умовами травми (при застосуванні конкретного сценарію аварій).

Основними кількісними показниками ризику є: очікувані річні збитки, потенційний територіальний ризик, колективний ризик, індивідуальний та соціальний ризик.

При аналізі ризику магістральних трубопроводів [38] аварію слід розуміти як розрив трубопроводу на всю довжину з викидами природного газу в навколишнє середовище або без них. Потенційно небезпечними ділянками магістральних трубопроводів є ділянки доріг, на яких аварії можуть призвести до значного соціально-економічного збитку (смерті та травми), пошкодження компонентів майна та довкілля, а також ділянок збільшуючих ймовірність набуття аварії.

Аналіз ризиків магістральних трубопроводів є ключовим компонентом у системі заходів, спрямованих на підвищення надійності, ефективності та безпеки трубопроводів. Аналіз дозволить виявити реальну ситуацію на частині трубопроводу, спрогнозувати можливі негативні наслідки у разі виникнення надзвичайної ситуації та дозволить своєчасно вжити необхідних заходів для їх запобігання.

Застосування методології оцінки та аналізу екологічного ризику надає спектр можливостей: визначати пріоритетні напрямки стратегій розвитку регіону, науково обґрунтувати прийнятний рівень ризику щодо кожного з них,

оптимізувати стратегію забезпечення природно-техногенної безпеки регіону, провести районування необхідної території за ступенем внутрішніх загроз для життєдіяльності.

1.4 Аналіз відомих досліджень оцінювання екологічного ризику

Безпечній експлуатації нафтопроводів присвячена робота багатьох вітчизняних і зарубіжних вчених. М.В. Беккер, який вивчає нафтотранспортну систему України, зазначає, що надійна та безпечна експлуатація можлива лише за відповідної науково-технічної підтримки. Він вважає, що питання надійності має займати провідне місце в міжнародному та національному праві [14].

Практика людини дозволяє стверджувати, що будь-яка діяльність може бути небезпечною. У визначенні ризику безпеки визначаються соціальні, професійні, екологічні, біологічні, військові та інші ризики. В екології питання безпеки людини та навколишнього середовища є важливими через потенційні ризики для навколишнього середовища. Питанням оцінки екологічного ризику займаються вітчизняні та зарубіжні експерти, особливий внесок у дослідження зробили: С.П. Іванюта [2], К.В. Таранюк [3], А.Б. Качинський [5], Б.В. Вітлінський, О.О. Веклич, М.В. Голованенко, С.М. Ілляшенко, О.В. Козьменко, А.Б. Качинський, С.К. Харічков, Є.В. Хлобистов, П.А. Ваганов, К. Ріхтер, О.Н. Русак, О.В. Садченко та ін..

Огляд наукових праць свідчить, що кількісний метод підходу до визначення ризику несприятливих подій (вімов та аварій на нафтопроводах) враховує не лише ймовірність події, а й її можливі наслідки [7,8]. Ймовірність події чи процесу тут є елементом ризику, а рівень наслідків (шкоди) – іншим. Двовимірне визначення цього ризику використовується при кількісній оцінці ризику. Однак є й інший спосіб виявлення ризику – багатовимірний. Він заснований на ряді факторів, які відповідають за сприйняття ризику та вплив на рішення, пов'язані з ризиком.

Відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000:2009 загальним методом оцінки професійного ризику є його поділ на етапи (кроки) [12]:

а) виявлення небезпек, що призводять до ризику (потенційні небезпеки, нещасні випадки для працівників);

б) оцінка та класифікація ризиків (важкість, ймовірність тощо), розподіл за значимістю;

в) визначення профілактичних заходів;

г) заходи;

г) перевірка.

У дослідженні Грабовського Р.С. запропоновано методи чисельної оцінки кінетики та перетворення дефектів типу тріщин у процесі їх розвитку в стінках труб, а також методи оцінки руйнівного тиску для труб з корозійно-втомною тріщиністю, які в результаті дадуть комплексну оцінку екологічного ризику.

1.5 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

На основі проведеного аналізу відомих досліджень щодо даного напрямку, можна дійти висновків:

1) нафтопроводи експлуатуються в агресивних середовищах, при цьому значні протяжності на території Полтавської області знаходяться в диференційних ґрунтових умовах, що забезпечує утворення гальванічних макродиференціальних парів та розвиток корозійних процесів;

2) враховуючи, що основною причиною аварій на нафтопроводах є їх розгерметизація внаслідок корозії, а експлуатаційним середовищем є ґрунт, для оцінки екологічного ризику необхідно враховувати його особливості;

3) більшість завдань, пов'язаних з ризиками, виникають через потребу в управлінні безпекою, тому перевага надається поточним методам кількісної оцінки ризиків. Поширеними є метод аналізу «дерево відмов» та «дерево подій», що застосовується різними програмними кодами;

4) аналіз ризиків магістральних трубопроводів є ключовим компонентом у системі заходів, спрямованих на підвищення надійності, ефективності та безпеки трубопроводів. Аналіз дозволить виявити реальну ситуацію на частині трубопроводу, спрогнозувати можливі негативні наслідки у разі виникнення надзвичайної ситуації та дозволить своєчасно вжити необхідних заходів для їх запобігання.

Надзвичайні ситуації виникають і призводять до витоку сировини та завдають екологічної та економічної шкоди країні. Якщо економічні втрати можна компенсувати в короткостроковій перспективі, то відновлення сприятливих екологічних умов у небезпечних зонах та відключення трубопроводів іноді відкладається на роки. Поточні пріоритети транспортування нафти та газу мають бути переоцінені з огляду на екологічні ризики та несприятливий вплив на навколишнє середовище, які не компенсуються відповідними потенційними вигодами, які є предметом кваліфікаційної роботи.

Викладене вище дало підставу для визначення **ідеї роботи**, яка полягає у оцінці та інтенсивності аварій на сталевих нафтопроводах шляхом розроблення моделей ймовірності настання несприятливих подій.

Мета роботи – створення моделей розвитку подій для прогнозування аварійних ситуацій та встановлення екологічних ризиків.

Завдання дослідження:

– провести аналіз сучасного стану дослідження питання екологічних ризиків у нафтовій промисловості;

– проаналізувати стан екологічної безпеки магістральних нафтопроводів Полтавської області та фактори, що впливають на їх аварійну роботу;

– аналіз існуючих моделей оцінки екологічних ризиків;

– провести теоретичні дослідження з виявлення впливу аварій на ґрунтове середовище, водні об'єкти, рослинний та тваринний світ;

– розробити «дерева подій» розливу нафти у водно-ґрунтове середовище, вплив на біоресурси та повітряне середовище;

- аналіз ризиків трубопроводу для встановлення системи заходів, спрямованих на підвищення надійності, ефективності та безпеки трубопроводу;
- провести теоретичні розрахунки ймовірностей випадків забруднення довкілля внаслідок розгерметизації сталевих нафтопроводів, у тому числі із урахуванням зовнішніх та внутрішніх корозійних процесів;
- розробити рекомендації та пропозиції щодо застосування запобіжних заходів задля унеможливлення забруднення довкілля внаслідок корозійних процесів сталевих нафтопроводів.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ ТА ОБ'ЄКТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

2.1 Методи досліджень

2.1.1 Оцінка корозійної активності ґрунтів за відношенням впливу на нафтопроводи

Метод визначення вологості ґрунту [22] полягає у визначенні кількості води, що видаляється з нього шляхом сушіння при температурі 100-105 °С до постійної маси. Обладнання, необхідне для проведення експерименту: ящики для проб ґрунту, сушильні шафи, обладнання для охолодження, ваги, електронні ваги.

Етапи проведення досліджу:

- а) чистий, сухий бюкс зважують на аналітичних вагах (g_0 , г);
- б) насипають у бюкс близько 10 г сухого ґрунту й знову зважують (g_1 , г);
- в) зваживши бюкс, його із пробкою ґрунту поміщають у сушильну шафу, що розігріта (до температури 100-105 °С) і залишають на 1 годину;
- г) після завершення часу бюкс ставлять у ексікатор для повного охолодження, потім зважують (g_2 , г);
- д) висушування проводять, щоб різниця між g_1 і g_2 становила 0,2% (0,02 г).

Розрахунок загальної вологості проводиться [25]:

$$W = \frac{g_1 - g_2}{g_1 - g_0}, \% \quad (2.1)$$

та вологості у частці одиниці від проби висушеного ґрунту:

$$W = \frac{g_1 - g_2}{g_2 - g_0}, \% \quad (2.2)$$

Гравіметричні методи використовуються для кількісної оцінки впливу типу ґрунту на швидкість корозії трубопроводів.

Для цього на Полтавщині було відібрано три проби ґрунту: чорнозему, глини та торфу. Грудочки розтирають паличкою з гумовим наконечником в порцеляновій мисці.

На лабораторно-технічних вагах зважували 100 г повітряно-висушеного ґрунту кожного виду та додавали до кожної проби 20 мл дистильованої води.

Для дослідів було підготовлено 10 металевих зразків у вигляді прямокутної пластини товщиною 2 м. Поверхня металевого зразка перед дослідженням в лабораторії була очищена від іржі та інших забруднень. Для цього зразок шліфують, полірують хорошим абразивним матеріалом до повного усунення дефекту. Знежирення проводять етанолом. Потім зразки зважували на аналітичних вагах з точністю до 0,0001 г і поміщали в корозійне середовище, тобто у вологий ґрунт. Тарілка залишається на землі протягом місяця.

Після закінчення дослідів зразок видаляли з ґрунту, продукт іржі промивали гумкою (іноді зразок обробляли 0,5% розчином сірчаної кислоти в присутності уротропіну). У зоні зразка були виявлені ураження, що розкладаються. Очищені зразки висушували та повторно зважували. Швидкість корозії визначається зменшенням маси зразка відомих областей за обраний період корозії за формулою:

$$K_{\text{ваг}} = \frac{g_0 - g_1}{S_0 \tau}, \% \quad (2.3)$$

де g_0, g_1 – вага сталевого зразка 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 [41]:

$$i_p = K_{\text{ваг}} \cdot 2,68 \cdot 10^{-3} \cdot n/A, \quad (2.4)$$

де n – валентність металу, (для заліза $n=2$);

A – атомна маса металу

Відповідний струм корозії визначався за формулою:

$$I = i_p \cdot S_0 \quad (2.5)$$

Глибинний показник корозії розраховано за формулою:

$$K_r = K_{\text{ваг}} \cdot \frac{8760}{1000 \cdot D}, \quad (2.6)$$

де D – питома вага металу трубопроводу (заліза), г/см³, $D = 7,874$ г/см³.

2.1.2 Метод теорії надійності

Найчастіше використовується таке визначення поняття «надійність» [16]. Надійність – властивість об'єкта зберігати здатність виконувати свої функції в заданих умовах експлуатації. Під об'єктом розуміється елемент розрахунку надійності, що враховується при розрахунку надійності як окрема самостійна складова з власним кількісним показником надійності.

Збій – подія, при якій об'єкт втрачає здатність виконувати свої функції. Під збоєм слід розуміти не тільки повний вихід приладу з ладу, а й погіршення одного або кількох основних технічних параметрів, насамперед лічильника, тобто результат перевищення цих параметрів граничного значення. умови для об'єкта.

Раптовий вихід з ладу [36] виникає в результаті різких змін основних параметрів під впливом різних випадкових факторів, пов'язаних із внутрішніми дефектами елемента, порушенням режиму роботи, помилками обслуговуючого персоналу та впливом Інші негативи.

Поступовий вихід з ладу характеризується плавною зміною параметрів в результаті старіння або зносу елемента. Слід зазначити, що появі раптового відмови передують приховані зміни властивостей деталей або вузлів з часом, які не завжди можна виявити. Таким чином, поступовий розподіл невдач є умовним.

До несправностей належать несправності, які усуваються лише в результаті виправлення, ремонту або в разі заміни вийшла з ладу деталі.

Тимчасовий розрив може пройти сам по собі без втручання обслуговуючого персоналу, усунувши його причину. Такі збої часто викликані

ненормальною роботою або умовами роботи пристрою, такими як низька температура або відхилення вологості. Повторювані тимчасові відмови називаються тимчасовими.

Більш поширеним, ніж несправність, є поняття несправності, що означає невідповідність виробу одній або кільком вимогам, як за основними технічними параметрами та характеристиками, так і щодо зовнішнього вигляду, зручності експлуатації тощо. Не всі помилки є невдачами. Помилки, які не призводять до невдач, називають дефектами.

Кількісні показники надійності називають критеріями надійності [38].

I. Критерії безперебійної роботи виробу включають:

- а) ймовірність невдалої операції;
- б) ймовірність відмови;
- в) частота відмов (FIT);
- г) частота відмов (FR);
- г) середня тривалість робочого часу (MTBF);
- д) час роботи на відмову (середній час).

II. Відновлювані критерії:

- а) ймовірність відновлення;
- б) середня тривалість відновлення;
- в) інтенсивність відновлення.

III. Критерії обслуговування:

- а) ймовірність обслуговування;
- б) середній час обслуговування.

IV. Критерії ефективності (коефіцієнти):

- а) фактори споживання;
- б) коефіцієнт готовності;
- в) коефіцієнт часу очікування;
- г) коефіцієнт експлуатаційних витрат.

Розрахувати надійність – означає визначити його кількісні характеристики за відомими характеристиками елементів, що входять до складу пристрою. Не

обов'язково розраховувати всі кількісні характеристики надійності. Оскільки більшість характеристик надійності взаємопов'язані, для оцінки надійності достатньо визначити обмежену кількість характеристик.

У загальному випадку спосіб розрахунку значною мірою визначається характером відмови і типом закону розподілу часу виникнення відмови. Протягом тривалості нормальної роботи РЕА при безпосередньому характері відмови час виникнення відмови відповідає експоненціальному закону розподілу.

Спосіб розрахунку залежить від способу з'єднання елементів. Містить важливі або резервні вкладення.

Основне з'єднання елементів – з'єднання, при якому відмова будь-якого елемента призводить до відмови всього з'єднання. Елементи можуть бути послідовними, паралельними або змішаними електричними з'єднаннями.

Елементарне резервне з'єднання – з'єднання, при якому відбувається збій з'єднання, якщо не виходить з ладу всіх критичних і порожніх елементів.

Метод інженерного розрахунку [28] дозволяє оцінити очікувану надійність плати блоку та всього обладнання на різних етапах проектування. Згідно цієї ознаки методи розрахунку надійності розподіляють на такі групи:

- 1) розрахунок нормативів надійності – на етапі розробки технічних завдань;
- 2) приблизний розрахунок надійності – на етапі проектування ескізу;
- 3) остаточні (повні) розрахунки з урахуванням режиму роботи елементів і факторів, що впливають на РЕА – на етапі технічного проектування (робітники), видачі робочої документації;
- 4) експериментальна оцінка рівня надійності РЕА – на етапі дійсних випробувань готової моделі.

2.1.3 Метод «дерева подій»

Дослідження та практичні розробки показують, що великі аварії, як

правило, характеризуються поєднанням випадкових подій, що відбуваються з різною частотою на різних стадіях виникнення та розвитку аварій (несправність обладнання, помилка людини тощо) Непередбачені зовнішні впливи, руйнування, викиди, трубопроводи, розсіювання, опіки, вибухи, інтоксикації тощо) Для визначення причинно-наслідкового зв'язку між цими подіями використовують логіко-графічні методи аналізу «Дерева подій» [42].

Аналіз дерева подій (ЕТА) використовує ті ж логічні та математичні методи, що й аналіз дерева подій. Однак, хоча дерево відмов аналізує, як можуть виникнути небажані події зверху, дерево подій враховує наслідки відмови певних компонентів або елементів у системі та створює наслідки. Такий збіг залежить від ризику чи надійності системи, оскільки ціле. Дерева подій використовують індуктивний метод, тоді як дерева відмов обрізаються.

«Дерево подій» – алгоритм створення послідовності подій, що виникає внаслідок великої події – використовується для аналізу розвитку надзвичайної ситуації (сценарій небезпеки), включаючи оцінку ймовірності досягнення притягнення.

«Дерева подій» використовуються для визначення наслідків надзвичайних ситуацій, що виникають у технологічних процесах. Побудова дерева подій важче зрозуміти, ніж дерево відмов, але воно дозволяє проаналізувати ефективність і надійність захисту і отримати уявлення про масштаби наслідків аварії.

Створення дерева подій є формальною процедурою опису надзвичайних ситуацій та послідовності введення проміжних подій, при цьому дерево повинно включати лише ті події, які впливають на розвиток надзвичайної ситуації та призводять до наслідків. Графічна частина дерева подій являє собою систему горизонтальних і вертикальних ліній, які розвиваються зліва направо від першої події (NA) через проміжні події до кінцевого стану. Розрив горизонтальної лінії в комірниці означає реалізацію (верхня гілка) або нереалізацію (нижня гілка) проміжної події.

Метод побудови «дерева подій» – це графічний спосіб відстеження сукупності обставин (збої системи та зовнішніх впливів на неї), що призводять

до несприятливих результатів. «Дерево подій» розглядає можливі шляхи розвитку наслідків аварії (сценарій). Усі події, які можуть відбутися після інциденту, пов'язані з причинами, що залежать від роботи або відмови захисного елемента системи.

Стебло дерева розташоване зліва від зображення. Дерево – це нещасний випадок, тобто нещасний випадок. Як і очікувалося, дерево відгалужується від оригіналу. Стовбури дерев – можливий шлях розвитку наслідків аварії. Звичайно, кожна технічна система має метод контрольно-вимірювального обладнання, яке захищає систему від аварій і катастроф. Вони називаються функціями безпеки системи.

Очевидно, що функція підключення або безпеки системи може працювати або не працювати. Верхня частина дерева відображає еволюцію події, коли захисний елемент спрацює, і називається тригерною гілкою. Нижня гілка дерева подій називається гілкою стрибків. Елементи захисту серед них, у загальному випадку, можуть діяти незалежно один від одного. Незалежно від того, який елемент захисту системи працює, інші елементи можуть працювати або виходити з ладу. Система захисту якогось технічного устаткування складається з n послідовно з'єднаних елементів захисту, тобто кожен наступний елемент захисту системи спрацює лише якщо спрацював попередній.

Дані, які використовуються при побудові «дерева подій»:

- P_1, P_2, P_3, P_4 – ймовірності відмов;
- $(1-P_1), (1-P_2), (1-P_3), (1-P_4)$ – ймовірності спрацювання першого, другого, третього, четвертого елементів захисту відповідно.

Кількість всіх можливих комбінацій тригерів або збоїв захисного елемента визначає кількість сценаріїв. Кожен сценарій – це шлях розвитку небезпеки з набором розгалужень.

Метод побудови «дерева подій» не обмежується якісним аналізом сценарію. Як відомо з теорії ймовірностей для незалежних подій, ймовірність досягнення кожного ланцюга визначається добутком ймовірностей кожної події в ланцюжку. Ймовірність відмов P_1, P_2, P_3, P_4 — це статистика відмов

обладнання під час роботи системи протипожежного захисту, усереднена за масштабом і часом. Таким чином, інформація про несправність пристрою є необхідною умовою для побудови «дерева подій». Точність цих даних сильно впливає на точність обчислень кінцевих ймовірностей.

Дозволяє «дерево подій» [46]:

- визначити небезпечні сценарії з різними наслідками від різних початкових подій.
- визначити зв'язок відмови системи з наслідками аварії;
- визначити шляхи розвитку інцидентів, які найбільше сприяють ризикам через їх високу ймовірність;
- внести зміни в проект або експлуатацію;
- визначити всі початкові події та розташувавши їх в одному порядку, можна отримати велику кількість потенційно небезпечних сценаріїв.

2.2 Об'єкти дослідження

2.2.1 Ґрунти Полтавської області, що підлягали аналізу

У роботі для аналізу едафічних умов експлуатації нафтопроводів аналізу підлягали наступні типи ґрунтів Полтавської області, що висвітлені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Представлені ґрунти Полтавської області для аналізу

№ з/п	Типи ґрунтів
1	Лучні
2	Солонці
3	Світлосірі та сірі опідзолені
4	Темносірі опідзолені
5	Чорнозем опідзолений
6	Чорнозем реградований
7	Чорнозем типовий мало- і середньо гумусний
8	Чорнозем типовий залишково-солонцюватий
9	Лучно-чорноземні
10	Лучно-чорноземні глибоко солонцюваті
11	Лучно-чорноземні поверхнево солонцюваті
12	Лучні солонцюваті
13	Лучно-болотні та болотні
14	Торф'яно-болотні та торф'яники

15	Дерново-оглеєні пісчани і глинисто-пісчани
16	Чорноземи типові середньо гумусні
17	Чорноземи звичайні мало- і середньо гумусні
18	Дернові слабопідзолені пісчани і глинисто-пісчани

Характеристики ґрунтів та їх особливості наведено в додатку А.

2.2.2 Водні середовища, що використовувались при проведенні досліджень

У роботі використовувались водопровідна вода, артезіанська вода, модельні розчини близькі за складом до пластових вод нафтових родовищ Полтавської області, характеристики яких приведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Характеристика водних середовищ, що використовувались при проведенні корозійних випробувань

Показник	Водне середовище					
	Водопровідна вода	Артезіанська вода	Модельний розчин			
			№1	№2	№3	№4
Каламутність	0,7	0,1	0,5	0,6	0,7	0,8
pH	7,6	7,5	8,3	6,5	7,3	7,1
Жорсткість загальна, мг-екв/дм ³	4,1	5,3	39,1	241,2	318,0	490,4
Концентрація Ca ²⁺ , мг/дм ³	3,0	4,1	21,0	180,4	180,2	190,0
Лужність, мг-екв/дм ³	4,0	5,3	4,2	5,6	4,3	4,5
Вміст хлоридів, мг/дм ³	75,0	103,0	14875,0	44316,0	6396,0	51244,0
Вміст сульфатів, мг/дм ³	37,0	6,4	316,0	841,0	7969,0	16800,0
Концентрація K ⁺ +Na ⁺ , мг/дм ³	54,0	75,0	8984,0	29809,0	28950,0	29554,0
Вміст заліза загального, мг/дм ³	0,26	0,2	0,15	0,1	0,15	0,12
Мінералізація, мг/дм ³	410,0	435,0	25059,0	73533,0	94585,0	115785,0

ВИСНОВКИ

1. У розділі подано інформацію про методи та об'єкти дослідження.
2. Як докази представлені методи дослідження, пов'язані із застосуванням теоретичних та експериментальних заходів, у тому числі хімічні та фізичні методи, методи теорії надійності, методи «дерева подій».
3. Подано та продемонстровано характеристику земельного середовища, у якому відбувається корозійний процес нафтопроводів та обладнання при видобутку нафти.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ АВАРІЙ НАФТОПРОВОДІВ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

3.1 Вплив аварій нафтопроводів на атмосферне повітря

Процес видобутку, транспортування, переробки та споживання [6] нафти та нафтопродуктів супроводжується викидом у навколишнє середовище шкідливих речовин. Забруднення також відбувається в результаті викиду несанкціонованих нафтопродуктів у небезпечні води, техногенного та промислового виробництва. Також цими речовинами забруднюються стічні води міст, морських портів та інших промислових районів. В результаті нафтопродукти потрапляють в навколишнє середовище, завдаючи йому серйозної екологічної шкоди.

У зв'язку з дедалі більшим розвитком і використанням нафтових ресурсів проблема забруднення стає все більш актуальною. Недотримання правових норм, що містяться в екологічному законодавстві, призводить до порушення екосистеми в цілому та її елементів зокрема. Причина такого великого впливу на навколишнє середовище криється в його хімічному складі.

Хімічний склад нафти складається з декількох тисяч рідких вуглеводнів. Їх відсоток досягає 82-92%, а до складу нафти входять інші органічні сполуки, такі як смола, меркаптани, нафтенова кислота, асфальтен та інші речовини. Крім того, нафта містить до 10% води і до 4% газу. Містить невелику кількість мінеральних солей і мікроелементів. Відомо, що більшість близько 57% хімічного складу нафти містять аліфатичні вуглеводні. Низький вміст ароматичних вуглеводнів близько 29%. На асфальтени та інші сполуки припадало 14% [1]. При видобутку і переробці нафти утворюється близько 48% вуглеводнів і 44% чадного газу. Ці речовини негативно впливають на навколишнє середовище, оскільки є забруднювачами. Нафта також містить

близько 30 металів. Таким чином, забруднення нафтопродуктами ускладнюється. Він згубно впливає на всі елементи навколишнього середовища, викликаючи його негативні реакції.

М'які фракції нафти, найбільш рухома її частина в ґрунті, воді чи повітрі, мають найбільш токсичний вплив на живі організми [2]. Таким чином, при зниженні вмісту цієї фракції токсичність олії буде нижчою. Але зворотна частина монети полягає в тому, щоб збільшити вміст ароматичних сполук і в результаті збільшити її токсичність.

При нормальній експлуатації відбувається в основному забруднення повітря (випаровування при зберіганні палива в діючих резервуарах, зливанні та заправці на насосних станціях тощо). У аварійній ситуації розмір простору та інтенсивність удару збільшуються в кілька разів. Під час цього процесу найбільш токсичними та небезпечними компонентами викидів є чадний газ, оксиди, азот, вуглеводні та сажа, які можуть довше залишатися в повітрі.

Розсіювання цих токсинів [13] в атмосфері в умовах надмірної вологості повітря супроводжується утворенням так званих «кислотних дощів», які сильно пригнічують фітоценози (здебільшого асоціації лишайників). Деякі цінні промислові водні організми та інші природні елементи, навколишнє середовище.

За своєю природою техногенний вплив трубопроводів на всі компоненти природи є складним, оскільки вони впливають на біохімічні процеси, що відбуваються в атмосфері, ґрунті та воді. Під час аварій концентрація паливних продуктів досягає 200-300 мг/л. На трубопровід витікає в середньому 2 тони нафти, що робить непридатними 1000 м² землі.

