

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Інститут нафтогазової інженерії
Кафедра Технології захисту навколишнього середовища та безпеки праці

Вавриків Василь Ігорович

УДК (504.05+504.06):(622.691.4+622.692.4)
(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Оцінювання екологічних ризиків та розроблення заходів
щодо їх запобігання під час експлуатації трубопровідних систем
транспортування вуглеводнів
(назва роботи)

Технології захисту навколишнього середовища
(назва освітньої програми)

183 Технології захисту навколишнього середовища
(шифр і назва спеціальності)

Здобувач освітнього ступеня _____ В. І. Вавриків
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник _____ Кривенко Г.М. к. т. н., доцент
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів
і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ-2025

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Інститут нафтогазової інженерії
Кафедра технології захисту навколишнього середовища та безпеки праці
ОПП Технології захисту навколишнього середовища

Затверджую
зав. кафедри ТЗБП
Галина ГРИЦУЛЯК
“ ___ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Вавриківу Василю Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Оцінювання екологічних ризиків та розроблення заходів щодо їх запобігання під час експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів
керівник роботи: Кривенко Галина Мирославівна, к.т.н, доцент кафедри ТЗБП
(ім'я, прізвище, науковий ступінь, вчене звання керівника)

затверджені наказом університету від “15” жовтня 2025 р. № 636/7

2. Термін здачі закінченої роботи “12” грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи

- I. Статистичні дані щодо аварійності на магістральних газопроводах України за 2015-2024 рр.
- II. Технічна документація трубопровідних систем Прикарпатського регіону
- III. Дані про екологічно чутливі території (національні парки Карпатський, Гуцульщина, річки Дністер, Прут, Черемош)
- IV. Геопросторові дані для GIS-аналізу
- V. Нормативні документи з охорони навколишнього середовища та промислової безпеки
- VI. Економічні показники експлуатації та модернізації трубопровідних систем

4. Завдання на виконання магістерської роботи

1. Провести аналіз літературних джерел щодо екологічних ризиків та методів їх оцінювання при експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів.
2. Визначити основні джерела та види екологічних ризиків, пов'язаних з експлуатацією трубопроводів у Прикарпатському регіоні.

3. Розробити комплексну методологію оцінювання екологічних ризиків з інтеграцією GIS-технологій для просторового аналізу.

4. Проаналізувати технічний стан та аварійність трубопровідних систем Прикарпаття з урахуванням їх віку та умов експлуатації.

5. Виконати кількісну оцінку ймовірності виникнення аварійних ситуацій та потенційних екологічних збитків для різних категорій трубопроводів.

6. Здійснити картування зон екологічного ризику з виділенням екологічно чутливих територій (національні парки, водні об'єкти).

7. Розробити комплекс технічних та організаційних заходів запобігання та мінімізації екологічних ризиків.

8. Обґрунтувати економічну доцільність впровадження запропонованих заходів та визначити джерела їх фінансування.

9. Розробити поетапну програму модернізації трубопровідних систем з пріоритизацією об'єктів у екологічно чутливих зонах.

Календарний план виконання магістерської роботи

	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання	Примітка
1	Формування та обґрунтування теми магістерської роботи	вересень	
2	Затвердження наказом теми магістерської роботи	вересень	
3	Складання календарного плану магістерської роботи	вересень	
4	Опрацювання літературних джерел	вересень	
5	Формування Розділу 1	вересень	
6	Формування Розділу 2	жовтень	
7	Формування Розділу 3	жовтень	
8	Формування Розділу 4	жовтень	
9	Формування Розділу 5	листопад	
10	Формулювання висновків	листопад	
11	Оформлення дипломної роботи згідно вимог діючих стандартів	листопад	

12	Представлення роботи для перевірки на плагіат	грудень	
13	Підготовка до захисту: доповідь, презентація, ілюстративний матеріал	грудень	
14	Захист магістерської роботи	грудень	

Студент _____ Василь ВАВРИКІВ
(підпис) Ім'я ПРІЗВИЩЕ

Керівник _____ Галина КРИВЕНКО
(підпис) Ім'я ПРІЗВИЩЕ

ЗМІСТ

ВСТУП.....	12
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ	15
1.1. Класифікація трубопроводних систем транспортування вуглеводнів.....	15
1.2. Джерела екологічних ризиків при експлуатації трубопроводів	22
1.3. Міжнародні та національні стандарти оцінки екологічних ризиків	29
1.4. Характеристика трубопроводних систем Прикарпатського регіону	36
РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНЮВАННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ.....	46
2.1. Методи ідентифікації небезпек	46
2.2. Кількісна оцінка ймовірності виникнення аварійних ситуацій	57
2.3. Оцінка наслідків аварій для навколишнього середовища	70
2.4. Матричні методи оцінки ризиків	85
РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ ПРИКАРПАТТЯ	96
3.1. Природні умови та екологічна чутливість регіону	96
3.2. Технічний стан трубопроводної інфраструктури	101
3.3. Аналіз аварійності та інцидентів	103
3.4. Картування екологічних ризиків.....	104
РОЗДІЛ 4. ЗАХОДИ ЗАПОБІГАННЯ ТА МІНІМІЗАЦІЇ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ.....	107
4.1. Технічні заходи безпеки	107
4.2. Організаційно-управлінські заходи	111
4.3. Системи моніторингу	115
4.4. Планування реагування на аварії	119
РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ.....	124
5.1. Методологія оцінки ефективності	124
5.2. Оцінка потенційних збитків	126
5.3. Техніко-економічний аналіз заходів.....	129
5.4. Рекомендації щодо оптимізації	131
ВИСНОВКИ.....	135

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ143

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ISO – International Organization for Standardization (Міжнародна організація зі стандартизації)

API – American Petroleum Institute (Американський інститут нафти)

ДСТУ – Державний стандарт України

ДБН – Державні будівельні норми

ВБН – Відомчі будівельні норми

ДСанПіН – Державні санітарні норми та правила

GIS – Геоінформаційна система

SCADA – Система диспетчерського управління та збору даних

ГТК – Газотурбінний компресор

ГПУ – Газоперекачувальний агрегат

ЕЗ – Електрохімічний захист

ВТД – Внутрішньотрубна діагностика

ЕБ – Екологічна безпека

ЄК – Екологічний коридор

РЕФЕРАТ

Об'єкт дослідження – екологічні ризики при експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів Прикарпатського регіону України.

Мета роботи – розробка комплексної системи оцінювання екологічних ризиків та науково обґрунтованих заходів щодо їх запобігання для підвищення екологічної безпеки експлуатації газо- та нафтотранспортних систем.

Методи дослідження – системний аналіз джерел екологічних ризиків, статистичний аналіз аварійності за 2015-2024 роки, ймовірнісні методи оцінки ризиків, моделювання наслідків аварійних ситуацій, матричні методи інтегральної оцінки, геоінформаційне картування, техніко-економічний аналіз ефективності запобіжних заходів.

Результати роботи. Систематизовано теоретичні основи оцінювання екологічних ризиків трубопроводів з аналізом міжнародних стандартів ISO 31000, ISO 14001, API 1160, API 580 та національного законодавства України. Розроблено адаптовану методологію комплексної оцінки ризиків з ідентифікацією небезпек, кількісною оцінкою ймовірності на основі статистичних моделей та дерев відмов, моделюванням наслідків витоків, матричною оцінкою за шкалою п'ять на п'ять.

Виконано детальний аналіз екологічних ризиків газотранспортної мережі Прикарпаття протяжністю понад 3000 кілометрів. Визначено екологічну чутливість території з дуже високим рівнем на п'ятнадцяти відсотках площі національних парків та високим рівнем на тридцяти відсотках регіональних ландшафтних парків. Встановлено критичний технічний стан інфраструктури: середній вік 35 - 40 років, частка ділянок понад сорок років експлуатації близько сорока відсотків, виявлено понад

2000 дефектів при внутрішньотрубній діагностиці з часткою критичних дефектів вісім відсотків.