Середньорічна екологічна шкода від аварії великого трубопроводу, оцінена за десятирічний період спостережень дослідження іноземного автора [17], становить:

- а) нафтове забруднення сільськогосподарських угідь – 4 га;
- б) закачування нафти у пласти транспортно-промислового значення – 350

м.

Будівництво та експлуатація магістральних трубопроводів викликає високий рівень шуму, що перевищує санітарні норми, створює несприятливі умови для обслуговуючого персоналу та навколишніх мешканців, а також для диких тварин, риб і птахів.

3.2 Вплив аварій нафтопроводів на ґрунти, рослинність та тваринний світ

Забруднення природного середовища нафтою, органічними речовинами [27] в умовах нафтового родовища викликає сильну реакцію у всіх компонентах екосистеми, у тому числі й у ґрунті. Підвищена сприйнятливість українських ґрунтів до нафти та нафтопродуктів зумовлена інтенсивністю процесу біологічного перетворення нафти, що прямо пропорційна кількості тепла, що надходить у ґрунт, та наявності в них поживних речовин.

Ґрунт як об'єкт дослідження та управління забрудненням сировою нафтою має ряд ключових особливостей. По-перше, ґрунт є найменш рухомим природним середовищем порівняно, наприклад, з атмосферою чи поверхнею води. Міграція вуглеводнів у ньому відбувається повільно. Як наслідок, високий рівень забруднення ґрунтів нафтою переважно локалізується на місці їх викиду – у навколишнє середовище. Крім того, можуть відбуватися поступові зміни хімічного складу ґрунту, що порушують єдність навколишнього середовища, географії, хімії та живих організмів.

Найсильніше забруднення нафтою може переноситися з атмосферним повітрям, якщо воно потрапляє в атмосферу з землі шляхом випаровування або разом з пилом, утворюючи аерозолі, які можуть переноситися з атмосферним потоком на великі відстані. Іншим швидким способом розповсюдження нафти може бути змивання її з землі стічними водами.

Оцінка стану ґрунтів [18] щодо забруднення можлива лише на основі індикаторної системи, яка враховує як рівень забруднення, так і різні аспекти ґрунту та їх стійкість до забруднення. Загальна система показників контролю ґрунту включає сукупність хімічних, фізичних, біологічних параметрів, а також

показників, що визначають особливості міграції, токсичні властивості та рівні забруднення ґрунтів.

Для цілеспрямованого відновлення основних властивостей ґрунту необхідно вивчити всі наслідки нафтового забруднення, у тому числі вплив нафти на раціон. Статус калію ґрунту, що піддається впливу техногенних токсинів, особливо цікавий, оскільки калій відіграє провідну роль у живленні рослин.

Для покращення еколого-генетичного стану ґрунтів та підвищення їх родючості необхідна постійна боротьба з можливими процесами деградації [20]: ущільнення, нейтралізація вологи, розмивання та деградації, кислотність, проникність, забруднення.

Забруднення нафтою є причиною розтріскування та деградації або повної втрати рослинності, простоти будови та зменшення видового складу, негативних змін у генетичній групі популяції. Експериментально встановлено, що при вмісті олії у верхніх кінцівках в межах 10-40% пригнічення дерева навіть через 15 років після забруднення дерево гине. При вмісті в органічному горизонті більше 40% олії повна вегетативна втрата (рисунок 3.1) настає протягом 2-3 років після розливу, і більша її частина гине в перший рік.



Рис. 3.1. Вплив розливу нафти на рослинність

В умовах сильного впливу на планету Земля необхідний глибокий аналіз ролі та впливу земної кори на частини біосфери, що визначаються високою

геологічною активністю. Для оцінки стану ґрунту можна використовувати систему показників, що включають хімічні та біологічні умови ґрунту.

Ґрунтові тварини, які складають більшість біомаси і видів серед популяцій тварин наземних екосистем, що представляють усі трофічні групи гетеротрофних організмів, активно беруть участь в обміні органічних речовин. У той же час точні реакції хребетних і особливо мезофауни на зміни властивостей ґрунту дозволили зарубіжному досліднику М.С. Гіларду розробити зоологічні методи діагностики ґрунтів. Таким чином, маючи відомості про стан безхребетного ґрунтового комплексу в антропогенному регіоні, ми можемо судити про ступінь деградації ґрунтів або самого відновлення.

У дослідженні Т. І. Артем'євої з точки зору різних виробничих видів забруднення нафтою та в польових експериментах зі штучним забрудненням природних територій та екосистем було показано, що нафта має дуже негативний вплив на ресурси ґрунту, що спричиняє масове виведення в зонах підвищеного забруднення. Максимальні побічні ефекти спостерігалися в перші дні після зараження. Тривалість побічних реакцій визначається типом (інтенсивністю) забруднюючої речовини та морфоекологічними особливостями окремого виду.

Ці дані стосуються зміни фізичних властивостей ґрунту з втратою рослинності зі зниженням загальної біологічної активності на олійних ділянках. Комплекс великих хребетних може бути використаний як надійний індикатор рівня забруднення ґрунтів нафтою та виступає індикатором глибинних змін порушених ґрунтів, а дрібні наземні тварини (мікроклімат) є індикаторами швидкої та неглибокої зміни. Сапротрофний комплекс наземних тварин формується повільніше, ніж мікрофлора і рослинність. Ґрунтоутворення біогеоценозів чітко пов'язане зі швидкістю деградації нафти в ґрунті, діяльністю мікрофлори та розмноженням техногенних рослин.

Багато зарубіжних вчених (Самосова, Алейнікова, Жеребцов, Соромотін, Порядіна) показують різке зменшення кількості і навіть повну смерть повій. А. К. Жеребцов провів лабораторні дослідження для визначення впливу ґрунтових патогенів [37], що належать до двох морфоекологічних видів: *Eisenia foetida* та

звичайної *Nicodriluscaliginosus*. Тварин вносили в ґрунт відразу після забруднення (3 і 5% нафти) або через п'ять днів забруднення ґрунту (5,0; 7,5 забруднення; 10,0% нафти). Внесення черв'яків у ґрунт без вентиляції призводило до 100% загибелі на третій день в обох концентраціях. Короткочасний, 5 діб, вміст глистів у повітрі з концентрацією 5% не викликає смерті. Такий же короткочасний вміст у ґрунті 10% нафти призвів до загибелі більше половини особин, а тих, хто пережив перехід на чисті опади, зменшився в 5-10 разів біомаса. Сорти та споживання їжі.

Таким чином, реакція на неї черв'яків залежить не тільки від концентрації забруднюючих речовин в субстраті, але і від якісного складу. Легкі фракції нафти (випаровуються під час аерації) найбільш токсичні в перші дні. Обсяг розливу нафти, площа забруднення, вплив нафтопродуктів на землю та водні джерела залежать від ряду факторів:

- місце небезпеки, діаметр труби, заземлення, розташування клапана;
- відстань від місця розташування персоналу до місця аварії, стан дороги;
- час виявлення аварії, аварійного відключення та локалізації.

Розмір зони розливу також залежить від ландшафтних характеристик місцевості, де стався розлив. Загальний рівень рельєфу та високий рівень підземних вод, які характерні для водно-болотних ландшафтів, сприяють широкому поширенню забруднюючих речовин у різних напрямках від місця їх впливу на навколишнє середовище.

Крім відомих причин (корозії та промислового браку), аварії на трубопроводах відбуваються також через відмінності фізико-механічних властивостей торф'яної основи вздовж трубопроводу, а також зміни характеру та величини навантаження. Це заповнення щілини між трубою і стінкою траншеї, а також під трубою м'яким ґрунтом з подальшим її ущільненням значно підвищує стійкість труби до зовнішніх навантажень.

На території України значна частина розливу [22] (до 80%) зосереджена на заболочених угіддях і поверхні каналів, що спричиняє відхід поверхні.

Серед усіх природних ресурсів земля має особливе значення для існування людського суспільства та для нормального функціонування природного середовища. Земельні ресурси виконують найважливіші еколого-ландшафтні функції.

До екологічних проблем розглядаються зміни природного середовища в результаті антропогенних впливів, які призводять до порушення структури та функціонування природних систем (ландшафтів) та призводять до негативних соціальних, економічних та інших наслідків. Екологічна проблематика в дослідженнях Б. Кочурова [35] характеризується зміною властивостей ландшафту, а ступінь її прояву характеризується регіональною інтенсивністю цих змін і характером наслідків.

Б.І. Кочуров визначає умови трьох ступенів зміни природних властивостей як ознаки деяких проблем:

- 1) 1 – слабкий;
- 2) 2 – середній,
- 3) 3 – сильний.

Будь-яке порушення технологічного контролю та пов'язане з небезпекою, неконтрольована діяльність людини та непрямий вплив промислових об'єктів на суміжні екосистеми становлять сукупність явищ, які можна назвати Таким впливом людства. До них належать розливи нафти, забруднення нафтою та сіллю, повені, перекриття доріг, а також механічні порушення, які виникають при ліквідації небезпек і пов'язані з використанням неконтрольованого обладнання.

Найважливішим етапом екологічної оцінки території є аналіз та узагальнення екологічних проблем та розмежування (районів) екологічного лиха різного ступеня тяжкості, які проводяться одночасно з картографуванням території. Предметом малюнка є екологічна проблема, що виникає внаслідок змін навколишнього середовища під впливом антропологічних факторів та поєднання ситуацій у просторі між ними.

Усі властивості природного середовища, що свідчать про рівень його благополуччя (нещастя), мають екологічне значення для людини. Якщо природні компоненти порушуються, це призводить до втрат: зниження врожайності, виснаження природних ресурсів, посилення захворювань тощо. У таблиці 3.1 наведено оцінку ступеня деградації компонентів ландшафту за кількістю забруднення.

Таблиця 3.1

Оцінка ступеня деградації природних компонентів ландшафту за величиною забруднення

Ступінь деградації (ранг)	Ступінь деградації компонентів ландшафту	Гострота екологічної ситуації	Можливі кількісні показники
1	Непорушена	Задовільна	Відсутність або відносно мале забруднення
2	Слабо порушена	Конфліктна	Забруднення не перевищує ГДК
3	Порушена	Критична	Забруднення перевищує ГДК в 0,1 разів
4	Сильно порушена	Кризова	Забруднення в n разів більше ГДК
5	Дуже сильно порушена	Катастрофічна	Забруднення в n-10 n разів перевищує ГДК

Результати аналізу показали, що основною причиною стиснення повітря була внутрішня корозія нафтопроводу. Територія розливу нафти в основному являє собою болото, вкрите рослинністю. Для локалізації місця вибуху проводиться часткова відкачування нафтопродуктів та часткових дамб. Проникнення нафтопродуктів у ґрунт коливається від 5 до 35 см залежно від місця розливу, рельєфу та складу ґрунту.

Через брак коштів на реконструкцію нафтопроводів неминуче збільшується фонд пошкоджених трубопроводів, що призводить до збільшення кількості аварій і, як наслідок, щорічного збільшення площі забруднених ґрунтів, покритих нафтою.

Аналіз дослідження небезпеки та розливу нафти на трубопроводному транспорті виявив такі зони забруднення нафтою:

- 1) зона світлового забруднення: з кількістю розлитої нафти до 20 тон і площею до 20 000 м²;
- 2) помірно забруднені території: від 20 до 40 тон розлитої нафти та від 20 000 до 240 000 м²;
- 3) сильно забруднені території: розливи нафти 40 тон і більше, площею 240 000 м² і більше.

Основною екологічною шкодою на досліджуваній території при забудові ґрунту є порушення елементів першого рельєфу, зміна дренажної мережі в межах території, порушення бур'янів – рослинності, активізація необоротних мерзлотних процесів, більшість – термокарст та ерозія.

У процесі будівництва та експлуатації нафтопереробних заводів [26] вплив на рослини та ґрунти наступний:

- знищення ґрунтово-рослинного покриву на відведених для обладнання майданчиках;
- пошкодження та знищення транспортними засобами частин рослинності на прилеглий до будівельного майданчику земельній ділянці;
- загибель і придушення рослинності у разі негайного розливу свердловинної продукції транспортування;
- зміни складу рослинності, що порушують режим зрошення.

Крім механічного впливу, ґрунтовий покрив і рослинність ґрунту неодноразово піддаються забрудненню нафтопродуктами, пластовими та стічними водами.

Ґрунт має відкриту динамічну систему, буфер [44] і є геохімічним бар'єром, перший з яких піддається техногенному впливу, особливо хімічному забрудненню. При забрудненні нафтою нафтопродуктів, що містять мінеральну воду, змінюються фізико-хімічні властивості ґрунту – зниження водопроникності, збільшення співвідношення вуглецю до азоту, що призводить до зменшення кореневого живлення, забруднення води, загибель тварин. Важливою ознакою, що дозволяє оцінити рівень техногенного тиску на

грунтовий покрив, є кількісна оцінка масштабів нафтового забруднення (загальної площі забруднених територій, питомого вмісту нафти в ґрунті тощо).

Дослідження показали, що за характером наслідків різноманітності техногенних впливів на екосистеми можна об'єднати дві групи: хімічні та фізико-механічні. Хімічний вплив проявляється у забрудненні ґрунту нафтою та нафтопродуктами, мінеральною водою, буровим розчином, продуктами неповного згоряння нафти на факелах. Зокрема, розливи нафти впливають на рослинність через безпосередній контакт з верхньою частиною обох рослин та їх кореневою системою, оскільки остання неглибока. Проникаючи в ґрунт, нафта заповнює її пори. Це викликає зниження пористості ґрунту, зміну хімічного складу, погіршення повітро- і водообміну, знищення мікро- та мезо-фауни та мікрофлори.

Рослинність — найменш рухливий компонент біоценозу. У зв'язку своїй закріпленості рослини, які потрапляють на території з негайним забрудненням забруднювачами, не можуть уникнути його впливу. При цьому, окрім прямого гербіцидного ефекту, спричиненого забруднювачами, вони відчують його непрямий вплив, що проявляється у зміні фізичних властивостей та мікробіологічної активності ґрунту.

Найбільш чутливим показником нафтового забруднення в порівнянні з іншими компонентами фітоценозів є живий ґрунтовий покрив. Коли нафта поширюється по поверхні, мох, трава та чагарники в першу чергу піддаються впливу забруднень. Через невеликі розміри рослин інколи більшість їх зростаючих і формуючих органів повністю покриваються розливами нафти. Коренева система цих рослин розташована переважно у верхніх десяти сантиметрах ґрунту, який є найшвидшим і міцним ґрунтом.

Вплив нафтопродуктів на живі організми проявляється в порушеннях фізіологічної діяльності, захворюваннях, викликаних надходженням в організм вуглеводнів, зміні біологічних особливостей середовища тощо (рис. 3.2) [6].



Рис. 3.2. Тварини, які зазнали впливу нафтопродуктів

Деякі фракції нафти досить токсичні. Слід зазначити, що ці фракційні концентрації вищі при вдиханні або розчиненні в токсичній воді. Нафта утворює токсичну емульсію, яка викликає задуху в живих організмах.

Крім того, нафта цементує земельні горизонти, що викликає збільшення їх щільності. В результаті повністю знищуються не тільки бур'яни та бур'яни, а й дерева. Вплив нафти на ґрунтові екосистеми посилюється засоленням ґрунту через мінералізовану воду.

Як наслідок відокремлення території під забудову зменшується вплив процесу виробництва пасовищ. В результаті кормові ресурси використовуються нерівномірно і корми втрачаються.

Чисельність видів тваринного світу при освоєнні надр загалом значно зменшується. Нині сільськогосподарські угіддя втратили промислово-господарські мисливські функції. Є не більше 4-6 видів мисливських і промислових тварин, 43 вид птахів зустрічається в природних і наземних видах, але лише 7 на найбільш порушених територіях.

Щорічні втрати цінного вилову через забруднення поверхневих вод нафтою та нафтопродуктами становлять від 14 до 16 тис. тон.. Швидкий розвиток нафтопереробної промисловості призвів до того, що популяції живих організмів були змушені тривалий час проводити в нафті. Забруднення викликало адаптацію до хронічних токсинів.

Таким чином, зонування досліджуваної території підтверджує той факт, що негативний вплив трубопровідного транспорту на навколишнє середовище є великим і різноманітним.

3.3 Вплив аварій нафтопроводів на водні об'єкти

Потрапляючи в пласт і потік, нафта досягає дна, переходячи в донний осад, що призводить до її специфічного складу. Значно підвищується вміст органічного вуглецю: в середньому до 8-11%, а в окремих випадках до 45-55%. Підвищення вмісту органічних колоїдів призводить до зміни механічного складу субстрату, його текстури та структури. осадові, донні, нафтові та сорбовані донні відкладення [30] часто приховані, що збільшує тривалість природного самоочищення річок за рахунок погіршення аерації в прихованому шарі та розвитку мулу, а нерідко мулу і сірководневої переробки. Вуглеводні палива під час міграції частково випаровуються з поверхні води. При нормальних низьких температурах північних річок (і зимівлі в південному ландшафті) відсоток випаровування нафти з поверхні води, як і інших процесів самоочищення водної маси, значно знижується.

У промислових трубопроводах, що транспортують виробничі рідини, що містять до 95% високомінералізованої води (до 45 г/л), у більшості випадків відбувається засолення, що призводить до загибелі всієї рослинності та неможливості її відновлення до витоків. Сіль штормовою і зовнішньою водою. А вимивання цих солей у водні шляхи призводить до їх інтенсивного солевидобутку, в результаті чого видобуток води в малих річках і струмках збільшується в тисячі разів.

Щорічно повідомляється про від 35 000 до 40 000 інцидентів, включаючи розливи нафти, в тому числі в пластах, і їх кількість з кожним роком збільшується, а велика кількість інцидентів свідомо приховується від реєстрації та розслідування.

У наведеній таблиці 3.2 показані наслідки забруднення вод нафтою та нафтопродуктами в перші години після нього та в наступні місяці та роки.

Таблиця 3.2

Вплив нафтових забруднень водних об'єктів на протязі різних періодів

Розлив нафти	
Дія протягом кількох годин та діб на локальному рівні	Дія протягом місяців та років локальному рівні
Ефекти та наслідки	
Гостра інтоксикація	Сублетальні
Загибель	Порушення поведінки, харчування, відтворення
Фізіолого-біохімічне порушення	Зміна структури і чисельності популяції
Поведінкові реакції	Зміна структури і функцій спільнот

Значний негативний вплив магістральних нафтопроводів на малі річки та потоки рибогосподарського значення. При перетині трубопроводів через річки відбуваються відхилення від проекту, які призводять до проривів труб, замерзання струмків, їх засмічення тощо. Особлива небезпека трубопроводів у заплавах.

Максимальна кількість нафтопродукту (без урахування випадкових викидів) спостерігається навесні при виході забрудненої води з водойми. У нормі в незабрудненій річковій воді кількість природних вуглеводнів коливається від 0,01 до 0,2 мг/дм³ для акваріумів, ГДК нафтопродуктів становить 0,05 мг/дм³. Вміст природних вуглеводнів визначається трофічними особливостями водойми в залежності від розвитку та деградації фітопланктону, інтенсивності діяльності бактерій тощо. Характер розподілу природних нафтових і вуглеводневих продуктів у вертикальних і акваторіях річок складний і непостійний.

Найбільш небезпечні аварійні розливи нафти в підводних проходах, кожен з яких може призвести до втрати одного або кількох водосховищ. При транспортуванні в середньому 1 млн т нафти танкер несе втрату 175 т, з яких 56 т втрачається в порту транспорту, а решта – під час навантаження і в дорозі. При спокійному рівні 1 м³ нафти протягом 10 хвилин розтікається на площу близько 1950 м² із середньою товщиною шару 100 мкм. У разі розливу 1 тона нафти

забруднює площу поверхні до 11-13 км², а паливо розноситься на відстань до 400 км від джерела.

Забруднення водою нафтопродуктами неминуче призводить до деградації водних і морських екосистем [56]. Забруднення річок впливає на їх мешканців, особливо на іхтіофауну. Вуглеводи проникають у тканини, м'язи, внутрішні органи, а особливо в ікру риби, що робить їх небезпечними для людини.

Загальна кількість нафтопродуктів, які щорічно потрапляють в моря й океани, оцінюється в 5—10 млн. тонн. Нафтопродукти, що потрапляють у воду, завдають серйозної шкоди живим організмам. При концентрації нафтопродуктів у воді 0,05-11,0 мг/л платон гине, а при концентрації 10 мг 15 мг/л гине доросла риба.

Сильне забруднення води солями та нафтопродуктами, порівняно з річками, посилюється застою або малою течією більшості річок, що призводить до зниження рибопродуктивності водойми майже на один градус. Через забруднення багато озер втратили іхтіофауну. Найнебезпечнішим видом побічної дії для риби є забруднення водних шляхів нафтопродуктами внаслідок мутагенності, тератогенності, ембріотоксичності, генотоксичності різних компонентів олії. Аспекти цих ефектів нафти мають різкий і модифікуючий вплив на популяції риби.

Не тільки нафта забруднює басейн [28]. Крім нафти, у пласт надходять різні хімічні реагенти, які використовуються при видобутку та транспортуванні нафти (понад 150 видів). Основну частину виділення нафти становить пластова вода, яка характеризується високим вмістом мінеральних речовин (до 225 г/л), наявністю зважених речовин (до 2,3 г/л), бром, йод, залізо.

У стоках від підготовки нафти міститься до 20 г/л нафтових вуглеводнів, до 10г/л деомульгаторів, до 2,6 г/л сульфатів, до 52 мг/л закисного заліза. Склад пластових вод, концентрації в них солей та співвідношення іонів й ступінь їх екологічної небезпеки, може значно варіювати.

Друге за значенням джерело забруднення поверхневих і підземних вод нафтою та хімічними речовинами, що використовуються при бурінні, не

ліквідується після завершення буріння свердловин, підготовлених на території лісового фундаменту для захоронення бурових відходів. Крім свердловин і хімікатів, що використовуються при бурінні амбарів, як мастильна добавка до бурових розчинів використовується нафта (до 10 %). Подальші неексплуатовані комори зазвичай використовуються для стоків, куди нафта та інші реагенти скидаються без будь-якого контролю під час аварії та ремонту свердловини. Порушення технології при будівництві комор у водопроникних шунтах не створює належної гідроізоляції дна та стін комори, внаслідок чого вміст комори проникає в ґрунт і підземні води, викликаючи забруднення.

Внаслідок випадкового потрапляння в підземні води та ґрунт нафта, що залишилася на місці розливу, постійно проникає в ґрунтові води і створює загрозу забруднення нафтопродуктами басейну підземних вод джерело водопостачання населених пунктів.

Потрапляючи в пласт, нафта втрачає легку фракцію внаслідок вивітрювання на дно, яке в умовах гіпоксії зберігається тривалий час і зазнає найповільнішої біологічної деформації. Занурений і закопаний у горби нафти, він стає джерелом забруднення підземних і поверхневих вод.

ВИСНОВКИ

1. Проаналізовано вплив аварій на трубопроводах на навколишнє середовище. Вплив забруднення нафтою та нафтопродуктами на навколишнє середовище великий і складний. У зв'язку з розвитком нафтової промисловості можна припустити, що площа забруднених нафтою і нафтопродуктами територій збільшиться. Недотримання правових норм, що містяться в екологічному законодавстві, призводить до порушення екосистеми в цілому та її елементів зокрема. Причина такого великого впливу на навколишнє середовище криється в його хімічному складі.

2. Встановлено, що нафтове забруднення є причиною розтріскування та деградації або повної втрати рослинності, простоти будови та зменшення складу, типу, негативних змін у генетичній групі популяції. Було досліджено, що коли в 25-55% тріщин у верхньому шарі ґрунту міститься нафта, навіть через 15 років після забруднення, процес відмирання деревини продовжується.

3. З'ясовано, що забруднення водою нафтопродуктами призводить до деградації водних і морських екосистем, особливо іхтіофауни. Вуглеводи проникають у тканини, м'язи, внутрішні органи, а особливо в ікру риби, що робить їх небезпечними для людини.

РОЗДІЛ 4

ОЦІНКА ТА УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНИМИ РИЗИКАМИ В НАФТОВІЙ ГАЛУЗІ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

4.1 Нафтова галузь як об'єкт системного аналізу

Нафтова промисловість України має складну систему, яка включає розвідку, видобуток, транспортування, зберігання та переробку. Ступінь впливу цих підгалузей на навколишнє середовище різна, як і зворотний ефект. Враховуючи багаті природні умови та різноманітну структуру самої нафтової промисловості, завдання розробки глобальних інструментів оцінки цих ризиків вийшло на провідне місце в оцінці екологічних ризиків. Цього можна досягти шляхом моделювання впливу нафтових родовищ на екологічні умови навколишнього середовища та здоров'я людей за різних умов [24]. Необхідно також моделювати та впливати екологічні фактори на функціонування різних підгалузей нафтової промисловості в потенційних областях. Тому слід розглянути метод системного аналізу для подальшого розбиття деяких елементів до рівня, який дозволяє створити відповідні математичні моделі.

Необхідно розглянути питання комплексного розгляду всіх видів діяльності в нафтовій промисловості та оцінити їх взаємозалежність з навколишнім середовищем, у тому числі:

- провести геологорозвідку.
- видобуток нафти;
- транспортування нафти;
- сховище нафти;
- переробка нафти.

Вирішення таких задач має базуватися на методі систематичного аналізу складних об'єктів [59]. З точки зору системного аналізу, нафтова промисловість

є складним об'єктом, що включає сфери діяльності як окремі підсистеми, кожна з яких є комплексним об'єктом.

Відповідно до положень аналізу, система нафтової промисловості може бути представлена складною графічною схемою, існуючою дугою або графіком нової конструкції нафтотранспортної системи НТС (рис. 4.1).

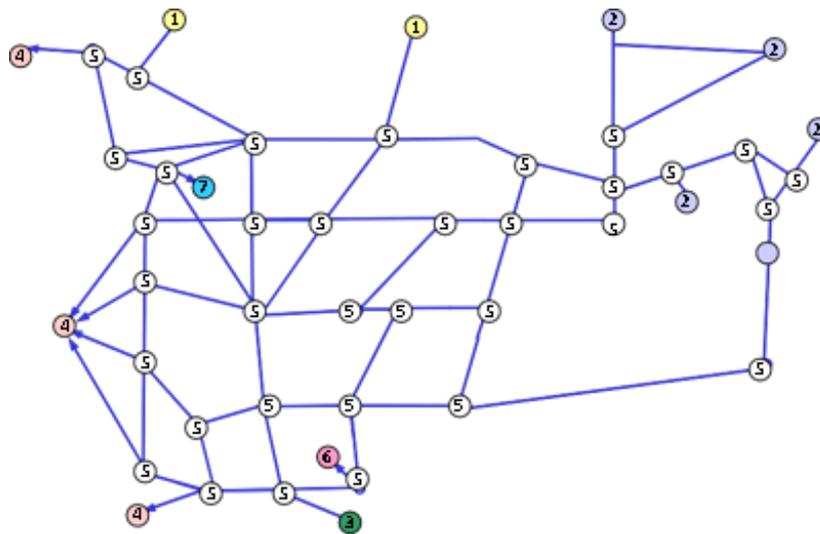


Рис. 4.1. Схематичне уявлення нафтової галузі як складного об'єкта

Основою такого графіка є Загальна система постачання палива (USS). Крім того, існує ряд систем транспортування нафти, які не мають відношення до USS, але беруть участь у всьому процесі функціонування нафтової промисловості. Ступінь концентрації розглянутого графіка, звичайно, залежить від мети задачі. Для вирішення проблеми оцінки екологічного ризику була розроблена схема верхнього рівня, яка включала понад 600 дуг і вузлів. Вузли такої системи означають:

1) ділянки з потенційною нафтою; 2) існуючі ділянки видобутку нафти; 3) імпорт нафти; 4) експорт нафти; 5) споживачі палива; 6) нафтопереробні заводи; 7) система зберігання палива.

З точки зору інтерактивної оцінки в національній системі «нафта-середовище» необхідно розглянути вплив цих підсистем на навколишнє середовище та його зворотні ефекти. Проте деякі з цих підсистем не належать до об'єктів нафтової промисловості.

Виділення цих об'єктів із загальної системи нафтової промисловості як окремої підсистеми дозволяє проводити структурні дослідження щодо розробки методів оцінки низькорівневих екологічних ризиків (рис. 4.2).

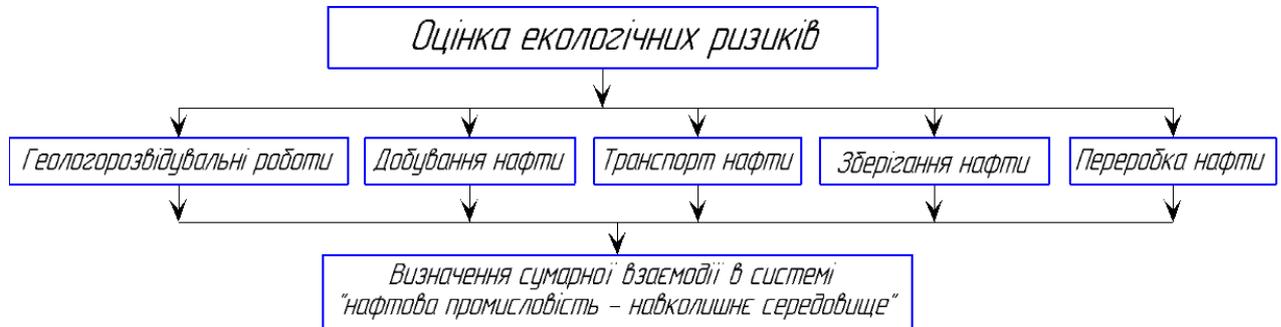


Рис. 4.2. Структура досліджень при розробці методології оцінки екологічних ризиків

Кожен блок, показаний на малюнку, є складною підсистемою, яка вимагатиме подальшого поділу до рівня, що дозволяє описати елементи за допомогою відповідних математичних моделей.

Проведення геологорозвідувальних робіт

Підсистеми, змодельовані на основі оцінок екологічних ризиків під час геологорозвідувальних робіт, можуть бути представлені схемами у вигляді ієрархічних структур (рис. 4.3).

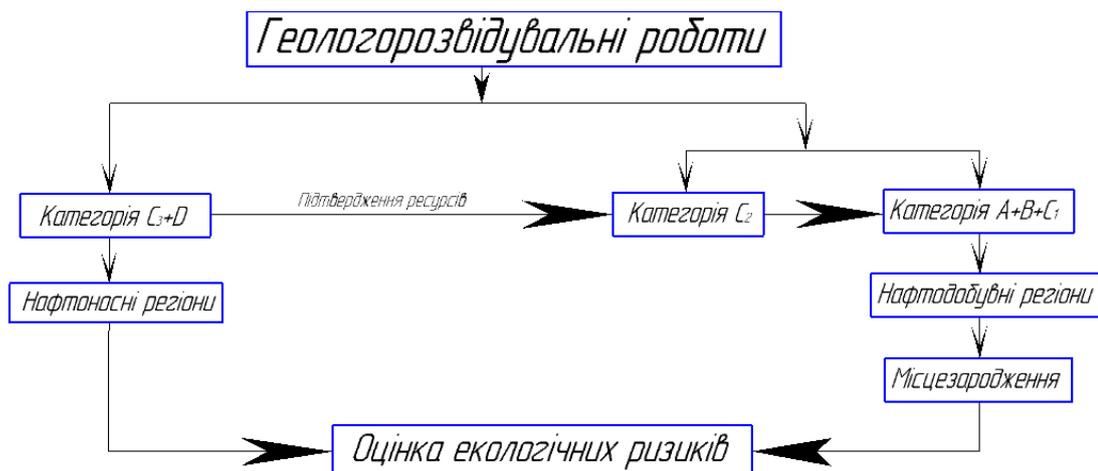


Рис. 4.3. Модель оцінки екологічних ризиків при проведенні геологорозвідувальних робіт

Запропонована схема показує взаємозв'язок різноманітних видів ресурсів і запасів нафтосховищ. У цьому випадку розглядаються методи прогнозування зміни їх кількісних значень. За результатами геологорозвідувальних робіт можна змінити тип ресурсу на запаси C_2 і $A + B + C_1$, що збільшує загальні запаси нафти. У свою чергу, прогнозування динаміки видобутку нафти зменшує її загальні запаси.

Для створення успішного ресурсу C_3+D необхідно проводити сейсмозвідки в 2D і 3D модифікаціях, причому це стосується як сухопутних, так і прибережних районів. Для уточнення ресурсів і переведення їх у запаси C_2 і $A + B + C_1$ було використано розвідувальне буріння та подальші дослідження на матеріалі, отриманому в результаті геологічної розвідки свердловин. Основою таких досліджень є сучасні методи ГС, що дозволяють створювати та аналізувати інформаційні поля за допомогою методів магнітного каротажу, ядерного, електромагнітного та акустичного сканування [10, 11]. Оскільки розвідувальні свердловини зустрічаються рідко, дослідження космосу рентгенографічними та гідродинамічними методами є особливо важливим для створення запасів C_2 .

На ранніх етапах формування очікуваного резерву сейсмозвідок супроводжується ризиком загального впливу на тектонічну структуру, особливо в її лабільному районі.

На наступному етапі сертифікації запасів вже використовуються бурові установки на глибину від 2000 до 5000-6000 м з повним набором екологічних ризиків, які присутні в процесі [14-16]. Серед ключових моментів можна виділити наступні:

1) ризики інженерно-екологічного забезпечення геологорозвідувальних робіт (порушення ґрунту при будівництві доріг, що супроводжується процесами ерозії, таненням, нагріванням тощо);

2) ризики через самостійне буріння (використання бурового розчину, прокачування свердловин, збір нафти в суміжних коморах тощо).

На цьому етапі можна назвати екологічні ризики саморозвідувальних робіт, які, хоча й різні залежно від природних умов, мають деякі спільні характеристики.

Виходячи з вищесказаного, можна констатувати, що особливе місце в геологорозвідці та освоєнні нових нафтосховищ відводиться розробці та застосуванню нових сучасних технологій. Необхідність розвитку різних галузей може призвести до екологічних ризиків, таких як відсутність необхідного специфічного обладнання (льодостійкі бурові установки, виробництво та переробка відповідно до екологічних технологій).

Видобуток нафти

З точки зору оцінки екологічного ризику, підсистеми видобутку нафти повинні бути відокремлені на різних етапах розробки та експлуатації родовища [22]. В результаті будуть такі відмінності, як вплив шахти на навколишнє середовище та зворотний ефект. Деформацію підсистеми «видобуток нафти» можна структурно показати у вигляді діаграми (рис. 4.4).

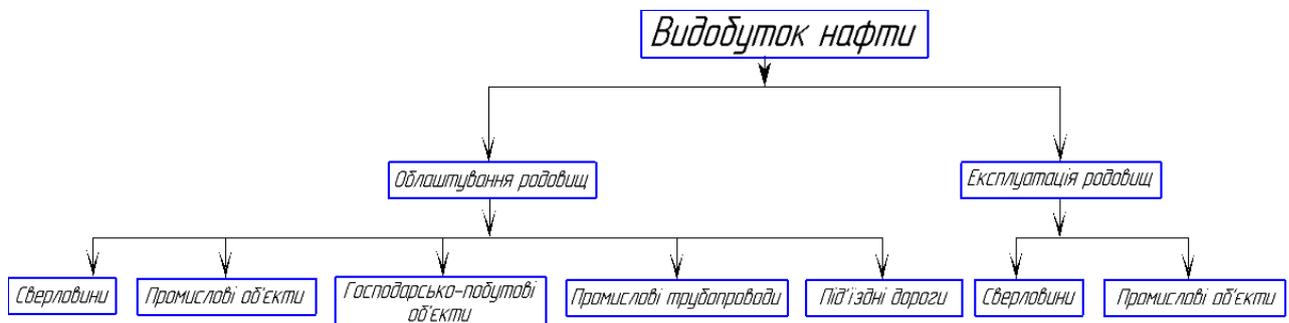


Рис. 4.4. Декомпозиція підсистеми «видобування нафти»

Варто вказати, що елементи підсистеми, пов'язані з бурінням та будівництвом свердловин, промислового та побутового обладнання, характеризуються точковими взаємодіями з навколишнім середовищем та промисловими трубопроводами та міжпромисловими під'їзними шляхами – відповідно лінійна. При цьому взаємодія із середовищем на рівні поля мінімальна і для оцінки її кількісних параметрів на етапі синтезу підсистеми необхідно використовувати інтерференційну модель.

Для моделювання впливу викидів у навколишнє середовище на видобуток нафти необхідно класифікувати:

1) на стадії розробки:

- аварії під час будівництва свердловини;
- техногенний вплив будівельної техніки;
- техногенна дія самих об'єктів;

2) на етапі польової експлуатації:

- аварії в промислових зонах, у тому числі на водопровідних колодязях.
- витік нафти.

Крім того, існують інші види екологічних ризиків, які необхідно враховувати в процесі видобутку. Наприклад, погіршення якості підземних вод у прибережних районах через можливу інфільтрацію морської води. Необхідно враховувати регіональні особливості взаємозалежної підзвітності екологічних ризиків для підсистеми «нафта-навколишнє середовище». Вони пов'язані з географічним розташуванням нафтового родовища (північний чи південний регіон) та специфікою видобутку нафти на узбережжі та в прибережних районах. Це також слід враховувати при декомпозиції цієї підсистеми.

Транспортування нафти

У зв'язку з освоєнням нових нафтохвищ у найближчі роки неминуче будівництво нових напрямків видобутку нафти і, як наслідок, значні зміни в схемі нафтовитікання [23 -25]. Це призведе до необхідності перегляду існуючих факторів ризику при розробці ідей щодо розвитку нафтотранспортних систем, у тому числі екологічних факторів. Як і для виробничого обладнання, методи оцінки екологічних ризиків при транспортуванні нафти слід диференціювати на етапах будівництва та експлуатації (рис. 4.5).

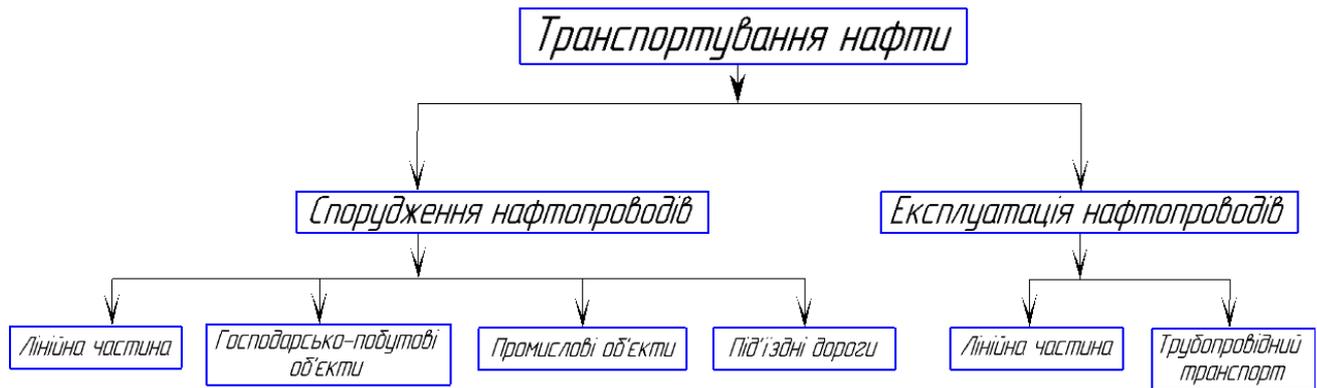


Рис. 4.5. Декомпозиція підсистеми «транспортування нафти» для оцінки екологічних ризиків

Масштаби основних нафтотранспортних систем України визначають пріоритет НТС в оцінці екологічних ризиків у нафтовій галузі в цілому. При цьому елементи підсистеми, визначені як промислове та побутове обладнання, визначають екологічний та лінійний вплив трубопроводу та лінійного входу – відповідно [26].

Для моделювання впливу транспортування нафти на навколишнє середовище необхідно визначити:

- 1) на етапі будівництва трубопроводу:
 - аварії при будівництві та випробуванні лінійних деталей;
 - техногенні впливи на будівництво нафтотранспортів (ерозія, зсуви, зсуви, зміни водного режиму, порушення природоохоронних територій, особливо вплив на міграцію тварин) та ін.;
 - викиди небезпечних речовин при експлуатації будівельної техніки;
- 2) на етапі експлуатації трубопроводу:
 - інциденти на промислових підприємствах під час розгерметизації трубопроводів;
 - витік нафти на лінійній ділянці.

В останні роки було проведено ряд досліджень, спрямованих на зменшення викидів від експлуатації трубопроводів. Впровадження нових технологій з низьким рівнем викидів у транспортуванні нафти є одним із найважливіших

способів управління екологічними ризиками, особливо там, де екологічні наслідки є серйозними.

Переробка нафти

У загальній системі нафтової промисловості нафтопереробні заводи належать до споживачів нафти. Занепокоєння таких споживачів полягає в тому, що вони входять до підрозділу «нафтова промисловість». Підсистема нафтопереробки включає виробництво продукції, що виробляється в даний час (нафтопродуктів), а також очікуваних компонентів, пов'язаних з технологією глибокої переробки сировини.

Для компонентів нафтопереробки розроблено спеціальні математичні моделі, які дозволяють розподілити ці об'єкти за вузлами всієї системи нафтової промисловості, термінами будівництва, а також охарактеризувати пов'язані з ними екологічні ризики в системі «нафтопереробка – навколишнє середовище». Вони включають:

- забруднення (повітря, ґрунт, природні води);
- вплив на здоров'я;
- соціально-екологічні ризики;

Ризики будівництва та експлуатації НПЗ у природних та суворих кліматичних умовах.

Регіональні особливості розкриття екологічних ризиків у системі «нафтова промисловість – навколишнє середовище». Вищезазначені закономірності та фактори розвитку екологічного ризику в нафтовій промисловості та взаємодії з різними технологічними процесами, що використовуються в окремих підрозділах, мають бути деталізовані та структуровані на регіональному рівні.

До ключових локальних факторів, що визначають формування екологічних ризиків, належать природні та техногенні процеси, існуючі та можливі напрямки їх розвитку. Ці фактори має сенс визначити на основі розмежування дорожнього поля газопроводу та нафтопереробного заводу. Відповідні параметри техногенних процесів визначені в загальній схемі розвитку нафтової

промисловості, передінвестиційному обґрунтуванні передпроектних проектів та робочих документах. З точки зору системного аналізу, ця фаза визначається декомпозицією.

Наступним етапом є розкриття взаємодії природних і техногенних процесів, причому це здійснюється на місцевому, міжрегіональному та транскордонному рівнях, оскільки характер опромінення може бути багат шаровим через переміщення токсинів. з повітрям. Вода і сильні течії іншими словами, найбільш природний фактор (рух повітря, води, ґрунту).

На регіональному рівні колективний розгляд усіх цих екологічних факторів ризику є синтезом. Нарешті, однак, усі локальні особливості представлення екологічних факторів ризику (природних та техногенних процесів) слід враховувати в цілому НТС, використовуючи відповідні моделі для отримання синтетичної інформації.

4.2 Чинники, що сприяють розвитку аварій

На сьогоднішній день найефективнішим засобом транспортування нафти є трубопровідний транспорт. Він зарекомендував себе як безпечний, надійний та економічний метод дистанційного транспортування нафти та нафтопродуктів. Магістральний трубопровід належить до об'єкта тривалої експлуатації, термін амортизації 33 роки. Вони є технічно складними в експлуатації, де гостро стоїть проблема забезпечення надійності їх експлуатації, оскільки 60% (2850 км) магістральних нафтопроводів України експлуатуються поза амортизаційним періодом. Решта 40% трубопроводу мають значний термін служби – близько 30 років. Досвід експлуатації магістральних трубопроводів показав, що, незважаючи на значний прогрес в технології проектування, будівництва та експлуатації магістральних трубопроводів на сьогоднішній день, повністю вирішити проблему випадкових втрат нафти в терміни доставки неможливо.

Руйнування трубопроводів, як правило, відбувається при одночасному впливі кількох причин. Значні відхилення від сучасних технологічних вимог і стандартів у процесі виробництва заводських трубопроводів. В результаті знижується якість і можливі такі дефекти, як розшарування, розтріскування, зниження жорсткості та погіршення еластичних властивостей матеріалу. У процесі калібрування та вирівнювання труби можливе вилучення, яке перевищує гранично допустимий норматив, внаслідок чого також знижуються властивості металу, що може призвести до ризику розтріскування та руйнування труби під час експлуатації. Погана якість робіт, пов'язаних з транспортуванням і зупинкою трубопроводів, призводить до пошкоджень та інших дефектів. Після неякісного зварювання труб можливий вихід з ладу швів, включення шлаку. При транспортуванні і монтажі труб на їх стінках з'являються дефекти у вигляді вм'ятин і подряпин (подряпин), порушення правил експлуатації трубопроводів і насосних станцій. Неправильне перекриття лінійних клапанів може викликати гідравлічний удар і, як наслідок, призвести до усадки трубопроводу. Землетруси, вібрації, зсуви призводять до руйнування трубопроводів [14]. Можливими джерелами аварійних розливів нафти можуть бути:

- лінійна ділянка магістрального трубопроводу;
- бак для зберігання палива;
- технологічний конвеєр;
- дросельна заслінка, фланцеве з'єднання;
- основні технологічні інструменти та допоміжні засоби.

Залежно від специфіки технологічного процесу на виробничому майданчику, виробничій лінії та управлінні лінійного сховища можливі причини та фактори, що сприяють виникненню та розвитку аварії, можуть бути:

- розгерметизація резервуарів;
- порушення технологічного режиму роботи критично важливого технологічного обладнання;
- пошкодження технологічних трубопроводів і приладів;

- вихід з ладу допоміжного обладнання;
- зовнішня або внутрішня корозія сталевих стінок і днища резервуарів;
- помилка оперативного персоналу.

Пошкодження магістральних трубопроводів викликано двома групами факторів. Перша група пов'язана зі зниженням вантажопідйомності трубопроводу, друга – зі збільшенням навантаження і впливу. Зниження несучої здатності трубопроводу обумовлено наявністю дефектів стінок трубопроводу і старінням металу. Фактори другої групи виникають під час експлуатації трубопроводу (тиск, напруження, викликані впливом нафти і температури ґрунту навколо трубопроводу, надземний тиск, статичне навантаження та інші зміни, деформація земної поверхні) [18].

Для детального аналізу причини аварії та лінійного пошкодження трубопроводу кожену причину розглядають окремо.

1. Зовнішній вплив на трубопроводи. До зовнішніх впливів на підземні трубопроводи відносять навантаження, які можуть виникнути під час виконання різних робіт поблизу трубопроводу, зіткнення важкої техніки, зсувів, землетрусів, вибухів тощо. Результати невдалого аналізу [25, 34] показують, що однією з основних причин пошкодження трубопроводу є вплив зовнішніх сил, що призводять до утворення тріщин на поверхні, розривів у зварному шві. Найпоширенішим є пошкодження, викликані ремонтними або будівельними роботами в безпосередній близькості від існуючого трубопроводу. Вони є одними з найбільш потенційних ризиків. Через вплив зовнішніх факторів, за даними [8], більше 5% аварій відбувається на магістральних трубопроводах, а з огляду на розмір пошкодження, що виникає першим.

2. Пошкодження іржею лінійної частини трубопроводу. Руйнування трубопроводу – це руйнування тіла трубопроводу під впливом хімічних або електрохімічних впливів. Підземні труби можуть страждати від корозії під впливом струмів землі, струмів і змінних струмів електропровідності [11]. Корозію ґрунтів поділяють на хімічну та електрохімічну. Хімічна корозія

виникає внаслідок дії на метали різних газів і неелектролітних рідин. Ці хімічні сполуки діють на метал, утворюючи на його поверхні плівку, що містить продукти іржі. При хімічній корозії товщина стінки труби зменшується рівномірно, тобто практично не пошкоджується труба. Внутрішня стінка труби схильна до хімічної корозії [11]. Електрохімічна корозія виникає внаслідок взаємодії металу трубки з агресивним ґрунтовим розчином. В якості електродів і агресивних розчинів електролітів виступають метали. Під дією електрохімічної корозії в тілі трубки утворюються локальні порожнини та наскрізні отвори. Тому цей вид корозії більш небезпечний, ніж хімічна. Електрична корозія ще більш небезпечна. Виникає під дією електричного струму на трубопровід. Ці струми називаються блукаючими, оскільки вони зазвичай потрапляють в землю з рейок електромобіля і потрапляють на трубопровід, де немає ізоляції або ізоляція пошкоджена, рухаючись через дренажну трубу з неї біля підстанції. Площа входу струму в трубку називається катодом, а область виходу – анодом. Анодна зона найбільш небезпечна через струм, що виходить з трубки у вигляді позитивних іонів, що супроводжується сильним видаленням металевих частинок і утворенням наскрізних отворів. Одним з таких шляхів є підземна труба з порушеною ізоляцією. У місці пошкодження ізоляції струм стікає в трубопровід і залишає його біля підстанції у вигляді позитивних іонів заліза. Так починається електроліз металу.

Аналіз безпеки магістральних трубопроводів показує, що безпеки на їх лінійних ділянках від зовнішньої корозії становлять 30-35% їх загальної кількості.

3. Дефекти труби. Дефекти труби – невідповідність контрольованих параметрів встановленим нормам. Дефекти труб можна розділити на два види: металеві та зовнішні (механічні) дефекти стінки труби. Відповідно до [18] металевими дефектами є:

– дефекти сталевих труб: включення шлаку та неметалічного флюсу, сонячні опіки, корозія (атмосферні кристали, поверхня атмосфери, висока температура газів;

– дефекти стінки труби: подряпини, тріщини, тріщини різної геометрії (радіус кривизни, довжина, положення на трубі, випадкове продування). Дефекти зварних швів включають наплавлення (протікання), невідповідність довжини, ширини та висоти швів, шорсткість шви, підрізи, тріщини, розлади, пори, зникнення і т. п.. Поверхня утворюється найчастіше горизонтальним зварюванням вертикальної поверхні в результаті напливу рідкого металу на кромку холодного основного металу підрізи – це борозенки, які утворюється переважно з металу по краях швів при високих зварювальних струмах і довгих дугах нижні зрізи призводять до ослаблення перерізу основного металу і можуть викликати руйнування зварного з'єднання [18].

4. Порухення правил технічної експлуатації трубопроводу. Аналіз причин поломок магістральних трубопроводів [11] показує, що частка відмов, які виникають через порушення правил технічної експлуатації магістральних трубопроводів, становить від 2 до 7%. Сюди входять застереження через помилки експлуатаційного персоналу, пов'язані з порушенням умов та якості технічного обслуговування та ремонту, недотриманням правил техніки безпеки при технічному обслуговуванні та ремонті трубопроводів тощо. До додаткових зовнішніх навантажень, які виникають через порушення правил експлуатації і викликають пошкодження трубопроводу, належать гідравлічні зіткнення. Вони становлять серйозну загрозу для трубопроводів. Гідравлічні удари можуть виникнути внаслідок неправильного закриття клапана, а також утворення повітряних отворів у трубопроводі, які в деяких випадках можуть викликати коливання тиску, подібні до гідравлічних ударів [10].

5. Операційне навантаження та вплив. Основними експлуатаційними впливами є внутрішній тиск продукту в трубопроводі та різниця температур (різниця між температурою сталі труби під час монтажу та експлуатації). При

нормальній експлуатації магістрального трубопроводу відповідно до правил технічної експлуатації внутрішній тиск істотно не змінюється.