Проаналізовано статистику аварій за період 2015й - 2024 роки: 38 аварій на газопроводах, чотири на нафтопроводах, 76 виробничих інцидентів. Встановлено основні причини: зовнішня корозія 42 - п'ятдесят відсотків, механічні пошкодження тридцять відсотків, дефекти зварних швів вісімнадцять відсотків. Розроблено GIS-картування екологічних ризиків з виділенням ділянок високого ризику п'ятнадцять відсотків довжини мережі.

Розроблено комплекс технічних заходів запобігання: модернізація критичних ділянок з використанням безтраншейного протягування поліетиленових труб, застосування високоміцних сталей K52-K60, модернізація електрохімічного захисту з мікропроцесорними катодними станціями, встановлення додаткових лінійних кранів через 15 - 25 кілометрів, впровадження внутрішньотрубної діагностики кожні три - п'ять років.

Обґрунтовано організаційні заходи на базі інтегрованої системи менеджменту ISO 14001 та ISO 45001 зі створенням спеціалізованого підрозділу екологічної безпеки, впровадженням системи навчання персоналу та регламенту технічного обслуговування. Розроблено комплексну систему моніторингу з інтеграцією SCADA для диспетчерського управління, автоматичного виявлення витоків, телеметрії електрохімічного захисту, екологічного моніторингу на компресорних станціях.

Виконано економічне обґрунтування заходів запобігання з розрахунком чистої приведеної вартості, внутрішньої норми рентабельності, терміну окупності. Оцінено потенційні збитки від аварій: прямі втрати газу 105 – 140 тисяч гривень, аварійно- відновлювальні роботи 250 – 400 тисяч гривень для типових випадків, екологічні збитки

забруднення ґрунтів 250 – 500 тисяч гривень на звичайних землях та до 1, 5 мільйона гривень у національних парках.

Розроблено рекомендації щодо оптимізації програми заходів з пріоритизацією проектів за бальною системою, поетапним впровадженням протягом трьох років з загальним фінансуванням 950 - 1000 мільйонів гривень. Диверсифікація джерел фінансування включає амортизаційні відрахування, прибуток, банківські кредити, облігаційні позики, міжнародні фінансові інститути на пільгових умовах. Оптимізація експлуатаційних витрат забезпечує економію десять - 15 мільйонів гривень щорічно.

Практична значущість результатів полягає у можливості їх використання операторами трубопровідних систем для планування заходів підвищення екологічної безпеки, органами державного нагляду для контролю дотримання природоохоронних вимог, проектними організаціями при розробці нових та реконструкції існуючих об'єктів. Впровадження розробленого комплексу заходів дозволить знизити ймовірність аварій на тридцять - п'ятдесят відсотків, скоротити обсяги потенційних викидів та розливів у п'ять - десять разів, зменшити екологічні збитки на двадцять - 40 мільйонів гривень на рік.

Ключові слова: екологічні ризики, трубопровідні системи, транспортування вуглеводнів, газопроводи, нафтопроводи, прикарпаття, оцінка ризиків, запобіжні заходи, аварійність, корозія, електрохімічний захист, виявлення витоків, моніторинг, екологічна безпека, природоохоронні території, техніко-економічне обґрунтування.

ABSTRACT

The Object of Study: Environmental risks during the operation of hydrocarbon transportation pipeline systems in the Prycarpathian region of Ukraine.

The Goal of the Work: To develop a comprehensive system for assessing environmental risks and scientifically substantiated measures for their prevention, aimed at increasing the environmental safety of gas and oil transportation systems operation.

Research Methods: Systemic analysis of environmental risk sources, statistical analysis of accident rates for 2015-2024, probabilistic risk assessment methods, modeling of accident consequences, matrix methods for integral assessment, geographic information system (GIS) mapping, technical and economic analysis of the effectiveness of preventive measures.

Results: Theoretical foundations for assessing pipeline environmental risks were systematized, including analysis of international standards (ISO 31000, ISO 14001, API 1160, API 580) and national legislation of Ukraine. An adapted methodology for comprehensive risk assessment was developed, including hazard identification, quantitative probability assessment based on statistical models and fault trees, modeling of leak consequences, and matrix assessment using a five-by-five scale.

A detailed analysis of environmental risks for the Prycarpathian gas transmission network, extending over three thousand kilometers, was performed. The environmental sensitivity of the territory was determined, with a very high level covering fifteen percent of the area of national parks and a high level covering thirty percent of regional landscape parks. The critical technical condition of the infrastructure was established: the average age is thirty-five to forty years, the share of sections over forty years of operation is about forty

percent, and over two thousand defects were detected during In-Line Inspection (ILI), with eight percent of these being critical defects.

Accident statistics for the period 2015–2024 were analyzed: thirty-eight accidents on gas pipelines, four on oil pipelines, and seventy-six production incidents. The main causes were identified: external corrosion (forty-two to fifty percent), mechanical damage (thirty percent), and weld defects (eighteen percent). GIS-mapping of environmental risks was developed, highlighting high-risk sections corresponding to fifteen percent of the network's length.

A set of technical prevention measures was developed: modernization of critical sections using trenchless insertion of polyethylene pipes, application of high-strength steels (K52-K60), modernization of cathodic protection with microprocessor-based cathodic stations, installation of additional block valves every fifteen to twenty-five kilometers, and implementation of In-Line Inspection (ILI) every three to five years.

Organizational measures were substantiated based on the integrated management system ISO 14001 and ISO 45001, including the creation of a specialized environmental safety unit, implementation of personnel training, and establishment of maintenance regulations. A comprehensive monitoring system was developed with SCADA integration for supervisory control, automated leak detection, telemetry of cathodic protection, and environmental monitoring at compressor stations.

An economic justification for prevention measures was performed, including the calculation of Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and payback period. Potential losses from accidents were estimated: direct gas losses (one hundred five to one hundred forty thousand UAH), emergency repair work (two hundred fifty to four hundred thousand UAH for typical cases), and environmental damage from soil contamination (two hundred fifty to five hundred thousand UAH on ordinary lands and up to one point five million UAH in national parks).

Recommendations were developed for optimizing the program of measures with project prioritization using a scoring system, phased implementation over three years with total funding of nine hundred fifty to one thousand four hundred million UAH. Diversification of funding sources includes depreciation allowances, profit, bank loans, bond loans, and international financial institutions on preferential terms. Optimization of operating costs provides savings of ten to fifteen million UAH annually.

Practical Significance of the results lies in their potential use by pipeline system operators for planning measures to enhance environmental safety, by government oversight bodies for controlling compliance with environmental requirements, and by design organizations during the development of new and reconstruction of existing facilities. The implementation of the developed set of measures will allow for a reduction in accident probability by thirty to fifty percent, a five-to-ten-fold reduction in the volume of potential emissions and spills, and a decrease in environmental damage by twenty to forty million UAH per year.

key words: environmental risks, pipeline systems, hydrocarbon transportation, gas pipelines, oil pipelines, prycarpathian region, risk assessment, preventive measures, accident rate, corrosion, cathodic protection, leak detection, monitoring, environmental safety, protected areas, technical and economic substantiation.

ВСТУП

Експлуатація трубопровідних систем транспортування вуглеводнів є невід'ємною складовою функціонування паливно-енергетичного комплексу та забезпечення потреб населення й промисловості в енергоресурсах. Водночас такі системи належать до об'єктів підвищеної екологічної небезпеки, оскільки їх робота пов'язана з ризиком виникнення аварійних ситуацій і хронічних (малопомітних) витоків, що здатні спричиняти значний негативний вплив на компоненти довкілля. До найбільш поширених загроз належать розливи нафти, конденсату та нафтопродуктів, витoki природного газу з утворенням вибухонебезпечних концентрацій і підвищенням викидів парникових газів, забруднення ґрунтів і підземних вод, порушення гідрологічного режиму та деградація біотопів у межах трас трубопроводів.