Корозійні дефекти корпусу труби лінійного перерізу є найпоширенішими експлуатаційними дефектами. Вони викликають локальні корозійні пошкодження матеріалу в процесі експлуатації. Найпоширенішими технологічними дефектами є дефекти основного металу. Багаторічні спостереження показують, що руйнування сталевих труб у процесі її експлуатації відбувається, як правило, через тріщини довжиною 1,5-2,5, ширина досягає 200 мм, а в окремих випадках досягає десяти метрів [8], що призводить до великих втрат нафти, значних матеріальних втрат, шкоди довкіллю та тривалого очікування.

Надійна робота трубопроводу визначається рядом експлуатаційних факторів, які характеризують:

- вплив технічних факторів, пов'язаних з виробництвом труб і прокладкою труб;
- вплив корозії на навколишнє середовище, включаючи воду та промислову нафту (нафтопродукти);
- зміни напруженого стану стінки труби, викликані змінами робочого тиску нафти в процесі її транспортування.

Таким чином, основна частина виходу з ладу і небезпека трубопроводів, що значно знижує їх експлуатаційну здатність через корозію металів, що знаходяться на зовнішній і внутрішній поверхні труб, а також стрес-корозійних і корозійних факторів.

Для розрахунку обсягу потенційного аварійного розливу використовуються фізико-математичні моделі. Тому для розрахунку процесу аварійного витoku нафти з лінійної частини труби враховують:

- стан витoku перед закриттям клапана, коли тиск у місці витoku постійний;
- стан витoku після заперного клапана, коли тиск у місці витoku змінюється з часом і залежить від кількості розливої нафти;

– кількість нафти, що розливається в разі аварії на n-й частині трубопроводу, залежить від наступних параметрів: розмір і місце пошкодження, проміжок часу від моменту аварії до моменту закриття лінійного клапана, часу витoku нафти від зупинки трубопроводу до прибуття аварійно-рятувальної бригади.

Проаналізовані фактори, що викликають аварії та надзвичайні ситуації, пов'язані з експлуатацією магістральних трубопроводів, можна розділити на фактори, що виникають на стадії проектування (неправильний вибір матеріалу, технології виробництва, недотримання умов експлуатації), виробничі (порушення технології, неякісне використання якісної сировини, недостатня увага до заходів контролю) та експлуатації (корозія, зовнішня механічна дія, старіння металів). В Україні серед причин аварій є актуальні фактори, пов'язані з недбалим ставленням до трубопроводу або порушенням вимог щодо його експлуатації.

Ще одне велике джерело небезпеки – застаріле обладнання. Внаслідок понад 30-річної експлуатації значна частина трубопроводу України підвищила ризик аварій та можливість його руйнування. Результати аналізу (рис. 4.6) показують, що основні небезпеки створювали такі фактори, як надмірний термін служби трубопроводу, механічні пошкодження, зсуви та злами.

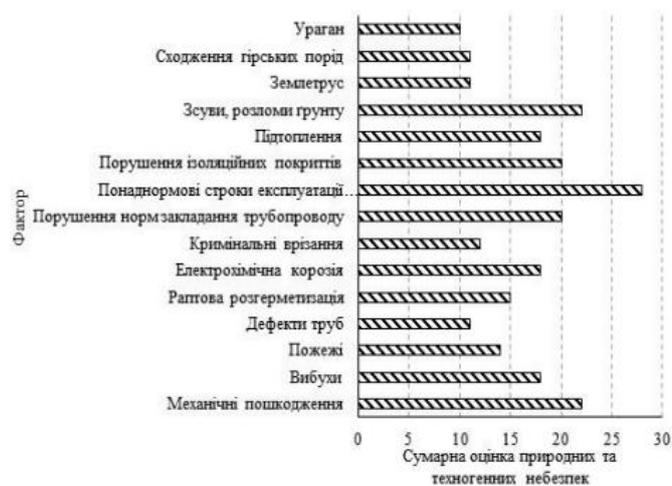


Рис. 4.6. Аналіз природних та техногенних небезпек, що мають місце при експлуатації магістральних трубопроводів [6]

Аналіз показує, що більшість факторів, які часто викликають аварії, є непередбачуваними при проектуванні трубопроводів. Зокрема, сучасні методики дозволяють врахувати фактори корозії та несприятливі зміни, що відбуваються в металі труби під час експлуатації (так зване старіння металу) і, частково – вплив зсувів, ігнорується під час проектуванні. За статистикою, рівень небезпеки трубопровідного транспорту наступний – у 90% випадків вміст викидається через отвори в стінці трубопроводу до припинення витoku, в 10% випадків – повний розрив трубопроводу [8].

4.3 Оцінка частот виникнення аварій

Український нафтопровід є невід'ємною частиною міжнародної нафтотранспортної системи та відіграє ключову роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни. Магістральні трубопроводи довжиною понад 5000 км прокладені через райони з різними кліматичними поясами та інженерно-географічними умовами.

У процесі проектування та експлуатації паливотранспортної системи недостатньо враховується її вплив на навколишнє середовище та оцінка екологічних ризиків. Забезпечення безпеки полягає насамперед у дотриманні певної відстані між трасою магістрального трубопроводу та інфраструктурою. Вихід з ладу магістральних трубопроводів, викликаний природними і техногенними факторами, порушує природний режим ґрунтів і водних джерел, забруднює навколишнє середовище, часто призводить до екологічних катастроф.

Аварії на трубопроводах, які призводять до надзвичайних ситуацій, що становлять загрозу для людей, економіки та довкілля, є небезпекою, пов'язаною з розливом нафти та забрудненням прилеглої території. Для запобігання та усунення таких надзвичайних ситуацій необхідно кількісно оцінити ризики можливих розливів нафти та їх наслідки та розробити ці основні заходи щодо їх запобігання.

Перевірка декларацій промислової безпеки, а також спеціальні розрахунки з використанням чисельного моделювання показали, що аварії на НПЗ (крім морських портів) не можуть бути джерелом надзвичайної ситуації для населення, людей та значної екологічної шкоди. Основний ризик аварій та надзвичайних ситуацій на магістральних трубопроводах пов'язаний з аваріями на лінійній ділянці [30].

Найбільший ризик аварій виникає на ділянках з тріщинами, підводними перемичками, перетинах з іншими трубопроводами, автомобільними і залізницями, лініями електропередач, а також на ділянках із наявною арматурою, районах поблизу населених пунктів.

Незважаючи на важливість безперебійної роботи магістральних трубопроводів, проблема прогнозування ризиків за результатами внутрішньотрубного та зовнішнього аналізу з урахуванням технологічного режиму та стану ґрунтів залишається поза увагою. Технічні та екологічні ризики, пов'язані з роботою технології, та прогнози потенційних розливів нафти та забруднених територій у надзвичайних ситуаціях слід розглядати разом.

З аналізу літературних джерел випливає, що довгострокові трубопроводи характеризуються великою кількістю дефектів. Дефекти тіла труби відрізняються глибиною і довжиною. Причини дефектів можуть бути різними: від хімічної корозії металу до механічних пошкоджень через зсув і дефектів при монтажі. Глибокі деформації короткої довжини більш небезпечні, ніж деформації невеликої, але великої глибини.

Екологічна безпека трубопроводів обумовлена їх безвідмовною роботою за відсутності шкідливого впливу на навколишнє середовище і тісно пов'язана з поняттям екологічного ризику. Поширеним видом ризику вважається ймовірність настання несприятливих подій і наслідків [22].

Екологічний ризик є важливою ознакою екологічної небезпеки, оскільки відображає його об'єктивний зміст – ймовірність цього явища [28]. Функціональною особливістю екологічного ризику є його здатність

демонструвати свої властивості протягом усього терміну експлуатації трубопроводу від введення в експлуатацію та завершення.

Ризики вказують на ймовірність небажаних результатів внаслідок стабільного позитивного впливу зовнішніх чи внутрішніх факторів, рівень екологічного ризику можна визначити як категорію, що визначає важливість екологічного ризику, можливість можливих несприятливих наслідків Доступний для навколишнього середовища та охорони здоров'я населення, екосистем після впливу негативних природних факторів і джерел підвищеної екологічної небезпеки, з розрахунком матеріальних витрат і необхідних ресурсів. Критеріями визначення рівня екологічного ризику можуть бути як матеріальні, так і людські фактори [29].

Вихід з ладу магістральних трубопроводів, викликаний природними і техногенними факторами, порушує природний режим ґрунтів і водних джерел, забруднює навколишнє середовище, часто призводить до екологічних катастроф. Нафта, проникаючи в ґрунт, змінює свої фізико-хімічні властивості. У деяких випадках нафта потрапляє безпосередньо в пласт. Крім того, підземні води можуть бути забруднені. Через випаровування розлитої нафти атмосфера забруднюється легкими вуглеводнями.

Фактори, які використовуються для прогнозування екологічного ризику розливу нафти: споживання та кількість нафти, площа забрудненої території. Кількість розлитої нафти розраховується як витрата на час витікання. Швидкість потоку нафти, що витікає з отвору зламаної нафтової труби, залежить від площі потоку отвору та тиску в місці витоку.

Площа території, зараженої внаслідок випадкового розливу, значною мірою залежить від ґрунту. Створення дренажу є найшвидшим способом уповільнення. Розрахунок розподілу розлитої нафти порівнює кількість розлитої нафти, яка просочується з поверхні землі, випаровується і стікає вниз, що вказує на те, що при сильному профілі перетину в разі аварійного витоку більша частина нафти стікає вниз, а якщо в районі поширення є водойми – забруднити їх. Для

прогнозування оцінки забруднення нафтою можна використовувати показники екологічної небезпеки, яку спричиняють нафтопроводи в разі їх аварії.

Фахівці-дослідники Г.М. Кривенко, П.П. Бородавкін, Р.М. Говдяк, В.Я. Грудзь, Б.І. Кім, Ю.О. Кузьменко, А.Г. Телегін, Я.М. Семчук Л.С. Снікерс виділяє ряд причин виходу з ладу трубопроводів, що становлять технічні та екологічні ризики.

Перевірка декларацій промислової безпеки, а також спеціальні розрахунки з використанням чисельного моделювання показали, що аварії на НПЗ і спорудах не можуть бути джерелом надзвичайної ситуації зі значною шкодою для населення та довкілля. Основний ризик аварій та надзвичайних ситуацій на магістральних трубопроводах пов'язаний з аваріями на лінійній ділянці [13, 30].

Існує ряд методичних підходів до оцінки ризиків. Оцінки проводяться з метою: управління, прогнозування ситуації, формування загальнонаукових уявлень, визначення придатності місцевості для існування певних видів. Оцінку екологічних ризиків при експлуатації магістральних трубопроводів слід проводити [31] у кілька етапів (рис. 4.7).

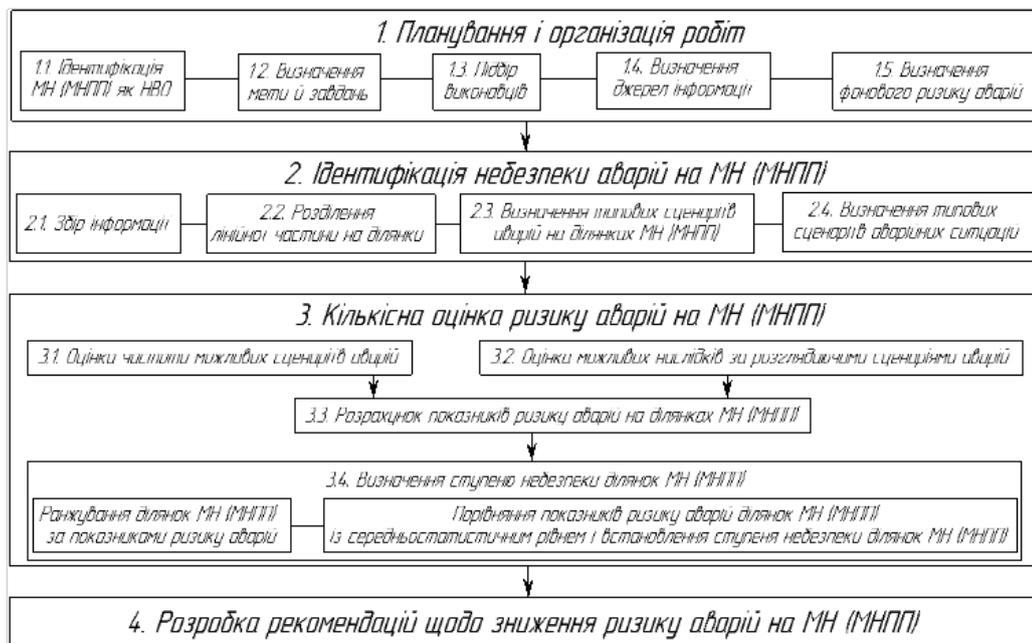


Рис. 4.7. Блок-схема проведення оцінювання екологічного ризику на об'єктах магістральних нафтопроводів та магістральних нафтопродуктопроводів

Для оцінки екологічних ризиків необхідно передбачити всі можливі варіанти розвитку надзвичайних ситуацій, які можуть призвести до надзвичайних екологічних ситуацій [32]. Розглянемо більш детально етапи ідентифікації екологічної небезпеки. Основне завдання цього етапу – визначити та чітко описати всі джерела, які негативно впливають на навколишнє середовище, а також описати сценарії реалізації.

На цьому етапі потрібно:

- а) збирати та оцінювати достовірну вихідну інформацію, необхідну для оцінки екологічних ризиків;
- б) ідентифікація подій внаслідок технічних небезпек вимагає більш серйозного аналізу та меншої уваги до впливу на навколишнє середовище;
- в) проаналізувати небезпечні умови в МН на основі моделювання ситуації з небезпеками, які можуть мати потенційні соціально-економічні наслідки для населення та навколишнього середовища.
- д) створити «дерево подій» для кожної вихідної події.

Для оцінки рівня ризику об'єктів магістральних нафтопроводів необхідно розглянути всі можливі варіанти надзвичайних ситуацій, які можуть призвести до надзвичайних екологічних ситуацій. Аналіз технічних ризиків небезпек на лінійній частині можемо ідентифікувати наступні події, присутні в усіх технічних небезпеках: розлив нафти, пожежа, вибух або хмара палива, ударні хвилі, що виникають під час випаровування розливу.

Передбачаючи екологічні та технічні ризики, можна зменшити вплив магістральних трубопроводів на навколишнє середовище [33]. Під час роботи системи трубопроводів часто відбуваються різноманітні зміни режиму роботи технологічного обладнання залежно від фізико-хімічних характеристик нафти, що транспортується, напрямку транспортування, відповідності вимогам тощо. У процесі заміни легких масел на більш важкі, у яких щільність сильно змінюється, наприклад $\rho = 790 \dots 900 \text{ кг/м}^3$, тиск на початку труби збільшується з 3,7 МПа до 4,2 МПа, що може призвести до надзвичайної ситуації. Тому для прогнозування

технічного ризику необхідно враховувати різку зміну тиску. Використовуючи окремо технічні або екологічні ризики, неможливо дати точну оцінку небезпеки окремих ділянок магістрального трубопроводу.

4.3.1 Розрахунок ймовірностей екологічної безпеки нафтопроводів за методом «дерева подій»

Великі аварії зазвичай характеризуються поєднанням випадкових подій, які відбуваються з різною частотою на різних стадіях виникнення та розвитку аварії. Щоб визначити причинно-наслідковий зв'язок між цими подіями, доцільно використати логіко-графічний метод аналізу «дерева подій».

Аналіз «дерева подій» – це алгоритм для створення послідовності подій, що виникає внаслідок великої події (надзвичайної ситуації). Частота кожного сценарію надзвичайної ситуації розраховується шляхом множення частоти основної події на ймовірність відповідно до умов останньої події. Метод «дерева подій» використовується в роботі для виявлення причинно-наслідкових зв'язків та надзвичайних ситуацій у надзвичайних ситуаціях, що дозволяє здійснювати якісні та кількісні оцінки ризиків. Перевагою цього методу є можливість аналізу настання подій, які можуть призвести до різних ускладнень (радіація, тепло, надлишковий тиск, викиди, токсичні ефекти тощо). Кожна гілка дерева подій має окремий ефект в результаті специфічних комунікаційних функцій. Методи допомагають ідентифікувати сценарії аварій з різними наслідками початкової події для визначення зв'язку відмови системи з наслідками аварії для визначення порядку найбільш сприятливого ризику через їх високу ймовірність.

Як приклад поширення нафти та нафтопродуктів буде розглянуто процес виявлення екологічної небезпеки. Можлива така ситуаційна модель (сценарій) небезпеки на лінійній частині МН поблизу малої водної артерії:

1) найімовірніший сценарій:

пошкодження нафтопроводу → розливи нафти з пошкодженого нафтопроводу (від 4 тонн) → розповсюдження нафти на невеликих поверхнях → течії малого водотоку → розчинення та викид нафти в поверхневі води → до дрібних водних шляхів.

2) найнебезпечніший сценарій:

розрив нафтопроводу → витік нафти з пошкодженого нафтопроводу (від 20 і більше тонн) → розповсюдження нафти на місцевості → випаровування легких вуглеводнів нафти в атмосферу → спалах (спалах) нафти → пожежа → вигорання флори в зоні теплового впливу пожежі → потрапляння об'єктів в зону впливу вражаючих факторів → інтоксикація та одержання опіків → попадання нафти на поверхню малого водотоку → поширення нафти за течією малого водотоку → попадання нафти у більшу річку → інтоксикація флори та фауни річки.

На основі розглянутої ситуаційної моделі будується «дерево подій» для кожної із досліджуваних ланок [2]. Зразок конструкції наведено в додатку В.1-В.4.

Потім на основі побудованого «дерева подій» була проведена кількісна оцінка екологічних ризиків для кожного природного ресурсу на основі зібраних даних, розрахунок показників екологічного та технічного ризику, що показано в наступному підрозділі.

4.3.2 Оцінка площ забруднень нафтою й нафтопродуктами об'єктів навколишнього середовища

Екологічна небезпека магістральних трубопроводів характеризується наявністю легкозаймистих рідин під високим тиском і у великих кількостях, які при порушенні герметичності трубопроводу можуть вилитися і при наявності джерел займання. Особливо небезпечними є трубопроводи, розташовані у високогір'ї (в низинах існує ризик вільного розповсюдження продуктів), а також

поблизу річок, водосховищ, залізниць, автомобільних доріг та інших комунікацій, які можуть бути використані як засоби вільного потоку.

Найбільший ризик аварій на магістральних трубопроводах пов'язаний з поздовжніми пошкодженнями, які можуть виникнути як на основному металі труби, так і в області зварних швів при утворенні корозійних «свищів», розривів «гільйотини». Характерна тривалість режиму витoku масла залежить від розміру пошкодженого отвору.

Один з варіантів дискретного розподілу вірогідності витoku нафти з дефектних отворів з 3-ма характерними розмірами L_p/D і відповідними їм еквівалентними площами $S_{\text{екв}}$ приведений в таблиці 4.1. Значення $S_{\text{екв}}$ показані для верхньої межі інтервалу характерних розмірів L_p/D дефектних отворів припускаючи, що вони ромбічної форми із співвідношенням довжини до ширини 8:1. D – умовний діаметр трубопроводу, $S_0 = \pi D^2/4$ – площа поперечного перерізу труби магістрального нафтопроводу [31].

Таблиця 4.1

Параметри дефектного отвору на небезпечних виробничих об'єктах магістральних нафтопроводів та магістральних нафтопродуктопроводів та

частота виникнення, утворена цими параметрами $f_m^{L_p}$

Параметр дефектного отвору	Свищ $m = 0$	Мала тріщина $m = 1$	Середня тріщина $m = 2$	Гільйотинний розрив $m = 3$
L_p/DN	$S_{\text{эф}} \leq 10\text{м}^2$ незалежно від діаметру	0,3	0,75	1,5
$S_{\text{эф}}/S_0$		0,0072	0,0448	0,179
Частота розривів $f_m^{L_p}$	0,7	0,165	0,105	0,03

При моделюванні сценарію витoku нафти можна отримати значення β від обсягу аварійного розливу нафти, яке реалізується ймовірністю.

Кількість нафти, яка може витікати під час аварії, є функцією ймовірності, яка залежить від наступних випадкових параметрів:

- розташування і площа пошкодженого отвору (зазору);

– тривалість витоку нафти від моменту аварії до зупинки трубопроводу становить 3-20 хвилин для великих перерв і кілька годин для невеликих витоків, які ускладнюють запис обладнання;

– тривалість витоку нафти від моменту зупинки трубопроводу до закриття запірною клапана.

У роботі застосована вище приведена техніка до досліджуваної ділянки магістрального трубопроводу. Протяжність ділянки становить $l = 72$ км, діаметр труби $D = 800$ мм. Геодезична відмітка початку ділянки трубопроводу $Z_1 = 300$ м, кінця ділянки трубопроводу $Z_2 = 240$ м. Тоді відповідно різниця геодезичних позначок становить $\Delta Z = 60$ м. По трасі нафтопроводу через 12-22 км розміщені лінійні контрольні пункти (КП) та лінійні відкриваючі засувки, які призначені для відсікання ділянки нафтопроводу при виникненні аварії. Витрата нафти в справному нафтопроводі при працюючих насосних станціях $Q_0 = 0,63$ м³/год, витрата нафти в пошкодженому нафтопроводі $Q_b = 0,87$ м³/год. Тиск на початку і в кінці ділянки трубопроводу в пошкодженому стані становить $P_1 = 50,4 \cdot 10^5$ Па та $P_2 = 5,05 \cdot 10^5$ Па відповідно. Густина нафти $\rho = 860$ кг/м³. Гідравлічний нахил при перекачуванні нафти по справному нафтопроводу $i_0 = 0,004$. Протяжність від насосної станції до місця пошкодження $x^* = 45$ км. Показник режиму руху нафти по нафтопроводу $m_0 = 1,64$. Умовно приймемо, що аварія сталася о $t_a = 7$ год 30 хв, час зупинки насосів $t_0 = 7$ год 45 хв, час закриття засувок $t_z = 8$ год 15 хв, тоді $\tau_1 = 20$ хв (1200 с), а $\tau_2 = 40$ хв (2400 с).

Розрахуємо об'єм нафти, яка вилілася з трубопроводу з моменту пошкодження до зупинки роботи насосів (для всіх сценаріїв):

$$V_i^H = Q_i \cdot \tau_i \quad (4.6)$$

$$V_1^H = 0,867 \cdot 1200 = 1040,4 \text{ м}^3$$

$$V_2^H = 0,867 \cdot 2400 = 2080,8 \text{ м}^3$$

Витрата нафти через місце пошкодження Q_1 становитиме:

$$Q_1 = Q_e - Q_o \cdot \left\{ 1/(l - x^*) \cdot \left[Z_1 - Z_2 + \frac{(P_1 - P_2)}{\rho \cdot g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q_e}{Q_o} \right)^{2 - m_0} \right] / i_0 \right\}^{\frac{1}{2} - m_0} \quad (4.7)$$

$$Q_1 = 0,87 - 0,63 \cdot \left\{ 1/(72000 - 45000) \cdot \left[300 - 240 + \frac{(50,4 \times 10^5 - 5,05 \times 10^5)}{0,860 \cdot 9,81} - 0,004 \cdot 45000 \cdot \left(\frac{0,87}{0,63} \right)^{2 - 1,64} \right] / 0,004 \right\}^{\frac{1}{2} - 1,64} = 0,867 \text{ м}^3/\text{с}$$

Розрахуємо об'єм нафти, яка вилілася з трубопроводу з моменту зупинки перекачування до закриття засувки:

$$V_i^q = Q_i \cdot \tau_i \quad (4.8)$$

$$V_{2^1}^q = 0,013 \cdot 2400 = 31,2 \text{ м}^3$$

$$V_{2^2}^q = 0,081 \cdot 2400 = 194,4 \text{ м}^3$$

$$V_{2^3}^q = 0,325 \cdot 2400 = 780 \text{ м}^3$$

Витрата нафти через вибрані дефектні отвори:

$$Q_{i1} = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_i} \quad (4.9)$$

$$Q_{i1} = 0,595 \cdot 0,0007 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 49} = 0,013 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{i2} = 0,595 \cdot 0,0044 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 49} = 0,081 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{i3} = 0,595 \cdot 0,0176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 49} = 0,325 \text{ м}^3/\text{с}$$

Напір в отворі:

$$h_i = Z_i - Z_m - h_T - h_a \quad (4.10)$$

$$h_i = 300 - 240 - 1 - 10 = 49 \text{ м}$$

Коефіцієнт витрати нафти через нафтопровід μ відповідного діаметра визначається залежно від числа Рейнольдса. Розраховане число Рейнольдса для

усіх трьох розмірів дефектного отвору є більшим за 300000, а отже коефіцієнт витрати нафти через нафтопровід μ становить 0,595.

Площа дефектного отвору ω становить:

$$\omega_1 = 0,785 \cdot d^2 \quad (4.11)$$

$$\omega_1 = 0,785 \cdot 0,3^2 = 0,0007 \text{ м}^2$$

$$\omega_2 = 0,785 \cdot 0,75^2 = 0,0044 \text{ м}^2$$

$$\omega_3 = 0,785 \cdot 1,5^2 = 0,0176 \text{ м}^2$$

Розрахуємо об'єм нафти, яка вилася з трубопроводу з моменту закриття засувки до зупинки витікання нафти:

$$V_3 = \frac{(\pi \cdot D_{BH}^2 \cdot l_e)}{4} \quad (4.12)$$

$$V_3 = \frac{3,14 \cdot 0,8^2 \cdot 4200}{4} = 2110,08 \text{ м}^3$$

де l_e – сума довжин ділянок між перевальними точками.