Екологічні ризики під час експлуатації трубопровідного транспорту формуються під впливом комплексу чинників: технічного стану обладнання (зношеність, дефекти зварних швів, корозія, втома металу), природно-кліматичних умов (зсуви, підтоплення, промерзання ґрунтів, ерозійні процеси), антропогенних впливів (несанкціоновані врізки, пошкодження під час земляних робіт, порушення режиму охоронних зон), а також організаційних аспектів управління (якість моніторингу, готовність до реагування, дисципліна персоналу). Особливу небезпеку становлять перетини трубопроводів із водними об'єктами, територіями з високою природоохоронною цінністю та зонами щільної забудови, де наслідки можливих інцидентів можуть бути масштабними та довготривалими.

У сучасних умовах підвищених вимог до екологічної безпеки та сталого розвитку актуальним є перехід від реактивного підходу (ліквідація

наслідків аварій) до превентивного управління ризиками. Це передбачає системне оцінювання ймовірності небезпечних подій та тяжкості їхніх наслідків, визначення “вузьких місць” у трубопровідній системі, пріоритизацію ділянок за рівнем екологічної загрози, а також обґрунтування комплексу інженерно-технічних, організаційних і природоохоронних заходів. До таких заходів належать регулярна внутрішньотрубна діагностика, контроль герметичності та тиску, удосконалення протикорозійного захисту, застосування систем дистанційного моніторингу й автоматичного перекриття потоків, підтримання режиму охоронних зон, проведення інструктажів і навчань персоналу, наявність планів локалізації та ліквідації аварійних забруднень, а також проведення рекультивації й відновлення порушених територій.

Метою даної роботи є оцінювання екологічних ризиків, що виникають під час експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів, та розроблення науково обґрунтованих заходів щодо їх запобігання і мінімізації негативного впливу на довкілля. Для досягнення поставленої мети передбачається: проаналізувати основні джерела та механізми формування екологічних ризиків; визначити найбільш ймовірні аварійні сценарії та чутливі компоненти навколишнього середовища; оцінити можливі наслідки для ґрунтів, водних об’єктів, біоти й атмосферного повітря; запропонувати комплекс превентивних і реагувальних заходів, спрямованих на підвищення екологічної безпеки трубопровідного транспорту. Практичне значення роботи полягає в можливості використання запропонованих підходів для удосконалення системи екологічного менеджменту, зниження ймовірності аварій та скорочення екологічних і економічних збитків від можливих інцидентів.

РОЗДІЛ 1.

АНАЛІЗ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ

1.1. Класифікація трубопровідних систем транспортування вуглеводнів

Трубопровідний транспорт вуглеводнів є одним із найбільш ефективних та економічно вигідних способів транспортування нафти, природного газу та нафтопродуктів на значні відстані. За даними Міжнародної енергетичної агенції, на сьогодні у світі функціонує понад три з половиною мільйони кілометрів магістральних трубопроводів, які забезпечують транспортування близько дев'яноста відсотків світового видобутку нафти та природного газу. Трубопровідні системи характеризуються високою надійністю, можливістю безперервного транспортування великих обсягів вуглеводневої сировини, мінімальними втратами продукту при транспортуванні та відносно низькою собівартістю порівняно з іншими видами транспорту.

Класифікація трубопровідних систем транспортування вуглеводнів є важливим елементом нормативно-технічного регулювання їх проєктування, будівництва та експлуатації. Різні типи трубопроводів характеризуються специфічними технічними параметрами, вимогами безпеки та рівнями потенційних екологічних ризиків. Систематизація трубопровідних систем дозволяє встановити диференційовані вимоги до їх облаштування, експлуатації та забезпечення екологічної безпеки відповідно до рівня небезпеки та масштабів можливих наслідків аварійних ситуацій.



Рис. 1.1 Трубопровідні системи

Класифікація за призначенням та масштабом транспортування

За призначенням та масштабом транспортування трубопроводи вуглеводнів поділяються на три основні категорії: магістральні, промислові та розподільчі. Магістральні трубопроводи призначені для транспортування вуглеводнів від районів видобутку або виробництва до районів споживання на значні відстані, часто сотні або тисячі кілометрів. Вони характеризуються великими діаметрами труб, високим робочим тиском та значною пропускною здатністю. Магістральні нафтопроводи зазвичай мають діаметр від 400 до 1400 міліметрів та забезпечують транспортування від десяти до 100 мільйонів тонн нафти на рік.

Магістральні газопроводи будуються з труб діаметром від 500 до 1400 міліметрів і можуть транспортувати від п'яти до 100 мільярдів кубічних метрів газу на рік при робочому тиску від п'яти з половиною до десяти мегапаскалів. Найбільші магістральні газопроводи, такі як трансєвропейські системи або газопроводи з родовищ Західного Сибіру, мають пропускну здатність понад сто мільярдів кубічних метрів газу на рік. Експлуатація магістральних трубопроводів регулюється окремими

державними нормативними документами і здійснюється спеціалізованими організаціями під контролем відповідних державних органів.

Промислові трубопроводи функціонують у межах нафтогазових родовищ, нафтопереробних та газопереробних заводів, хімічних підприємств. Вони призначені для збору продукції від окремих свердловин або технологічних установок та транспортування її до пунктів збору, підготовки або переробки. Промислові трубопроводи характеризуються меншими діаметрами від п'ятдесяти до чотирьохсот міліметрів, різноманітністю конструктивних рішень та широким діапазоном робочих параметрів залежно від властивостей транспортованого продукту та технологічних вимог. На відміну від магістральних, промислові трубопроводи можуть мати складну розгалужену конфігурацію з численними відводами, запірною арматурою та технологічним обладнанням.

Розподільчі трубопроводи забезпечують постачання вуглеводнів кінцевим споживачам від магістральних систем або пунктів зберігання. До цієї категорії належать газорозподільчі мережі населених пунктів, системи постачання нафтопродуктів до промислових підприємств, нафтобаз та автозаправних станцій. Розподільчі газопроводи працюють при тисках від 0,3 до 0,6 мегапаскалів і мають діаметри від 25 до 400 міліметрів. Вони характеризуються великою протяжністю, розгалуженістю, розташуванням у межах населених пунктів або промислових зон, що обумовлює підвищені вимоги до їх безпеки та надійності.

Класифікація за видом транспортованого продукту

За видом транспортованого продукту трубопроводи вуглеводнів поділяються на нафтопроводи, газопроводи, продуктопроводи та конденсатопроводи. Кожен з цих типів має специфічні технічні характеристики, обумовлені фізико-хімічними властивостями транспортованої речовини та вимогами до режимів транспортування.

Нафтопроводи призначені для транспортування сирової нафти від родовищ до нафтопереробних заводів або портів відвантаження. Нафта є в'язкою рідиною з густиною від 800 до 950 кілограмів на кубічний метр і кінематичною в'язкістю від 1 до 100 квадратних міліметрів на секунду залежно від сорту та температури.

Транспортування нафти нафтопроводами здійснюється за рахунок створення перепаду тиску системою насосних станцій, які розташовуються вздовж траси трубопроводу з інтервалом від 50 до 150ти кілометрів залежно від рельєфу місцевості, діаметра труб та властивостей нафти. Робочий тиск у нафтопроводах становить від чотирьох до шести з половиною мегапаскалів, швидкість руху нафти від одного до двох метрів за секунду. Для високов'язких та високозастигаючих нафт застосовується підігрів з метою зниження в'язкості та забезпечення прокачування, що вимагає додаткового обладнання підігрівачів на насосних станціях.

Газопроводи транспортують природний газ, який є сумішшю вуглеводнів з переважним вмістом метану від дев'яноста до 98 відсотків за об'ємом. Природний газ за нормальних умов знаходиться у газоподібному стані з густиною близько 0,7 кілограма на кубічний метр при атмосферному тиску та температурі п'ятнадцять градусів Цельсія. Транспортування газу здійснюється у стиснутому стані при високих тисках, що дозволяє значно збільшити його густину та забезпечити економічно ефективно транспортування великих обсягів енергоносія. Компримування газу здійснюється на компресорних станціях, обладнаних газоперекачувальними агрегатами з приводом від газотурбінних або електродвигунів.