Визначаємо повний об'єм нафти, яка вилася при аварії у безнапірному режимі:

$$V_i^c = V_i^q \cdot V_3 \quad (4.13)$$

$$V_1^c = 31,2 + 2110,08 = 2141,28 \text{ м}^3$$

$$V_2^c = 194,4 + 2110,08 = 2304,48 \text{ м}^3$$

$$V_3^c = 780 + 2110,08 = 2890,08 \text{ м}^3$$

Визначаємо для кожного сценарію повний об'єм нафти, що вилася за час аварії:

$$V_i^y = V_i^H \cdot V_i^c \quad (4.14)$$

$$V_1^y = V_{11}^H \cdot V_1^c = 1040,4 + 2141,28 = 3181,68 \text{ м}^3$$

$$V_2^y = V_{12}^H \cdot V_1^c = 2080,8 + 2141,28 = 4222,08 \text{ м}^3$$

$$V_3^y = V_{21}^H \cdot V_2^c = 1040,4 + 2304,48 = 3344,88 \text{ м}^3$$

$$V_4^y = V_{22}^H \cdot V_2^c = 2080,8 + 2304,48 = 4385,28 \text{ м}^3$$

$$V_5^y = V_{31}^H \cdot V_3^c = 1040,4 + 2890,08 = 3930,48 \text{ м}^3$$

$$V_6^y = V_{32}^H \cdot V_3^c = 2080,8 + 2890,08 = 4970,88 \text{ м}^3$$

Середня маса втрат M_3 нафти визначається за формулою:

$$M_3 = \rho \sum_{i=1}^{12} f_i \cdot V_i (1 - K_{36}) \quad (4.15)$$

$$M_3 = 860 \cdot (0,45 \cdot 0,8 \cdot 752,716 + 0,45 \cdot 0,2 \cdot 1276,505 + 0,25 \cdot 0,8 \cdot 785,042 + 0,25 \cdot 0,2 \cdot 1308,831 + 0,1 \cdot 0,8 \cdot 300,776 + 0,1 \cdot 0,2 \cdot 1424,565) = 568340,72 \text{ кг}$$

де K_{36} – величина частки зібраної нафти, може становити 0,5-0,9 при тривалості зупинки перекачування 15 хв і тривалості перекриття засувок 30 хв (приймаємо $K_{36} = 0,8$);

f_i – ймовірність для кожного сценарію.

Очікувані втрати нафти (з врахуванням вірогідності аварійних витоків нафти з МН) R_v визначалися за такою формулою:

$$R_v = \lambda_n \cdot M_3 \quad (4.16)$$

$$R_v = 0,408 \cdot 568340,72 = 231883,02 \text{ кг}$$

де λ_n – інтенсивність аварійних відмов на ділянці траси

$$\lambda_n = \frac{\lambda_{\text{сер}} \cdot F_n}{B_{\text{сер}}} \quad (4.17)$$

$$\lambda_n = \frac{0,245 \cdot 5}{3} = 0,408$$

де $\lambda_{\text{сер}}$ – середньостатистичне значення аварій на всіх діючих МН за останні 5 років, становить 0,245;

$V_{\text{сер}}$ – бальна оцінка середньостатистичного нафтопроводу, приймається 3;

F_n – бальна оцінка різних ділянок магістрального нафтопроводу, що залежить від терміну їх експлуатації і місця пролягання. Приймається 5, оскільки термін експлуатації перевищує 30 років і лінійна частина трубопроводу за розміщенням може бути віднесена до ділянок траси, що проходять через зони з підвищеною щільністю населення, в яких можливі витoki нафти з магістральних нафтопроводів через розкрадання нафтопродуктів, вандалізм і інші дії з боку третіх осіб та ділянок траси, що примикають до НПС, які є «джерелами» або «приймачами» циклічних навантажень на МН, пов'язаних із змінами режиму перекачування і виникненням при цьому гідравлічних хвиль.

За отриманими даними згідно [34] можемо зробити оцінку забруднення земель та водних об'єктів. З точки зору тяжкості екологічних наслідків в загальному випадку можна виділити три типи умов взаємного розташування місця аварії на нафтопроводах з природними об'єктами:

- аварії на ділянках далеко від водних об'єктів;
- аварії на підводних переходах нафтопроводу;
- аварії поблизу водоймищ і потоків.

У першому випадку весь об'єм нафти, що вилася, розподіляється по поверхні суші. Площа первинного забруднення і глибина проникнення в ґрунт істотно залежать від шорсткості поверхні (мікро- і макрорельєф, пористість та ін.).

Для наближених розрахунків площі забруднення поверхні землі $F_{\text{ГР}}$ з урахуванням заходів щодо збору нафти, що розлилася, використовується формула:

$$F_{\text{ГР}} = 53,3 \left(\frac{M_3}{\rho} \right)^{0,89} \quad (4.18)$$

$F_{ГР} = 53,3 \left(\frac{568340,72}{860} \right)^{0,89} = 17243,5 \text{ м}^2$ – максимально допустима площа забруднення.

$F_{ГР.оч} = 53,3 \left(\frac{231883,02}{860} \right)^{0,89} = 7764,5 \text{ м}^2$ – очікувана площа забруднення.

де M_z – середня маса втраченої нафти, кг

Для отримання точніших оцінок або для особливо важливих об'єктів, таких, як заповідники, зелені зони міст і тому подібне, площа забруднення землі визначається із залученням експертів-грунтознавців.

Наближена оцінка площі забрудненої водної поверхні розраховується по формулі:

$$F_{П} = V_p / 0,003 \quad (4.19)$$

де V_p – об'єм нафти, що розлилася, потрапила у водні об'єкти, м^3 .
Приймаємо, що 35 % від загальної маси нафти, що витекла при аварії, потрапило у водойму.

$$V_p = \frac{M_p}{\rho} 0,35 \quad (4.20)$$

$$V_p = \frac{568340,72}{860} 0,35 = 231,3 \text{ м}^3$$

$$F_{П} = \frac{231,3}{0,003} = 77100,5 \text{ м}^2$$

При аваріях поблизу водоймищ і потоків співвідношення об'єму нафти, що забруднила сушу, і об'єму нафти, що потрапила у водні об'єкти, істотно залежить від взаємного розташування нафтопроводу і водних об'єктів, макрорельєфу прилеглої території, наявності захисних споруд, а також від загального об'єму нафти, що витекла. Визначення відношення для кожної такої ділянки нафтопроводу здійснюється експертним шляхом.

Оцінка ступеню забруднення земель

Використовуючи методику [34] виконаємо оцінку ступеню забруднення земель. Ступінь забруднення земель визначається нафтонасиченістю ґрунту.

Нафтонасиченість ґрунту або кількість нафти (маса $M_{вп}$ або об'єм $V_{вп}$), що поглинулася ґрунтом, визначається із відношення:

$$M_{вп} = K_n \cdot \rho \cdot V_{гр}, \text{ кг} \quad (4.21)$$

$$M_{вп} = 0,38 \cdot 860 \cdot 862,18 = 281758,8 \text{ кг} = 281,8 \text{ т}$$

$$V_{вп} = K_n \cdot V_{гр}, \text{ м}^3 \quad (4.22)$$

$$V_{вп} = 0,38 \cdot 862,18 = 327,62 \text{ м}^3$$

Значення нафтоємності ґрунту K_n приймається в залежності від його вологості. Для ґрунтів досліджуваного профілю (легкий суглинок з вологістю 20%) приймаємо $K_n = 0,38$.

Об'єм нафтонасиченого ґрунту $V_{гр}$ визначається по формулі:

$$V_{гр} = F_{гр} \cdot h_{сер}, \text{ м}^3 \quad (4.23)$$

$$V_{гр} = 17243,5 \cdot 0,05 = 862,18 \text{ м}^3$$

Середня глибина $h_{сер}=0,05$ припитки ґрунту по всій площі $F_{гр}$ нафтонасиченого ґрунту визначається як середнє арифметичне із шурфовок (не менше 5 рівномірно розподілених по всій поверхні).

Оцінка ступеню забруднення водних об'єктів

Ступінь забруднення водних об'єктів визначається масою розчиненої та емульгованої у воді нафти.

Маса нафти, що забруднює товщу води, визначається за формулою (для середніх водотоків – річок):

$$M_{\text{н.в.-к}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p (C_n - C_\phi) \quad (4.25)$$

де C_n – концентрація насичення, приймається в залежності від типу водного об'єкта ($C_n = 122 \text{ г/м}^3$ для річок);

$C_\phi = 0,05 \text{ г/м}^3$ – фонові концентрації розчиненої та емільгованої нафти в річці до аварії;

M_p – маса нафти, розлитої на поверхню водного об'єкта визначається з використанням інструментальних вимірювань за формулою:

$$M_p = (m_p - m_\phi) F_n \cdot 10^{-6} + (C_p - C_\phi) V_p \cdot 10^{-6} \text{ т} \quad (4.26)$$

де F_n – площа поверхні річки, покрита нафтою, м^2 ;

$C_p = 8 \text{ г/м}^3$ – концентрація розчиненої та емульгованої нафти в річці після аварії;

m_p – питома вага плівкової нафти на 1 м^2 річки після аварії (70 г/м^2);

m_ϕ – питома вага плівкової нафти на 1 м^2 річки до аварії (2 г/м^2).

$$M_p = (70 - 2) 77100,5 \cdot 10^{-6} + (8 - 0,05) 231,3 \cdot 10^{-6} = 5,25 \text{ т}$$

$$M_{\text{н.в.-к}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot 5,25 (122 - 0,05) = 0,56 \text{ т}$$

Маса плівкової нафти, що залишилась на водній поверхні після проведення обов'язкових заходів по ліквідації наслідків розливів нафти, розраховується за формулою:

$$M_{\text{пл.}} = m_{\text{пл.}} \cdot F_n \quad (4.27)$$

$m_{\text{пл.}} = 0,4 \text{ г/м}^2$ – питома маса плівкової нафти на 1 м^2 після ліквідації аварії.

$$M_{\text{пл.}} = 0,4 \cdot 77100,5 = 0,031 \text{ т}$$

Маса нафти, що приймається для розрахунку плати за забруднення водного об'єкта при аваріях на магістральних нафтопроводах M_y , розраховується за формулою:

$$M_y = M_{пл.} + M_{н.в.-к} \quad (4.28)$$

$$M_y = 0,031 + 0,56 = 0,591 \text{ т}$$

Оцінка ступеню забруднення атмосфери

Ступінь забруднення атмосфери внаслідок аварійного розливу нафти визначається масою летких низькомолекулярних вуглеводнів, що випарувалися з покритою нафтою поверхні землі або водойм.

Маса вуглеводнів, що випарувалися з поверхні землі, покритої розливою нафтою, визначається по формулі:

$$M_{в.в.} = q_{в.в.} \cdot F_{гр} \cdot 10^{-6}, \text{ т} \quad (4.29)$$

$q_{в.в.} = 556 \text{ г/м}^2$ питома величина викидів – приймається в залежності від наступних параметрів: густина нафти, середня температура поверхні випаровування $t_{п.в.}$, товщини шару нафти на поверхні землі $\Delta_{п.}$, тривалості процесу випаровування вільної нафти з поверхні землі $T_{п.в.} = 48 \text{ год.}$

Середня температура поверхні випаровування визначається за формулою:

$$t_{п.в.} = 0,5 \cdot (t_{в.} + t_{п.}) \quad (4.30)$$

де $t_{в.ш.} = 8^\circ\text{C}$ – температура верхнього шару землі;

$t_{п.} = 12^\circ\text{C}$ – температура повітря.

$$t_{п.в.} = 0,5 \cdot (8 + 12) = 10^\circ\text{C}$$

$$M_{в.в.} = 556 \cdot 17243,5 \cdot 10^{-6} = 9,59 \text{ т}$$

Маса вуглеводнів, що випарувалися в атмосферу з поверхні водного об'єкта, покритого нафтою, визначається за формулою:

$$M_{в.} = q_{в.в.} \cdot F_{п} \cdot 10^{-6}, \text{ т} \quad (4.31)$$

де $q_{в.в.} = 256 \text{ г/м}^2$ – питома величина викидів.

$$M_{в.} = 256 \cdot 77100,5 \cdot 10^{-6} = 19,74 \text{ т}$$

Маса нафти, що приймається для розрахунку плати за викиди вуглеводнів нафти в атмосферу при аваріях на магістральних нафтопроводах, розраховується по формулі:

$$M_{н} = M_{в.в.} + M_{в.}, \text{ т} \quad (4.32)$$

$$M_{н} = 9,59 + 19,74 = 29,33 \text{ т}$$

Виходячи з отриманих результатів розрахунку, можна визначити масу нафти, що була безповоротно втрачена (внаслідок поглинання ґрунтом, потрапляння у водний об'єкт та випаровування):

$$M_{б.в.} = M_{вп} + M_{у} + M_{н}, \text{ т} \quad (4.33)$$

$$M_{б.в.} = 281,8 + 0,591 + 29,33 = 311,721 \text{ т}$$

Кількісна оцінка рівня екологічного ризику (або абсолютне значення екологічного ризику) не дає можливості вирішення питання про його прийнятність чи неприйнятність. Тому вводиться поняття відносного екологічного ризику $R_{ек.в.}$, який дозволяє порівняти реальне значення ризику $R_{ек.дійсне}$ з його максимально допустимим значенням $R_{ек.дон}$ (при цьому для розрахунків береться середня частота відмов на магістральних нафтопроводах, щоб нівелювався вплив екологічних показників).

$$R_{\text{ек.в}} = \frac{R_{\text{ек.дійсне}}}{R_{\text{ек.доп}}} = \frac{\lambda}{\lambda_{\text{сер}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_{\text{max}} \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_{\text{max}} \cdot n} \quad (4.34)$$

де λ – частота виникнення аварій, $1/(\text{рік} \cdot \text{км}) = 0,24$;

$\lambda_{\text{сер}}$ – середньостатистична частота виникнення аварій, $1/(\text{рік} \cdot \text{км}) = 0,245$;

n – кількість дефектів в тілі труби (за результатами дослідження приймаємо 4-6);

$Q_i = 0,63 \text{ м}^3/\text{год}$ – прогнозована витрати нафти;

$Q_{\text{max}} = 0,87 \text{ м}^3/\text{год}$ – максимально допустима витрата нафти;

$S_i = 7764,5 \text{ м}^2$ – площа забруднення земель при витраті Q_i ;

$S_{\text{max}} = 17243,5 \text{ м}^2$ – максимально допустима площа забруднення.

Відносний екологічний ризик для досліджуваної ділянки магістрального нафтопроводу за формулою 4.34 буде дорівнювати:

$$R_{\text{ек.в}} = \frac{0,24}{0,245} \cdot \left(\frac{0,63}{0,87 \cdot 4} + \frac{0,63}{0,87 \cdot 5} + \frac{0,63}{0,87 \cdot 6} \right) \cdot \left(\frac{7764,5}{17243,5 \cdot 4} + \frac{7764,5}{17243,5 \cdot 5} + \frac{7764,5}{17243,5 \cdot 6} \right) = 0,126$$

Якщо максимальний відносний екологічний ризик прийняти $R_{\text{ек.в(max)}} = 1$, то досліджувану ділянку нафтопроводу можна віднести до сприятливої в екологічному відношенні.

Відносний технічний ризик при експлуатації трубопроводу оцінюється за такою залежністю:

$$R_{\text{т.в}} = \frac{\lambda}{\lambda_{\text{сер}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{p_{\text{експ.}i}}{p_{n,i} \cdot n} \quad (4.35)$$

де $p_{\text{експ.}i} = 5,04 \text{ МПа}$ – експлуатаційний тиск;

$p_{n,i} = 4,94 \text{ МПа}$ – значення пониженого тиску з урахуванням втрат металу.

$$R_{\text{т.в}} = \frac{0,24}{0,245} \cdot \left(\frac{5,04}{4,94 \cdot 3} + \frac{5,04}{4,94 \cdot 4} + \frac{5,04}{4,94 \cdot 5} \right) = 0,783$$

Досліджувана ділянка магістрального нафтопроводу є несприятливою в технічному відношенні, оскільки має підвищене значення технічного ризику.

ВИСНОВКИ

1. У розділі проаналізовано питання комплексного розгляду всіх видів діяльності в нафтовій промисловості та оцінено їх взаємозалежність з навколишнім середовищем, у тому числі: провести геологорозвідку, видобуток нафти, транспортування нафти, сховище нафти, переробка нафти. Вирішені питання, які базуються на методі систематичного аналізу складних об'єктів.

2. Встановлено, що оцінка ризику аварій на трубопроводах передбачає вивчення різних типів сценаріїв, викликаних природними та техногенними причинами. Однак ряд факторів може спричинити аварію, наприклад, втрата цілісності труби або збільшення пошкодження.

3. Виділено три типи умов взаємного розташування місця аварії на нафтопроводах з природними об'єктами: аварії на ділянках далеко від водних об'єктів, аварії на підводних переходах нафтопроводу, аварії поблизу водоймищ і потоків.

4. Проаналізовано, що основна частина виходу з ладу і небезпека трубопроводів, що значно знижує їх експлуатаційну здатність через корозію металів, що знаходяться на зовнішній і внутрішній поверхні труб, а також стрес-корозійних і корозійних факторів.

5. Побудовано за допомогою методу «дерева подій» моделі, які використовується в роботі для виявлення причинно-наслідкових зв'язків та надзвичайних ситуацій у надзвичайних ситуаціях, що дозволяє здійснювати якісні та кількісні оцінки ризиків. Даний метод обраний для роботи, оскільки є можливість аналізу настання подій, які можуть призвести до різних ускладнень на нафтопроводах і як наслідок після них. Методи допомагають ідентифікувати сценарії аварій з різними наслідками початкової події для визначення зв'язку відмови системи з наслідками аварії для визначення порядку найбільш сприятливого ризику через їх високу ймовірність.

6. Оцінено площі забруднень нафтою й нафтопродуктами об'єктів навколишнього середовища, а саме: водні ресурси, земельні ресурси та атмосферне повітря.

7. Проведено кількісну оцінку екологічного та відносного технічного ризиків. Розрахунки показали, що значення екологічного ризику є сприятливим в екологічному відношенні, інший ризик – при експлуатації не задовольняє умову, оскільки має значення вище встановлених нормативів.

РОЗДІЛ 5

ПРОГНОЗУВАННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА РОЗПОДІЛ ІНТЕНСИВНОСТІ АВАРІЙ

5.1 Проблеми безпеки об'єктів нафтової промисловості

Надійність і безпека основних трубопроводів забезпечується розробкою і впровадженням технічно правильних техніко-технологічних рішень на етапах проектування, будівництва та експлуатації. Основи надійності та безпеки магістральних трубопроводів при проектуванні закладаються техніко-технологічними рішеннями з використанням розрахункових методів, які повністю відображають реальні умови експлуатації. Суворе дотримання наукових якісних проектних рішень під час будівництва та експлуатації забезпечує надійність і безпеку системи трубопроводів. З огляду на це, надійність і безпека магістрального трубопроводу значною мірою визначається рівнем механічного напруження в носії [63]. Техніко-технологічні рішення повинні бути спрямовані на зниження рівня напруги та забезпечення роботи насосної станції виробу. Якість цих розчинів оцінюють шляхом забезпечення мінімальної напруги та мінімальної частоти їх зміни структури за умов покладеного на них навантаження. Зміни близькості та розташування магістральних трубопроводів під час їх тривалої експлуатації, а також науково-технічні досягнення останніх років щодо надійності та безпеки трубопроводів необхідні та дозволені Поточні заходи щодо підтримки працездатності ключових трубопроводів. У процесі технічної експлуатації магістральних трубопроводів проводиться ремонт і перебудова обладнання для збереження надійності та безпеки в змінених умовах.

Ключовими питаннями енергетичної безпеки є об'єкти нафтової промисловості та їх безпека, які представлені в таких аспектах:

– екологічна безпека визначається як захист від надмірного забруднення шкідливими речовинами та радіацією, деградації ґрунтів і ландшафту, біорізноманіття, негативного впливу на верхній шар земної кори під час видобутку корисних копалин;

– промислова безпека, що визначає захист від порушень технічної системи;

– катастрофи, спричинені пожежею, вибухом, викидами, шкідливими речовинами тощо, а також порушенням стандартів і правил технічної безпеки;

– технологічна безпека, яка вважається захистом від таких загроз: зниження технічного рівня виробництва, велике зберігання застарілого обладнання, неприпустимість економічних інновацій, велика залежність від іноземних технологій та обладнання скорочення досліджень і розробок;

– безпека сировини, що визначає захист від дефіциту різних видів сировини від порушення умов зовнішнього постачання, від низької ефективності в народному господарстві, низького рівня самокупності країн і регіонів загалом;

– природна безпека, основними факторами є недотримання відповідних вимог під час будівництва та експлуатації виробничих та житлових будинків, низька достовірність прогнозів стихійного лиха, невідповідність населення та невідповідність спецслужб до стихійних лих та їх подолання наслідків.

Безпека вважається комплексним надбанням надійності об'єкта (системи) нафтової промисловості і визначається як здатність об'єкта запобігати небезпечним ситуаціям для людей і навколишнього середовища [62].

Комбіновані показники безпеки – це ризик аварій. Високі техніко-економічні показники магістральних трубопроводів досягаються за рахунок зниження ризику аварій. Для успішної розробки більш важливих трубопроводів необхідно розробити техніко-технологічні рішення щодо зниження техногенних ризиків, забезпечення надійності та безпеки об'єкта.

Технічний ризик визначається ризиком аварій (рис. 5.1) на виробничому майданчику, що робить його важливим критерієм при проектуванні та експлуатації паливної апаратури. Технічний ризик є предметом теоретичного дослідження надійності і пов'язаний з надійністю ресурсів та індивідуальним

застосуванням надійності та безпеки об'єктів. На даний момент проведено теоретичні дослідження технічних ризиків при експлуатації нафтового обладнання, що вирішує задачу розробки математичних моделей процесів їх виникнення і, зокрема, отримання формул для розрахунків Базове значення інтенсивності небезпека в трубі.

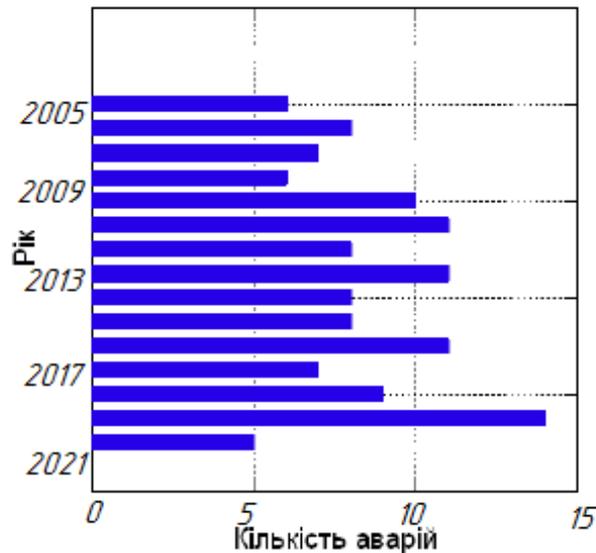


Рис. 5.1. Динаміка аварій на магістральних нафтопроводах за період 2005-2021 роки

Аналіз останніх досліджень і публікацій щодо виникнення ризиків при експлуатації нафтового обладнання виявляє їх вузькі поняття та характеристики. Існуючі методи розрахунку базової величини інтенсивності аварії є досить складними та мають програмні обмеження, які перешкоджають викладенню результатів таких досліджень у загальному, зручному для використання форматі.

На сьогоднішній день відсутній порівняльний аналіз відомих методів розрахунку базового значення інтенсивності аварії. Немає інформації про вплив конструкції нафтового обладнання, особливо трубопроводів, на доцільність використання конкретного методу. Знаходження загальної моделі розробки методів розрахунку базового значення інтенсивності аварій на трубопроводах незалежно від умов експлуатації, видів технологічних процесів та інших факторів впливу є важливим науково-технічним завданням [59].

Аналіз ризиків, як правило, розглядається як невід'ємна частина комплексних підходів до прийняття рішень і програм для запобігання та зменшення ризиків для життя людей та погіршення стану навколишнього середовища. Параметри його роботи, тобто ненормальна робота. Вихід з ладу трубопроводу пов'язаний із виникненням повного аварійного виходу з ладу, що вимагає підземного ремонту для заміни пошкодженого елемента, і як наслідок – втрати нафти через простой [54].

Умови роботи трубопроводу дуже важкі: трубопровід, крім постійного навантаження, – його вага –, крім того, отримує змінне навантаження. Нафтова труба також піддається згинанню в разі деформації та корозії. Надмірне навантаження на трубу – змінне напруження (напруження – стиснення), що сприяє ослабленню різьбових з'єднань. Змінне напруження, яке може призвести до втрати стійкості труби, ослаблення та розпаду стикових з'єднань – може спричинити депресію або пошкодження труби.

Процес зносу труб зумовлений двома факторами: застосуванням циклу навантаження від ваги матеріалу і поздовжнім вигином труби внаслідок нерівномірного обвалення ґрунту. Склад рідини, що витягується, має значний вплив на інтенсивність зносу труб. Таким чином, виробництво зневодненої нафти забезпечує краще змащування і зменшує знос.

Найпоширенішою проблемою нафтових труб є втрата герметичності з'єднання. Витоки призводять до втрати транспортного масла і необхідності проведення складних ремонтних робіт. Перш за все, герметичність залежить від властивостей рідини, що транспортується. Дослідження показало, що втрат під час транспортування чистої нафти середньої в'язкості не було [18].

5.2 Розрахунок технічних ризиків при нафтоотранспортуванні

Ступінь екологічної небезпеки [34-37] визначається величиною ризику катастрофічної катастрофи, яка може статися людиною. Аналіз ризиків пов'язаний з аналізом загроз, які визначають рівень безпеки. Для кількісної

оцінки екологічних ризиків пропонується розглядати теорію надійності за НС як ризик, що призводить до порушення стабільності компонентів навколишнього середовища [38].