Робочий тиск у магістральних газопровадах становить від п'яти з половиною до 9,8 мегапаскалів залежно від класу міцності труб та категорії ділянки траси. Швидкість руху газу у газопровадах вища, ніж рідини у нафтопроводах, і може досягати від п'яти до 25 метрів за секунду.

Відстань між компресорними станціями на магістральних газопроводах становить від 100 до 150ти кілометрів. Важливою особливістю газопроводів є необхідність підготовки газу перед транспортуванням, що включає осушку для видалення вологи, очищення від механічних домішок та сірководню, одоризацію для надання газу характерного запаху з метою виявлення витоків.

Продуктопроводи призначені для транспортування світлих нафтопродуктів, таких як бензин, дизельне паливо, гас, від нафтопереробних заводів до пунктів споживання або нафтобаз. Нафтопродукти мають меншу в'язкість порівняно з сировою нафтою, що дозволяє здійснювати їх транспортування при менших перепадах тиску. Характерною особливістю продуктопроводів є можливість послідовного перекачування різних нафтопродуктів без розділювачів, що призводить до утворення невеликих зон змішування на межі партій, які потім розділяються на нафтобазах. Діаметри продуктопроводів становлять від 150 до 500 міліметрів, робочий тиск від двох до чотирьох мегапаскалів.

Конденсатопроводи транспортують газовий конденсат, який є сумішшю важких вуглеводнів від пентану до декану, що виділяються з природного газу при його підготовці на газопереробних заводах. Конденсат за своїми властивостями займає проміжне положення між сировою нафтою та світлими нафтопродуктами, має густину від семисот до восьмисот кілограмів на кубічний метр і низьку в'язкість. Конденсатопроводи зазвичай мають невелику протяжність та з'єднують газопереробні заводи з нафтопереробними заводами або портами відвантаження. Їх конструкція та режими експлуатації подібні до нафтопроводів, але менші діаметри та робочі тиски.

Важливою характеристикою трубопроводів є робочий тиск, який визначає вибір матеріалів труб, товщину стінки, конструкцію з'єднань та інші технічні параметри. Згідно з нормативними документами, зокрема

ДБН В 2.5-14-2019, газопроводи за робочим тиском класифікуються на газопроводи низького тиску до 0,5 мегапаскаля , середнього тиску від 0,5 до 0,3 мегапаскаля , високого тиску першої категорії від 0,3 до 0,6мегапаскаля , високого тиску другої категорії від 0,6 до 1,2 мегапаскаля та магістральні газопроводи з тиском понад 1,2 мегапаскаля .

Для нафтопроводів та продуктопроводів застосовується дещо інша класифікація, оскільки вони працюють при вищих тисках. Магістральні нафтопроводи зазвичай проєктуються на робочий тиск від чотирьох до шести з половиною мегапаскалів, хоча на окремих ділянках з важкими топографічними умовами тиск може досягати десяти мегапаскалів. Вибір робочого тиску визначається діаметром трубопроводу, властивостями транспортованої рідини, профілем траси та необхідною пропускною здатністю. Підвищення робочого тиску дозволяє збільшити пропускну здатність трубопроводу, але вимагає застосування труб з більшою товщиною стінки або з вищими механічними властивостями сталі.

За діаметром трубопроводи класифікуються на трубопроводи малого діаметру до 500 міліметрів, середнього діаметру від 500 до 800 міліметрів та великого діаметру понад вісімсот міліметрів. Вибір діаметра трубопроводу визначається необхідною пропускною здатністю та техніко-економічними розрахунками. Збільшення діаметра при незмінному робочому тиску дозволяє зменшити швидкість руху продукту та гідравлічні втрати, що веде до економії енергії на перекачування. Однак зі збільшенням діаметра зростають капітальні витрати на будівництво трубопроводу через збільшення вартості труб, земляних робіт, монтажних операцій. [1]

За способом прокладання трубопроводи вуглеводнів поділяються на підземні, наземні, надземні та підводні. Підземне прокладання є найпоширенішим способом для магістральних трубопроводів у помірних кліматичних зонах. Труби закопуються в ґрунт на глибину від 0,8 до двох

метрів залежно від категорії ділянки, діаметра трубопроводу та кліматичних умов. Підземне прокладання забезпечує захист трубопроводу від механічних пошкоджень, температурних перепадів, впливу атмосферних явищ. Воно дозволяє прокладати трубопроводи через сільськогосподарські угіддя з мінімальним вилученням земель з обігу після завершення будівництва.