У загальному випадку спосіб розрахунку значною мірою визначається характером відмови і типом закону розподілу часу виникнення відмови. Для періоду нормальної роботи з характеристикою негайного відмови час виникнення відмови відповідає закону експоненціального розподілу, що характеризується умовою $\lambda = \text{const}$.

Спосіб розрахунку залежить від способу з'єднання елементів. Містить важливі або резервні вкладення. Основне з'єднання елементів – з'єднання, при якому відмова будь-якого елемента призводить до відмови всього з'єднання. Елементи можуть бути послідовними, паралельними або змішаними електричними з'єднаннями. Елементарне резервне з'єднання – з'єднання, при якому відбувається збій з'єднання, якщо не виходить з ладу всіх критичних і порожніх елементів.

Метод інженерного розрахунку дозволяє оцінити очікувану надійність плати блоку та всього обладнання на різних етапах проектування. За цією ознакою методи розрахунку надійності можна розділити на такі групи [42]:

- 1) розрахунок нормативів надійності – на етапі розробки технічних завдань;
- 2) приблизний розрахунок надійності – на етапі проектування ескізу;
- 3) підсумкові (повні) розрахунки з урахуванням режиму роботи елементів і факторів – на стадії технічного проектування, задач робочих документів;
- 4) експериментальна оцінка рівня надійності – на етапі дійсних випробувань готової моделі.

У разі розрахунків надійності складного приладу роблять його поділ на окремі складові. Спочатку розраховують інтенсивність відмов кожної частини, а потім визначають інтенсивність відмови всього пристрою, додавши частоту відмов частин, що входять до нього.

З поняттям екологічної безпеки пов'язане питання екологічного ризику.

Екологічний ризик є важливою ознакою екологічної небезпеки, оскільки відображає її об'єктивну сутність – ймовірність настання цього явища. Функціональною особливістю екологічного ризику є його здатність до прояву своїх властивостей протягом усього періоду існування нафтопроводу, від пуску в експлуатацію, у процесі експлуатації та до припинення експлуатації.

Ризик передбачає ймовірність настання небажаного результату внаслідок впливу на стабільну позитивну ситуацію зовнішніх або внутрішніх чинників, ступінь екологічного ризику можна визначити як категорію, яка характеризує важливість екологічного ризику, ймовірність відвернення можливих негативних наслідків навколишньому природному середовищу та здоров'ю населення, способи повернення у попередній стан екосистеми після впливу на них негативних природних факторів та джерел підвищеної екологічної небезпеки з розрахунком необхідних матеріально-ресурсних затрат. Критеріями для визначення ступеня екологічного ризику можуть бути як матеріальний, так і людський чинники [29].

Відповідно до теорії надійності, пропонується прийняти надійність трубопроводу як показник екологічної безпеки трубопроводу. Існують такі показники надійності[39-43]:

– ймовірність збою в експлуатації або ймовірність екологічної безпеки – це ймовірність того, що протягом певного періоду відмова трубопроводу або його частин не відбудеться;

– параметр відмов – це відношення математичного очікування кількості відмов трубопроводу або його компонентів до часу роботи за відносно короткий проміжок часу;

– час відмов – це час випадкової роботи трубопроводу або його частини від відновлення після ремонту до наступного відмови.

Кількісний рівень ризику для трубопровідних систем бажано прийняти ймовірність відмови $Q(t)$ протягом часу роботи t . Протилежна їй ймовірність $P(t) = 1 - Q(t)$ – це ймовірність безвідмовної роботи нафтопроводів або ймовірність екологічної безпеки:

$$P(t) = P\{t \geq t_{ij}\}, \quad (5.1)$$

де t_i – довільний відрізок часу.

Розрахуємо показник надійності при прокладці трубопроводу в ряд. Для розрахунку надійності окремих елементів трубопроводу беруть 1 км трубопроводу. З точки зору надійності такий елемент простий і оборотний, а в процесі експлуатації може мати лише дві ситуації: спрацювання і вихід з ладу (миттєвий вихід з ладу і плановий ремонт).

Для розрахунку середнього значення питомого параметра потоку відмов ω_{0mid} використаємо формулою:

$$\omega_{0mid} = \frac{n}{t \cdot \sum L}, \quad (5.2)$$

де ω_{0mid} – питомий параметр потоку відмов ділянки нафтопроводу i -го діаметра та матеріалу труб, 1/рік·км, (1/год·км);

n – кількість відмов на ділянках нафтопроводів;

t – термін спостереження (роки або години);

L – протяжність нафтопроводів, км.

Параметр потоку відмов ділянки нафтопроводу довжиною L розраховується за формулою:

$$\omega_{nn} = \omega_{0d} \cdot L, \text{ 1/рік (1/год)} \quad (5.3)$$

Напрацювання на відмову нафтопроводу:

$$T = \frac{1}{\omega_{nn}}, \text{ років, (год)} \quad (5.4)$$

Ймовірність безвідмовної роботи нафтопроводу протягом року визначається за формулою:

$$P(t) = e^{-\omega_{nn}t}, \quad (5.5)$$

де t – 1 рік або 8760 годин.

Надійність системи подачі палива розраховується в напрямку від перекачувальної станції до споживача, розташованого в останньому вузлі трубопроводу. Метод розрахунку застосовується за наступними формулами.

Показник питомого параметру потоку раптових відмов магістральних нафтопроводів за період з 2005 по 2021 рр. становить:

$$\omega_{ок} = \frac{25}{16 \cdot 4767} = 0,00033 \text{ 1/рік} \cdot \text{км}$$

Середнє значення питомого параметру потоку відмов магістральних нафтопроводів України за 16 років дорівнює:

$$\omega_{ор} = \frac{467}{16 \cdot 4767} = 6 \cdot 10^{-3} \text{ 1/рік} \cdot \text{км}$$

Середнє значення питомого параметру потоку ремонтних відключень та раптових відмов магістральних нафтопроводів України за 16 років дорівнює:

$$\omega_{ор} = \frac{480}{16 \cdot 4767} = 6,29 \cdot 10^{-3} \text{ 1/рік} \cdot \text{км}$$

Розрахунки технічних характеристик лінійної частини магістральних нафтопроводів та напрацювання на відмову нафтопроводів наведено в таблиці Б.1 додатку Б.

Середнє значення питомого параметра потоку аварій магістральних нафтопроводів України за останній шістнадцятирічний період становить $6,29 \cdot 10^{-3} \text{ 1/рік} \cdot \text{км}$ [13].

За результатами розрахунком ймовірності безвідмовної роботи найбільш небезпечними є нафтопроводи: Мозир-Броди I, II черга; Броди-Держкордон I, II черга; Відвід на Угорщину км 0-21,4; Одеса-Броди [44, 45].

5.3 Шляхи мінімізації ризиків аварій на трубопроводах вуглеводневої сировини

Розвиток нафтової промисловості супроводжувався побудовою великою кількістю техногенних об'єктів лінійного характеру. У зв'язку з видобутком нафти швидко розвивається транспортна інфраструктура. Будівництво нафтопроводу відбувається повною або частковою зміною середовища та основи для створення на неї механічного впливу. Основними джерелами роботи є самі трубопроводи, що транспортуються цими трубопроводами – нафтопродукти. Вплив трубопровідного транспорту на поверхневу іхтіофауну, рослинність і повітря. При нормальній експлуатації трубопроводу вплив на навколишнє середовище мінімальний [5]. Основний негативний вплив на навколишнє середовище відбувається при аваріях на трубопроводах: відбувається викид під тиском небезпечних хімічних і легкозаймистих речовин, що призводить до аварійних ситуацій.

Для забезпечення нормальної роботи трубопроводу необхідний цілий комплекс науково-технічних і апаратно-програмних засобів. Основна увага в боротьбі з розливом нафти та її продуктів полягає у запобіганні проектування, будівництва та експлуатації потенційно небезпечних виробничих майданчиків. На багатьох нафтовидобувних підприємствах районів і навчальних районів вживаються заходи щодо запобігання надзвичайним ситуаціям, а також мінімізації збитків і збитків у разі аварії. Для забезпечення безпечної експлуатації перевантажувальних станцій і депо генеральне планування та посадки на великій висоті будівель і споруд слід виконувати з урахуванням відключень електроенергії, зон пожежної безпеки та вибухів коридору для технологічних мереж, враховуючи транспортне сполучення та ремонт [2].

Транспортування нафти та нафтопродуктів трубопроводами супроводжується надзвичайними ситуаціями, пов'язаними з розривами трубопроводів та витокami нафти й нафтопродуктів, що призводять до

серйозних екологічних наслідків – забруднення ґрунту та води. Для забезпечення нормальної роботи трубопроводу необхідні апаратно-програмні засоби, а також надійні прогнози аварій і збоїв, які дозволять мінімізувати природні збитки [48].

Головним напрямком у боротьбі з розливами нафти, нафтопродуктів є їх запобігання на етапі проектування, будівництва та експлуатації потенційно небезпечних виробничих об'єктів. Багато місцевих нафтопереробних заводів і районів дослідження вживають запобіжних заходів, щоб запобігти катастрофам, а також зменшити розмір збитків і збитків у разі аварії [32].

Сусідні країни призначають періодичні аудити для перевірки стану трубопроводів, запасних частин і для забезпечення надійної роботи цих технологічних трубопроводів на підприємстві. Результати аудиту є основними оцінити стан трубопроводу та доцільність його подальшої експлуатації. Час аудиту технологічного трубопроводу визначається адміністрацією залежно від швидкості процесу корозії та іржі, з урахуванням досвіду аналогічних трубопроводів, результатів зовнішніх перевірок, первинного аудиту та має забезпечити безпечну експлуатацію труби між ревізіями.

Багато підприємств зарубіжних країн періодично випробовують гідравлічну систему трубопроводу, стискаючи її на міцність тиском води, що дорівнює 2,17 робочого тиску. Спеціальні лабораторії дзеркального та металоаналізу проводять ультразвуковий контроль товщини стінок труб і ділянок труб, контроль зварювання (магнітна візуалізація, рентгенографічні методи), рентгенівський контроль, капілярний контроль. Щоб довгий трубопровід прийшов на допомогу, його не потрібно пошкоджувати в багатьох місцях, достатньо одного пошкодження. Це може бути викликано рідкісними прогалинами, які не мають нічого спільного зі стандартами.

Розглядаючи проаналізовані показники небезпек і відмов, можна узагальнити основні дії та заходи, спрямовані на запобігання розливу нафти. Основні дії щодо локалізації та ліквідації наслідків розливу нафти:

- навчання особового складу та аварійно-рятувальних служб діяльності з локалізації та ліквідації аварійних розливів нафтопродуктів;
- нагляд за роботою комісії з атестації інженерних знань та технічних кадрів;
- безпечна експлуатація обладнання;
- управління технічним станом обладнання та резервуарів для своєчасного виявлення несправностей, пошкоджень та розливів нафтопродуктів;
- своєчасна перевірка знань стандартів і законів промислової безпеки, постійний контроль за їх виконанням;
- своєчасний аудит, випробування, технічний огляд та технічна оцінка резервуарів, трубопроводів та обладнання;
- зберігання та транспортування палива;
- виконувати сезонно-профілактичні роботи та нормативне обслуговування технологічного обладнання;
- технічне обслуговування засобів індивідуального захисту, вантажних автомобілів, спецтехніки, іншої техніки, ремонт матеріалів, вогнегасників, склад будівельних матеріалів, сорбентів, інших матеріалів і технічних засобів;
- усунення провисання, порожніх і неглибоких місць на трубопроводах, особливо при перетині водних шляхів;
- ремонт труб із заміною зношених і пошкоджених місць;
- застосовувати гальмівний захист труб від корозії;
- виконувати роботи з ремонту та обслуговування в справному стані системи;
- підтримка в належній технічній обстановці оборонної споруди, підтримка підготовки до невідкладних дій евакуаційної комісії та евакуаційних машин до спеціальних навчань, стратегії та командування та навчання особового складу відпрацюванню навичок реагування на надзвичайні ситуації.

Наявність густої мережі нафтопроводів, які відрізняються термінами та технологіями будівництва, якістю труб та ізоляційного покриття, робить

магістральну нафтотранспортну мережу України реально небезпечною для довкілля, а заходи, що проводять з метою оптимізації та запобігання аваріям на нафтопроводах, недостатніми або малоефективними враховуючи ріст аварійності. Щоб уникнути аварій на нафтопроводах потрібно, по-перше, замість сталевих трубопроводів застосовувати трубопроводи з полімерних матеріалів, і, по-друге, прокладку нових та ремонт зношених місцевих та розподільчих трубопроводів здійснювати безтраншейним способом замість траншейного (відкритого). Переваги ремонту трубопроводів безтраншейним методом очевидні: витрати на ремонт знижуються в 6-8 разів, а продуктивність робіт зростає в десятки разів.

Трубопроводи з полімерних матеріалів, при будівництві місцевих та нафторозподільчих трубопроводів у порівнянні зі сталевими, мають величезні переваги. Перш за все, вони стійкі до корозії: гарантований термін їх експлуатації не менше 50-ти років. Потім, маса полімерних трубопроводів в чотири і більше разів менше сталевих, що дозволяє їх укласти без застосування важкого устаткування, вони мають ідеально гладкі поверхні внутрішніх стінок, запобігають парафінові та інші відкладення, отже, відпадає необхідність очищення труб. До того ж ці труби мають велику гнучкість, що полегшує їх укладання з заданим ухилом, високою міцністю, завдяки чому витримують більш високий тиск, вимагають менших витрат на технічне обслуговування.

Однак наша промисловість труби з полімерних матеріалів не випускає. Правда, за останні 2-3 роки деякі невеликі фірми почали вже випуск сучасних труб. Всього в Україні виготовляється труб з полімерних матеріалів не більше 5% їх потреби[14]. У залежності від масштабу аварій застосовують різні способи ліквідації витоків та обмеження площі розливу нафти. Так, при витіканні нафти через невеликі тріщини, витік усувають без зупинки перекачування і спорожнення нафтопроводу. При значних витіках нафти пошкоджену ділянку замінюють новою, попередньо спорожнивши трубопровід. Нафту відводять у напрямку природного нахилу місцевості в попередньо підготовлені земляні

комори, траншеї, котловини та інші ємності. Для проведення аварійно-відновлювальних робіт на нафтопроводах працює спеціальний пересувний насосний агрегат, який відкачує нафту з нафтопроводу, збирає розливу нафту з поверхні землі і після усунення порушення закачує її в нафтопровід. Для збору нафти, що розлилася на водній поверхні, застосовують спеціальні нафтозбірники. Також вченими створено ряд біологічних препаратів для збору нафти з поверхні водою [7,15,16,17]. Для захисту труб від корозії потрібно використовувати протикорозійну ізоляцію, що відповідає корозійній активності ґрунту. Протикорозійні захисні покриття мають бути діелектричними, водонепроникними, хімічно інертними до сталі й ґрунту, міцними й еластичними, монолітними й однорідними. Цим вимогам відповідають покриття на бітумній основі (бітумно-гумові, бітумно-мінеральні).

Таким чином, експлуатація магістральних трубопроводів істотно впливає на стан навколишнього середовища та створює велику кількість екологічних небезпек. Отже, правильне розуміння та детальне вивчення екологічних небезпек дасть змогу розумно використовувати методи ідентифікації, діагностики й прогнозування руйнувань на ранніх стадіях її розвитку, що дасть змогу зменшити кількість відмов та аварій під час експлуатації магістральних трубопроводів, що, своєю чергою, підвищить екологічну безпеку газотранспортної інфраструктури. Тому важливими першочерговими завданнями в галузі підвищення еколого-техногенної безпеки нафтотранспортного комплексу України є:

- удосконалення системи екологічного моніторингу за об'єктами комплексу на основі спостережень за змінами хімічного складу атмосфери та ґрунту;
- розроблення методології оцінювання впливу розмірів руйнування магістральних нафтопроводів та величини втрат витоків на формування ареалів забруднення;

– розробка комплексу організаційно-технічних заходів щодо охорони навколишнього природного середовища.

Забезпечення надійної та безпечної експлуатації вуглеводневих трубопроводів споживачам є найважливішим стратегічним напрямом сталого розвитку регіону. Багато в чому це залежить від результатів аналізу відмов і пошкоджень магістральної транспортної системи.

Отже, представлені дані будуть слугувати базисом для розроблення та обґрунтування комплексного підходу до підвищення екологічної безпеки транспортування нафти та нафтопродуктів. А найголовніше впровадження новітніх технологій та матеріалів з використанням вітчизняної техніки вбереже країну від численних аварій і катастроф внаслідок витіку нафти і газу з трубопроводів.

ВИСНОВКИ

1. Дослідження показують, що забруднення нафтою під час транспортування нафтопродуктів є актуальним і потребує комплексного вирішення. Основи надійності та безпеки магістральних трубопроводів при проектуванні закладаються техніко-технологічними рішеннями з використанням розрахункових методів, які повністю відображають реальні умови експлуатації. Суворе дотримання наукових якісних проектних рішень під час будівництва та експлуатації забезпечує надійність і безпеку системи трубопроводів.

2. Процес зносу труб зумовлений двома факторами: застосуванням циклу навантаження від ваги матеріалу і поздовжнім вигином труби внаслідок нерівномірного обвалення ґрунту. Склад рідини, що витягується, має значний вплив на інтенсивність зносу труб. Таким чином, виробництво зневодненої нафти забезпечує краще змащування і зменшує знос.

3. При оцінці надійності багатоелементної системи надійність системи в цілому значно зменшився. Відомо, що незважаючи на високу надійність кожного елемента системи, стабільність (надійність) високо елементної системи можлива лише за умови інтегрованого (універсального) управління в реальному часі: реакція на зміну має бути вищою за час зміни. Тому необхідно переходити до технології управління та управління в режимі реального часу на основі глобальної системи управління.

4. Для мінімізації ризиків аварій на трубопроводи вуглеводневої сировини запропоновані заходи, що спрямовані на управління технічним станом обладнання та резервуарів для своєчасного виявлення несправностей, пошкоджень та розливів нафтопродуктів, постійний контроль за виконанням стандартів промислової безпеки, своєчасний аудит, випробування, технічний огляд та технічна оцінка резервуарів, трубопроводів та обладнання.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. У магістерській роботі, яка є завершеною кваліфікаційною науковою працею, виконаною самостійно, вирішене важливе науково-практичне завдання, що полягає в оцінці екологічного ризику трубопровідного транспорту.

2. На основі проведеного аналізу відомих досліджень щодо оцінювання екологічного ризику, визначено, що нафтопроводи експлуатуються в агресивних середовищах, при цьому значні протяжності на території Полтавської області знаходяться в диференційних ґрунтових умовах, що забезпечує утворення гальванічних макродиференціальних парів та розвиток корозійних процесів.

3. Представлено методи дослідження, пов'язані із застосуванням теоретичних та експериментальних заходів, у тому числі хімічні та фізичні методи, методи теорії надійності, методи «дерева подій». Продемонстровано характеристику ґрунтового середовища, у якому відбувається корозійний процес нафтопроводів.

4. Проаналізовано та досліджено вплив аварій на трубопроводах на навколишнє середовище. Недотримання правових норм, що містяться в екологічному законодавстві, призводить до порушення екосистеми в цілому та її елементів зокрема. Причина такого великого впливу на навколишнє середовище криється в його хімічному складі.

5. Встановлено, що нафтове забруднення є причиною розтріскування та деградації або повної втрати рослинності, простоти будови та зменшення складу, типу, негативних змін у генетичній групі популяції.

6. Виділено три типи умов взаємного розташування місця аварії на нафтопроводах з природними об'єктами: аварії на ділянках далеко від водних об'єктів, аварії на підводних переходах нафтопроводу, аварії поблизу водоймищ і потоків. Встановлено, що оцінка ризику аварій на трубопроводах передбачає вивчення різних типів сценаріїв, викликаних природними та техногенними

причинами. Однак ряд факторів може спричинити аварію, наприклад, втрата цілісності труби або збільшення пошкодження.

7. Проаналізовано, що основна частина виходу з ладу і небезпека трубопроводів, що значно знижує їх експлуатаційну здатність через корозію металів, що знаходяться на зовнішній і внутрішній поверхні труб, а також стрес-корозійних і корозійних факторів.

8. Побудовано за допомогою методу «дерева подій» моделі, які використовуються в роботі для виявлення причинно-наслідкових зв'язків та надзвичайних ситуацій у надзвичайних ситуаціях, що дозволяє здійснювати якісні та кількісні оцінки ризиків. Даний метод обраний для роботи, оскільки є можливість аналізу настання подій, які можуть призвести до різних ускладнень на нафтопроводах і як наслідок після них. Методи допомагають ідентифікувати сценарії аварій з різними наслідками початкової події для визначення зв'язку відмови системи з наслідками аварії для визначення порядку найбільш сприятливого ризику через їх високу ймовірність.

9. Проведено кількісну оцінку екологічного та відносного технічного ризиків. Розрахунки показали, що значення екологічного ризику є сприятливим в екологічному відношенні, інший ризик – при експлуатації не задовольняє умову, оскільки має значення вище встановлених нормативів.

10. При оцінці надійності багатоелементної системи надійність системи в цілому значно зменшився. Відомо, що незважаючи на високу надійність кожного елемента системи, стабільність (надійність) високо елементної системи можлива лише за умови інтегрованого (універсального) управління в реальному часі: реакція на зміну має бути вищою за час зміни. Тому необхідно переходити до технології управління та управління в режимі реального часу на основі глобальної системи управління.

11. Для уникнення аварій на нафтопроводах як альтернатива пропонується замість сталевих трубопроводів застосовувати трубопроводи з полімерних матеріалів, прокладку нових та ремонт зношених місцевих та розподільчих

трубопроводів здійснювати безтраншейним способом замість траншейного (відкритого). Переваги ремонту трубопроводів безтраншейним методом очевидні: витрати на ремонт знижуються в 6-8 разів, а продуктивність робіт зростає в десятки разів. Для захисту труб від корозії потрібно використовувати протикорозійну ізоляцію, що відповідає корозійній активності ґрунту. Протикорозійні захисні покриття мають бути діелектричними, водонепроникними, хімічно інертними до сталі й ґрунту, міцними й еластичними, монолітними й однорідними. Цим вимогам відповідають покриття на бітумній основі (бітумно-гумові, бітумно-мінеральні).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абрамова А. О. Індексна оцінка рівня екологічної безпеки проєктованих промислових об'єктів: автореф. дис. канд. техн. наук: 21.06.01. Київ, 2012. 21 с.
2. Адаменко О.М. Комп'ютерні програми оцінки екологічного стану екосистем та безпеки життєдіяльності населення у зоні впливу нафтогазових родовищ / О.М. Адаменко, Д.О. Зорін, Л.В. Міщенко, М.В. Крихівський // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування, 2012, № 2(6). – С.32-53.
3. Адаменко Я.О. Оцінка впливів техногенно небезпечних об'єктів на навколишнє середовище: науково-теоретичні основи, практична реалізація / Я.О.Адаменко. – Автореф. дис. на здоб. наук. ступ. доктора техн. наук. – Івано-Франківськ, 2006. – 39 с.
4. Александров І. О., Кравець О. О. Методологія оцінки якості навколишнього середовища України. Маркетинг і менеджмент інновацій. 2012. № 3. С. 221–228.
5. Архипова Л.М. Концепція екологічної безпеки басейнових систем районів нафтогазовидобування / Л.М. Архипова, Я.О. Адаменко, О.М. Мандрик // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування, 2012, № 2(6). – С.67-71.
5. Андрейків О.Є., Іваницький Я.Л., Терлецька З.О., Кіт М.Б. Оцінка довговічності труби нафтогону з поверхневою тріщиною під двовісним блочним навантаженням. Фіз.-хім. механіка матеріалів. 2004. № 3. С. 103 – 108.
6. Андрейків О.Є., Кушнір Р.М., Цирульник О.Т. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації. Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. Ред. Б.Є. Патона. Київ: Інститутелектрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. 2006. С. 328–331.
7. Андрейків О.Є., Никифорчин Г.М., Штойко І.П., Лисик А.Р. Оцінка залишкового ресурсу труби нафтопроводу зі зовнішньою поверхневою

корозійно-механічною тріщиною за ламінарного потоку нафти і багаторазових гідроударів. Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2017. Т. 53. № 2. С. 80–88.

8. Бабаджанова О.Ф., Павлюк Ю.Е., Сукач Ю.Г. Пожежонебезпечні аварійні виливи нафти з лінійної частини магістрального нафтопроводу. Пожежна безпека: Зб. наук. праць. Львів, 2010. №16. С.84-91.

9. Банахевич Ю.В., Вільчанський В.В. Аналіз причин відмов і зупинок нафтопроводів в ГТС УМГ «Львівтрансгаз». Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». 2007. № 5 (47). С. 7 – 9.

10. Барбашова Н. В. Взаємозв'язок понять «екологічний ризик» та «екологічна безпека». Актуальні проблеми держави і права. 2014. № 72. С. 245–253.

11. Білова М. О. Системний аналіз еколого-соціально-економічних об'єктів для визначення комплексної оцінки рівня екологічної безпеки: дис. канд. техн. наук: 21.06.01. Харків, 2017. 211 с.

12. Білявський Г.О. Моніторинг екологічний / Г.О. Білявський // Екологічна енциклопедія: у 3 т. / [редкол.: А.В. Толстоухов та ін.]. – К.: ТОВ «Центр екологічної освіти та інформації», 2007. – Т. 2. – С. 315–316.

13. Боронос В. Г., Довга Л. В. Методичні підходи щодо оцінки рівня безпеки регіону шляхом розширення системи екологічних індикаторів. Scientific journal of ChSIEM. 2014. № 4 (24). С. 52–59.

14. Васенко О. Г., Рибалова О. В., Артем'єв С. Р. та ін. Інтегральні та комплексні оцінки стану навколишнього природного середовища: монографія. Харків: НУЦЗУ, 2015. 419 с.

15. Васенко О. Г., Рибалова О. В., Поддашкін О. В. та ін. Ієрархічний підхід до оцінювання екологічного ризику погіршення стану екосистем поверхневих вод України. Проблеми охорони навколишнього природного середовища та техногенної безпеки: збірник наукових праць УкрНДІЕП. Харків. 2010. № 32. С. 75–90.

16. ВБН В.2.3.-00013741-09:2009 «Магістральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Очищення порожнини та випробування». К.. 2009.

17. Вовк О.О., Зайченко С.В., Чвертко Є.П., Шевченко М.В. Аналіз аварій на магістральних трубопроводах за період 2005 – 2015 рр. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 4. С.113 – 118
18. Грабовський Р.С. Оцінка міцності нафтопроводу з корозійно-механічними дефектами. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2010 №3(36). С. 38–42
19. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Костів В.В., Михалків В.Б., Тимків Д.Ф., Тараєвський О.С. Технічна діагностика трубопровідних систем. Івано-Франківськ, 2012. – 512 с.
20. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б., Косив В.В. Обслуговування і ремонт нафтопроводів. Івано-Франківськ: Лілея. НВ. 2009. 711 с. 26.
21. Діяк І.В., Осінчук З.П., Савків Б.П., Нафтова галузь України. Становлення, досягнення, особистості. – К.: Світ успіху, 2009. – 320с.
22. Дмитрах І.М., Сиротюк А.М., Білий О.Л., Барна Р.А., Лутицький О.Л. Експертна система для моніторингу технічного стану та оцінки ризику руйнування наземних ділянок тривало експлуатованих газопроводів. 2016. № 4. С. 27 – 33.
23. Добровольський В. В. Екологічна безпека і ризик: деякі понятійно-категоріальні уточнення. Екологічна безпека. 2011. № 1 (11). С. 17–20.
24. Дорошенко Ю.І. Захист внутрішньої поверхні нафтопроводів від корозії шляхом визначення оптимальної швидкості перекачування нафти і нафтопродуктів магістральними трубопроводами. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2014. № 1(36) С.140–148
25. Дуравкін І.П. Прогнозування понад паркового залишкового ресурсу головних паропроводів ТЕС: автореф. дис. канд. техн. наук: 01.02.04.НТУУ «КПІ». К., 2009. 20 с.
26. 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. 258с.

27. Ждек А.Я., В.Я. Грудз Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. Науковий вісник: *ІФНТУНГ*. 2012. №2(32). С. 58 – 66.

28. Звягінцева Г.В. Методика з оцінки екологічних ризиків при забрудненні навколишнього природного середовища. Вісник Донецького національного університету, Сер. А: Природничі науки. 2009. № 2. С. 370–379.

29. Звягінцева Г.В. Обґрунтування методів оцінки та прогнозування ризику впливів шкідливих речовин при забрудненні атмосфери промислових міст: автореф. дис. канд. техн. наук: 21.06.01. Донецьк, 2006. 17 с.

30. Іванюта С. П., Качинський А. Б. Екологічна безпека регіонів України: порівняльні оцінки. Стратегічні пріоритети. 2013. № 3 (28). С. 157–164.

31. Карпаш О.М., Зінчак Я.М. Технічна діагностика – складова частина забезпечення належного рівня безпеки та безаварійності у нафтогазовій промисловості. Матеріали 6-тої Національної науково-технічної конференції і виставки «Неруйнівний контроль і технічна діагностика». Київ, (9-12 червня 2009 р.). Матеріали конференції. Київ: УТНКТД 2009. С. 33–38.

32. Карпаш О.М., Зінчак Я.М., Карпаш М.О. Технологія та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики нафтогазового обладнання промисловості. Нафтова і газова промисловість. 2007. № 6. С 8–11.

33. Карпаш М.О., Кісіль І.С., Карпаш О.М., Молодецький І.А. Застосування комплексного підходу до визначення фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання. Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2006. № 2. С. 49–52

34. Карпаш О.М., Зінчак Я.М., Криничний П.Я. Методи і засоби оцінки технічного стану бурового та нафтогазового обладнання тривалої експлуатації. Наука та інновації. 2005. Т. 1. № 5. С. 132–149

35. Карпаш О.М., Доценко Є.Р., Карпаш М.О., Василик А.В. Питомий електричний опір як інформативний параметр визначення фактичних фізико-

механічних характеристик матеріалів металоконструкцій довготривалої експлуатації. 2009. № 1. С. 36-41

36. Качинський А.Б. Безпека, загрози і ризик: наукові концепції та математичні методи. Київ: Інститут проблем національної безпеки, 2004. 472 с.

37. Качинський А. Б. Екологічна безпека України: системний аналіз перспектив покращення. Київ: НІСД. 2001. 312 с.

38. Крижанівський Є.І., Никифорчин Г.М. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти. Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2011. Т. 47. № 2. С. 11–20.

39. Крижанівський Є.І., Грабовський Р.С., Федорович І.Я., Барна Р.А. Оцінювання кінетики руйнування елементів експлуатованого газопроводу. Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2015. Т. 51, № 1. С. 13–19.

40. Крихівський М. В., Тимків Д. Ф. Чисельні показники рівня екологічної безпеки. Нафтогазова енергетика. 2013. № 2 (20). С. 163–173.

41. Лисиченко Г. В., Забулонов Ю. Л., Хміль Г. А. Природний, техногенний та екологічний ризики: аналіз, оцінка, управління. Київ: Наукова думка, 2008. 542 с.

42. Лисиченко Г. В., Хміль Г. А., Барбашев С. В. Методологія оцінювання екологічних ризиків: монографія. Одеса: Астропринт, 2011. 368 с.

43. Макаренко В.Д., Чернов В.Ю., Крижанівський ЄД., Прохоров М.М. Аналіз і оцінювання працездатності та тріщиностійкості зварних трубопроводів. Нафтова і газова промисловість. 2003. №4. С. 47 – 50.

44. Мальований М. С., Шмандій В. М., Харламова О. В., Челядин Л. І., Сакалова Г. В. Аналіз та систематизація існуючих методів оцінювання ступеня екологічної небезпеки. Екологічна безпека. 2013. № 1 (15). С. 37–44.

45. Мандрик О.М. Аналіз причин аварійних ситуацій та руйнувань магістральних газопроводів. Науковий вісник НЛТУ України. 2015. Вип. 25.1. С.157–162

46. Мусієнко М. М., Серебряков В. В., Брайон О. В. Екологія: тлумачний словник. Київ: Либідь, 2006. 432 с.
47. Обиход Г. О. Методичні засади визначення конкурентного екологічного потенціалу регіонів України. Науковий вісник Херсонського державного університету. 2014. № 9. Ч. 6. С. 134–137.
48. Олійник І., Кичма А.О., Данило Я.Я. Сучасні підходи забезпечення ефективної роботи газотранспортної системи тривалої експлуатації. 9-й Міжнародний симпозіум українських інженерів-механіків у Львові. (20-22 травня 2009 р.). Львів. С 221 – 223.
49. Орел С. М., Іващенко О. В., Мальований М. С. Оцінка екологічного ризику впливу діяльності Міжнародного центру миротворчості та безпеки на тваринний світ. Збірник матеріалів III Міжнародного конгресу «Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування» (Львів, 17–19 вересня 2014). Львів. 2014. 40 с.
50. Орел С.М., Мальований М.С. Оцінка екологічного ризику. Вплив на здоров'я людини. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2014. 232 с.
51. Орел С. М., Іващенко О. В., Мальований М. С. Парадигма оцінки екологічного ризику. Вісник кременчуцького національного університету. 2011. № 2 (67), ч.1. С. 131–136.
52. Осадчук В.А., Андрейків О.Є., Банахевич Ю.В., Драгілев А.В., Кичма Залишкова міцність та довговічність ділянок нафтогазопроводів з дефектами. Монографія. Львів: Видавництво Львівської політехніки. 2014. 264с.
53. Пічугін С.Ф., Зима О.Є., Винников П.Ю. Надійність лінійної частини підземних магістральних трубопроводів. Зб. наук. праць (галузеве машинобудування, будівництво). ПолтНТУ ім. Ю. Кондратюка. Вип. 1(43). Полтава:ПНТУ. 2015. С.17 – 29.
54. Пічугін С.Ф., Пашинський В.А., Зима О.Є., Винников П.Ю., Біла Ж.Ю. Надійність лінійних частин магістральних трубопроводів: монографія. Полтава:ПП «Астроя», 2018. 439с.

55. Побережний Л.Я., Яворський А.В., Цих В.С., Станецький А.І., Грицанчук А.В. Підвищення рівня екологічної безпеки трубопровідних мереж нафтогазового комплексу України. Науково-технічний журнал «Техногенно-екологічна безпека». 2017. № 1. С.24–31

56. Поляков С., Клименко А., Ниркова Л., Малькова О. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно–небезпечних ділянках. Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2008. Спец. вип. №7. Т.2. С. 761 – 766

57. Прищеп А. М. Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення довкілля агросфери в зоні впливу урбосистем. Вісник Національного університету водного господарства та природокористування. Сер. Сільськогосподарські науки: зб. наук. праць. Рівне, 2012. № 4 (60). С. 28-35.

58. Рибалова О. В., Белан С. В., Артем'єв С. Р. Визначення екологічного ризику погіршення стану атмосферного повітря з урахуванням хімічної небезпеки регіонів України. Проблеми надзвичайних ситуацій. 2013. № 18. С. 196–209.

59. Скальський В.Р., Почапський Є.П., Клим Б.П., Сімакович О.Г., Толопко Я.Д., Великий П.П., Долішній П.М. Діагностична система бездротової передачі сигналів акустичної емісії для моніторингу об'єктів нафтогазового комплексу. Наука та інновації. 2016. Т. 12. № 1. С. 15 – 25

60. Скальський В.Р., Рудавський Д.В., Дубицький О.С. Розрахунок залишкового ресурсу ресорного листа з наявною поверхневою усадкою. Проблеми міцності. 2013. № 1. С. 33–42.

61. Сиротюк А.М., Дмитрах І.М. Методи оцінювання руйнування та міцності трубопровідних сталей та конструкцій за дії робочих середовищ. Ч. II. Вплив водневовмісних середовищ. Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2014. Т. 50, № 4. С. 7–17.

62. Тарасова В. В., Ковалевська І. М. Комплексна оцінка екологічної безпеки. Вісник ЖДТУ. 2012. № 3 (61). С. 303–305.

63. Шмандій В. М. Управління екологічною безпекою на регіональному рівні (теоретичні та практичні аспекти): автореф. дис. докт. техн. наук: 21.06.01. Харків. 2003. 36 с.

64. Хрутьба В.О., Вайганг Г.О., Стегній О.М. Аналіз екологічних небезпек під час експлуатації та ремонту магістральних нафтопроводів. Екологічна безпека № 2/2017 (24). – С.75–82.

ДОДАТКИ

Додаток А

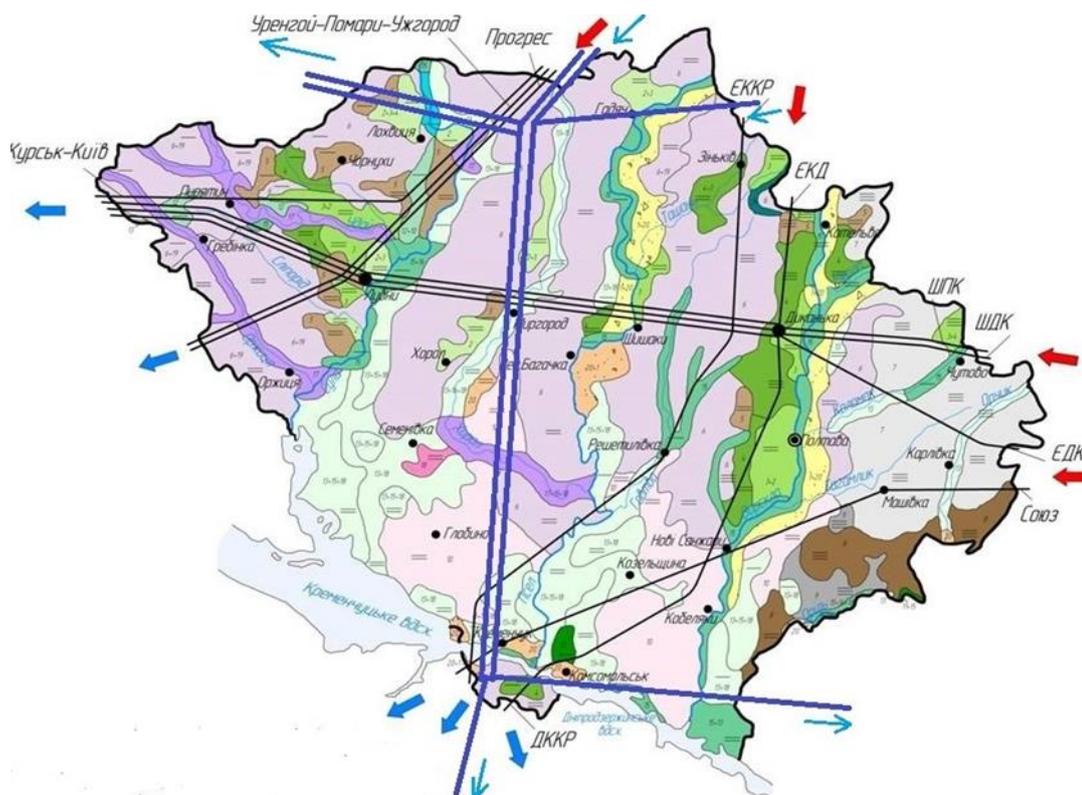
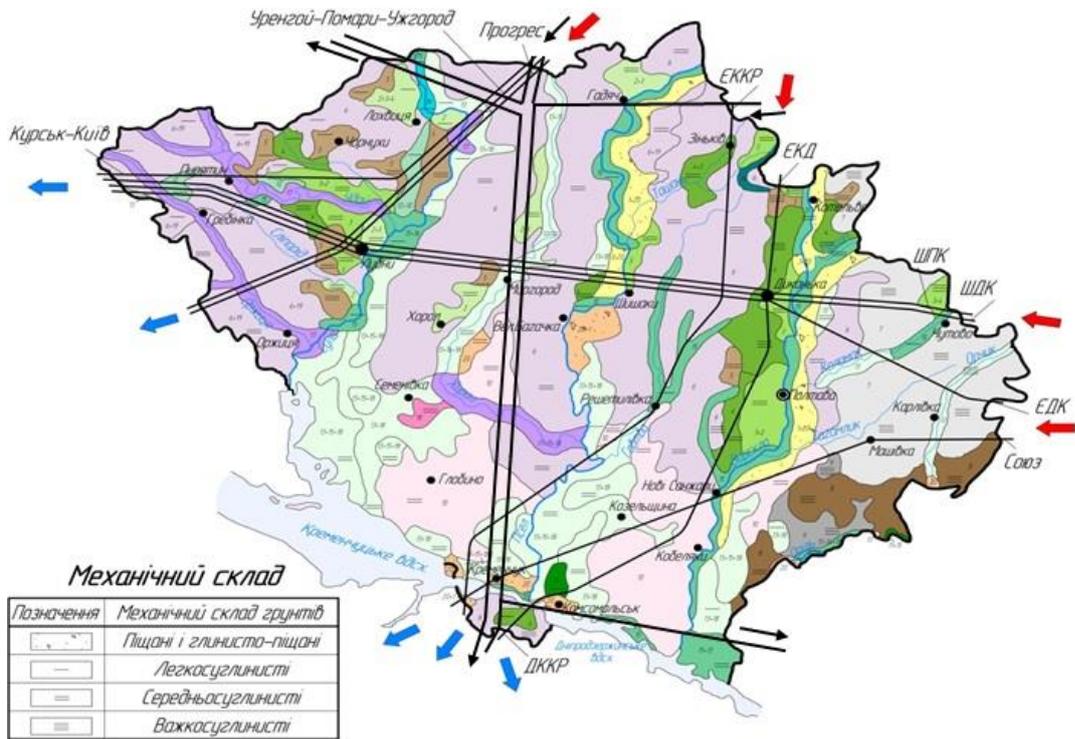


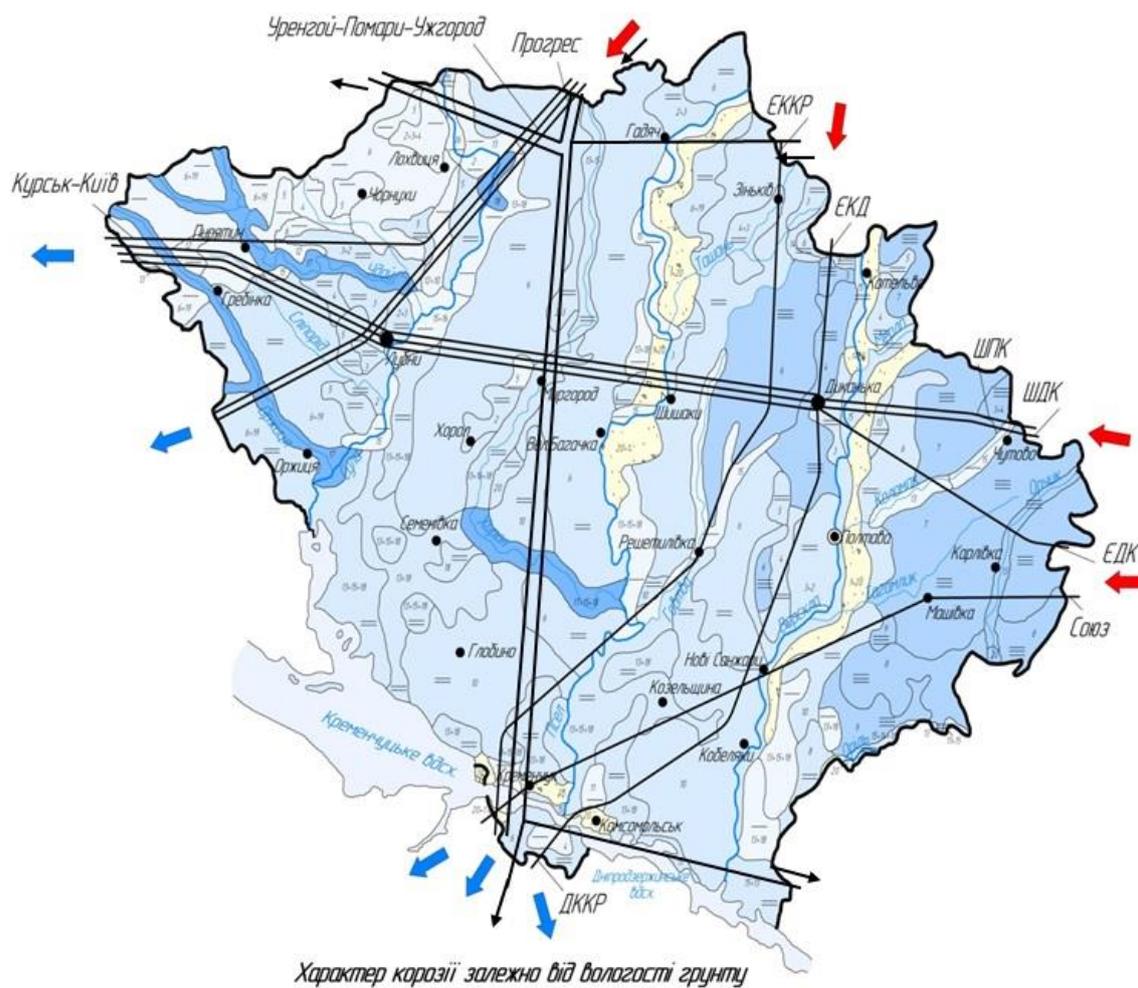
Рис. А.1. Нафтопроводи Полтавської області
(нафтопроводи «Дружба», Кременчук – Херсон)



Типи та підтипи ґрунтів Полтавської області

Позначення	Типи та підтипи ґрунтів	Позначення	Типи та підтипи ґрунтів
1	Дерново-підзолисті ґрунти на давньоалювіальних водно-льодовикових відкладах і морені - дернові слабодізолисті піщані і глинисто-піщані	11	Лучно-чорноземні ґрунти переважно на лесових парадах - лучно-чорноземні
2	Опідзолені ґрунти (змиті і незмиті) переважно на лесових парадах і глинах - ясно-сірі та сірі опідзолені	12	- лучно-чорноземні поверхнево-солонцюваті
3	- темно-сірі опідзолені	13	- лучно-чорноземні глибоко-солонцюваті
4	- чорноземні опідзолені	14	Лучні ґрунти на делювіальних і алювіальних відкладах - лучні
5	Реграбовані ґрунти (змиті і незмиті) переважно на лесових парадах - чорноземні реграбовані	15	- лучні солонцюваті
6	Чорноземні типові (змиті і незмиті) на лесових парадах - чорноземні типові малогумусні і слабогумусовані	16	Болотні ґрунти на алювіальних, делювіальних і водно-льодовикових відкладах - лучно-болотні та болотні
7	- чорноземні типові середньогумусні	17	Торфяно-болотні ґрунти і торфянища - торф'яно-болотні ґрунти і торф'яники низинні
8	Чорноземні звичайні (змиті і незмиті) на лесових парадах - чорноземні звичайні мало- і середньогумусні потужні	18	Солонці - солонці переважно солончакові
9	- чорноземні звичайні малогумусні	19	Осолоділі ґрунти - лучно-чорноземні і дерново осолоділі глейві ґрунти і солоді
10	Чорноземні залишково-солонцюваті на лесових парадах - чорноземні типові залишково-солонцюваті	20	Дернові ґрунти - дернові переважно оглеєні піщані, глинисто-піщані і сипливі ґрунти в комплексі зі слабогумусованими пісками

Рис. А.2. Типи та механічний склад ґрунтів, через які проходять нафтопроводи Полтавської області



Позначення	Вологість ґрунту, %	Характеристика ґрунту	Характеристика швидкості корозії
□	0	ґрунт сухий	Корозії немає
□	10-12	Збільшення вологості до критичного значення	Збільшення швидкості корозії до максимальної величини
□	12-25	Збереження критичного значення вологості	Можливе досягнення максимальної швидкості корозії
□	25-40	Утворення суцільного шару води	Зниження швидкості корозії
□	Свыше 40	Збільшення товщини суцільного шару води	Невисока постійна швидкість корозії

Рис. А.3. Характер корозії магістральних нафтопроводів
Полтавської області залежно від вологості ґрунту

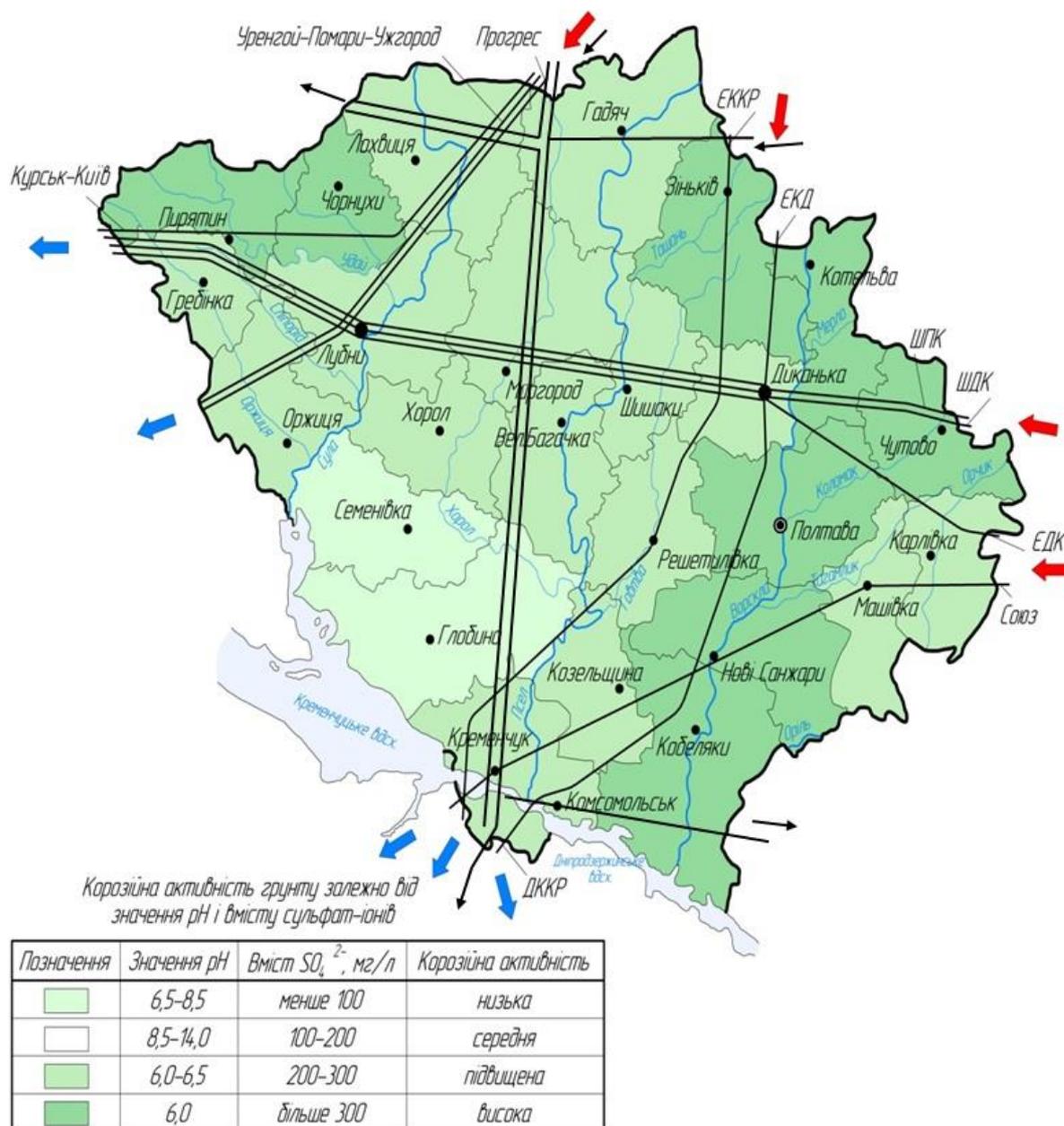


Рис. А.4. Корозійна активність ґрунту Полтавської області залежно від значення рН і вмісту сульфат-іонів у ґрунті

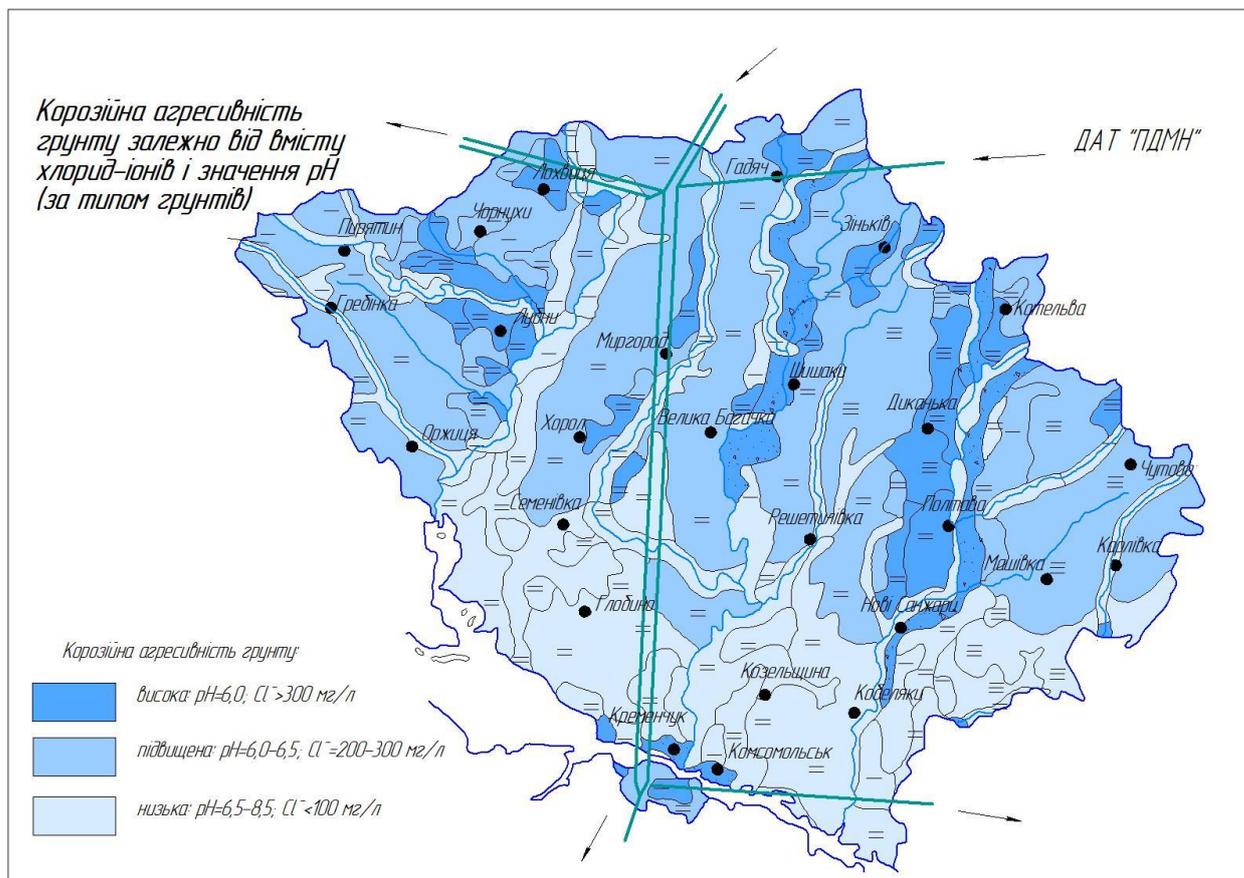


Рис. А.5. Корозійна активність за типом ґрунтів Полтавської області залежно від значення рН і вмісту хлорид-іонів у ґрунті

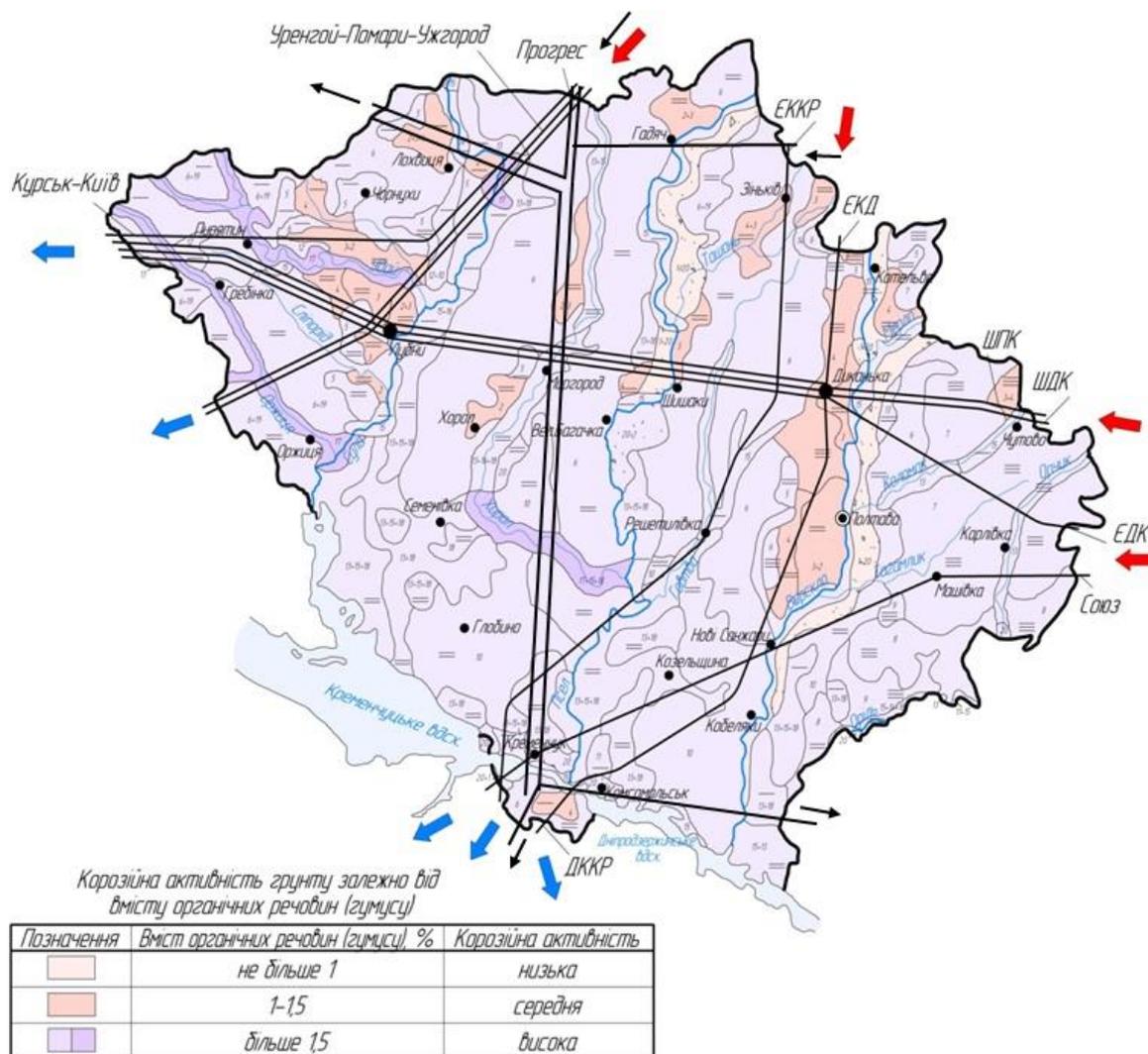


Рис. А.6. Корозійна активність ґрунту Полтавської області залежно від вмісту органічних речовин (гумусу)

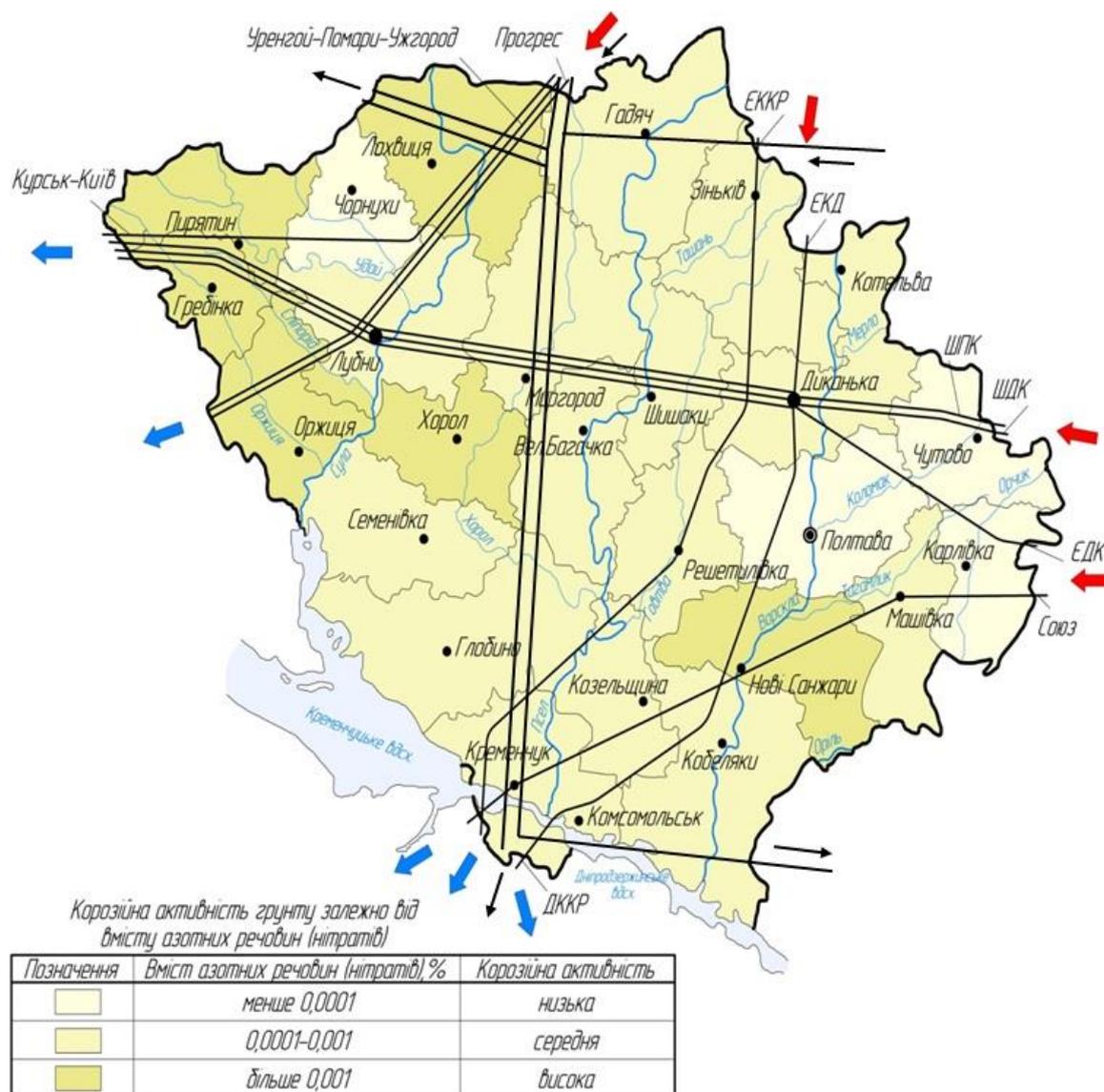


Рис. А.7. Корозійна активність ґрунту Полтавської області залежно від вмісту азотних речовин (нітратів)

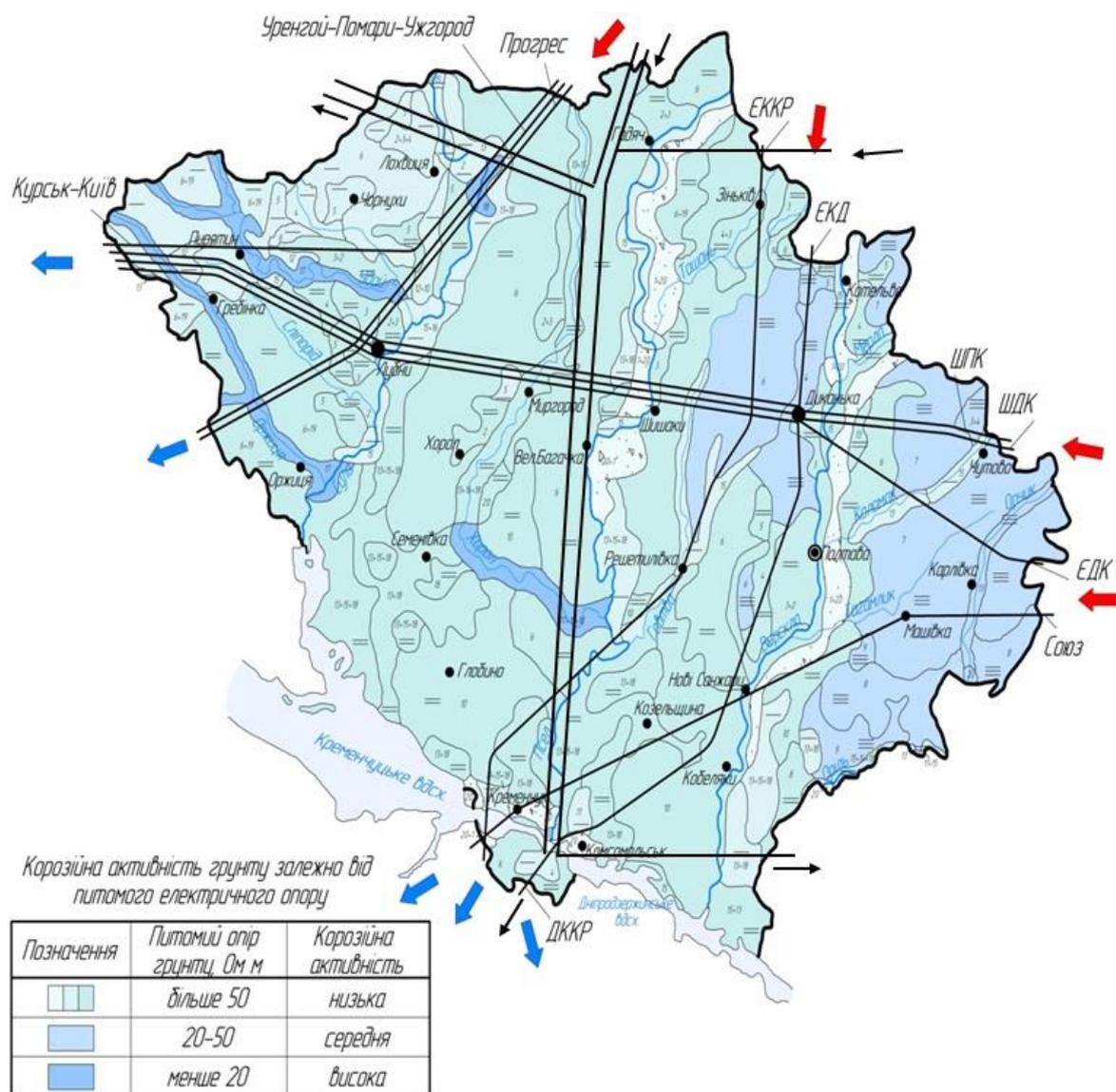


Рис. А.8. Карта корозійної агресивності ґрунту Полтавської області за відношенням до сталі залежно від питомого електричного опору ґрунту

Додаток Б

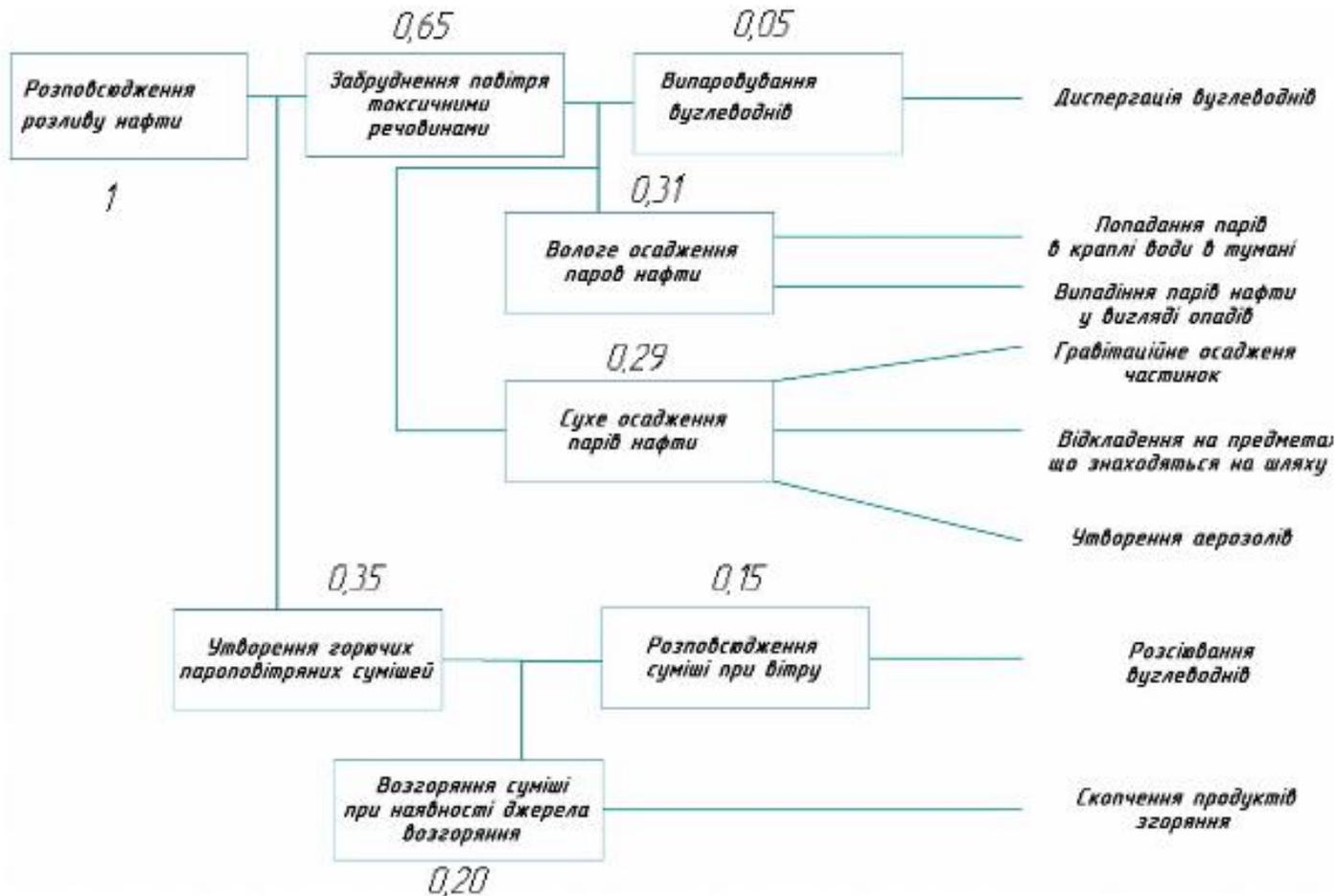
Таблиця Б.1

Розрахунок ймовірності виникнення аварій

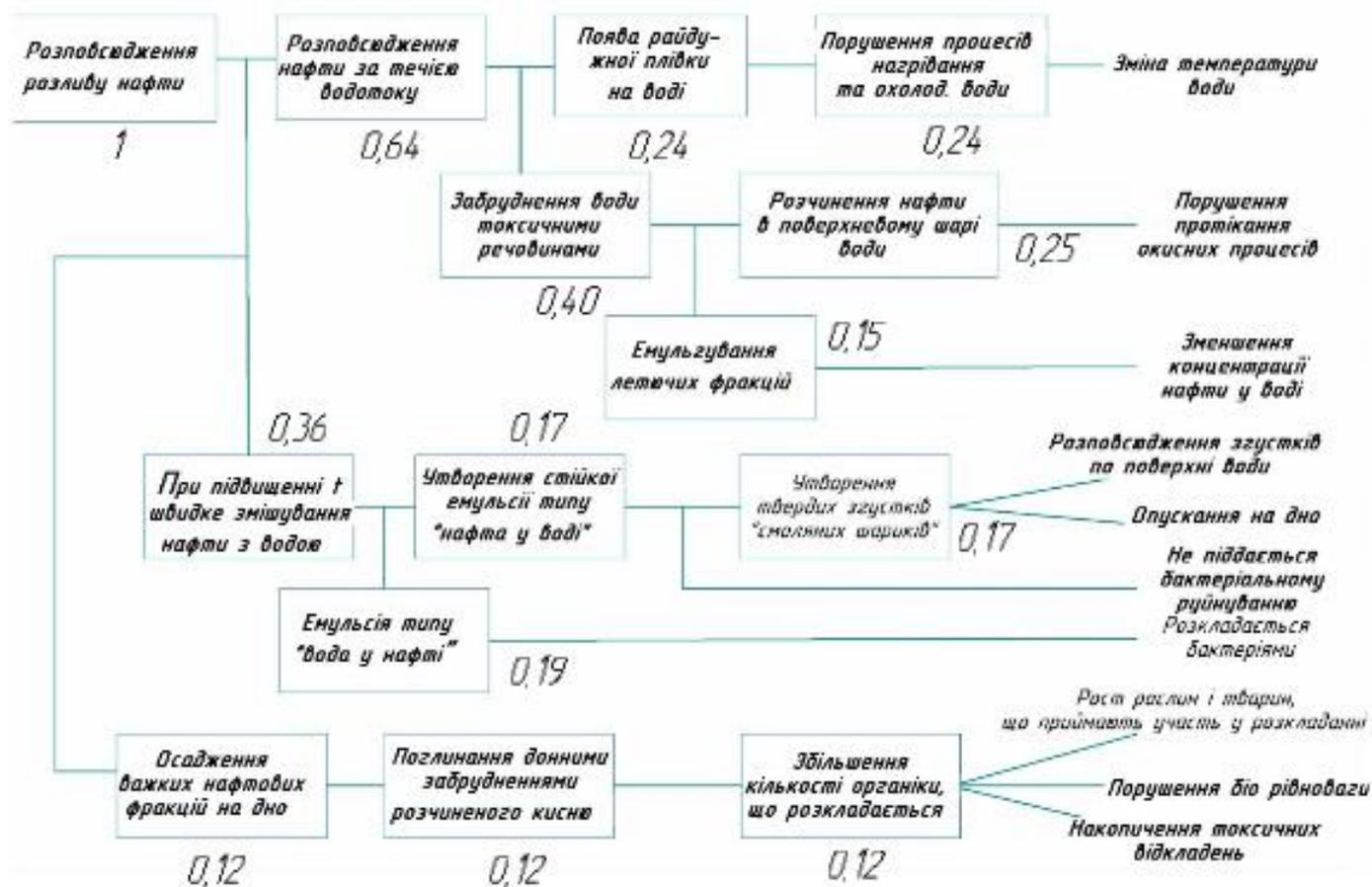
Назва нафтопроводів	Протяжність (в 1 нитку), км	Питомий параметр потoku відмов, ω_0 1/рік	Параметр потоку відмов, ω 1/рік	Напрацювання на відмову, T , рік	Імовірність безвідмовної роботи протягом року, $P(t)$	Імовірність відмови протягом року, $Q(t)$
Мічурінськ-Кременчук	355,0	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,086975	11,5	0,91670	0,08330
Гнідинці- Глинсько- Розбишівська I, II нитки	128,6	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,031507	31,7	0,96898	0,03102
Глинсько- Розбишівська-Кременчук	148,3	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,036333	27,5	0,96432	0,03568
М. Павлівка –Глинсько-Розбишівська	73,7	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,018056	55,4	0,98211	0,01789
Самара-Лисичанськ	164,7	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,040351	24,8	0,96045	0,03955
Лисичанськ- Тихорецьк I, II нитки	413,8	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,101381	9,9	0,90359	0,09641
«НПС Лисичанськ»- Писичанський НПЗ I, II нитки	14,0	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,003430	291,5	0,99658	0,00342
Лисичанськ-Кременчук	421,3	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,103218	9,7	0,90193	0,09807
Кременчук-Херсон	393,6	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,096432	10,4	0,90807	0,09193
Снігурівка-Одеса	249,7	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,061176	16,3	0,94066	0,05934
Мозир-Броди I, II черга	727,3	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,178188	5,6	0,83678	0,16322
Броди-Держжородон I, II черга	650,0	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,159250	6,3	0,85278	0,14722
Відвід на Угорщину	21,9	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,005365	186,4	0,99465	0,00535
Одеса-Броди	673,7	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,165056	6,1	0,84785	0,15215
Долина-Дрогобич	58,7	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,014381	69,5	0,98572	0,01428
Жулин-Дрогобич	43,1	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,010559	94,7	0,98950	0,01050
Орів-Дрогобич	23,8	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,005831	171,5	0,99419	0,00581
Борислав-Дрогобич	8,1	$6,29 \cdot 10^{-3}$	0,001984	504,0	0,99802	0,00198
Всього	4767	$6,29 \cdot 10^{-3}$	1,167915	0,856	0,31101	0,68899

Додаток В

«Дерево подій» при розливі нафти у атмосферне повітря



«Дерево подій» при розливі нафти у водні ресурси



«Дерево подій» при розливі нафти на земельні ресурси