Наземне прокладання застосовується у районах зі складними ґрунтовими умовами, вічною мерзлотою, скельними породами, болотистими місцевостями, де підземне прокладання технічно складне або економічно недоцільне. При наземному прокладанні труби укладаються на поверхні ґрунту на спеціальних опорах або в насипу з теплоізоляцією. Цей спосіб дозволяє уникнути складних земляних робіт, спрощує контроль технічного стану трубопроводу та проведення ремонтних робіт. Однак наземні трубопроводи більш піддані впливу зовнішніх факторів, вимагають додаткової теплоізоляції для запобігання замерзанню або перегріву продукту.

Наземне прокладання на естакадах застосовується переважно для промислових трубопроводів на територіях підприємств, для переходів через перешкоди, в умовах вічної мерзлоти. Труби розміщуються на металевих або залізобетонних опорах на висоті від одного до п'яти метрів над поверхнею землі. Надземне прокладання забезпечує легкий доступ до трубопроводу для огляду та ремонту, проте вимагає ретельного розрахунку на температурні деформації та застосування компенсаторів для сприйняття теплових подовжень труб. Надземні трубопроводи підлягають посиленому захисту від корозії та потребують регулярного технічного обслуговування.

Підводне прокладання застосовується для переходів через водні перешкоди, такі як річки, озера, морські протоки, а також для морських та океанічних трубопроводів, що з'єднують морські родовища з береговими терміналами. Підводні переходи через річки зазвичай виконуються

методом траншейного прокладання з укладанням труб у попередньо підготовлену траншею на дні водойми з подальшою засипкою або баластуванням для запобігання спливанню. Для великих глибин та складних умов застосовуються спеціальні технології укладання труб з плавучих трубоукладальних барж або методом спрямованого буріння. [2]

Класифікація трубопровідних систем транспортування вуглеводнів є основою для встановлення диференційованих вимог до їх проєктування, будівництва та експлуатації. Різні типи трубопроводів характеризуються специфічними технічними параметрами, режимами роботи та рівнями потенційних екологічних ризиків. Розуміння цієї класифікації необхідне для розробки адекватних заходів забезпечення безпеки та запобігання негативному впливу на навколишнє середовище. Особливої уваги потребують магістральні трубопроводи високого тиску та великого діаметру, оскільки аварії на таких об'єктах можуть призвести до катастрофічних наслідків з масштабним забрудненням довкілля та загрозою для життя людей.

1.2. Джерела екологічних ризиків при експлуатації трубопроводів

Експлуатація трубопровідних систем транспортування вуглеводнів пов'язана з численними джерелами потенційних екологічних ризиків, які можуть призвести до забруднення навколишнього середовища, деградації екосистем та загрози здоров'ю населення. Ідентифікація та систематизація цих джерел є необхідною основою для розробки ефективної системи управління екологічними ризиками та запобігання аварійним ситуаціям. За даними Європейської економічної комісії ООН, щорічно у світі відбувається близько трьохсот значних інцидентів на трубопровідних системах транспортування вуглеводнів, що призводять до викиду понад 200000 тонн нафти та нафтопродуктів у навколишнє середовище.

Джерела екологічних ризиків при експлуатації трубопроводів можна класифікувати за різними критеріями: за природою виникнення, за характером впливу на довкілля, за масштабами можливих наслідків, за можливістю контролю та запобігання. Комплексний підхід до аналізу цих джерел дозволяє визначити пріоритетні напрямки впровадження заходів із забезпечення екологічної безпеки трубопровідного транспорту та оптимізувати розподіл ресурсів для управління ризиками. Особливу увагу необхідно приділяти джерелам з високою ймовірністю реалізації та потенційно катастрофічними наслідками для навколишнього середовища.

Механічні пошкодження трубопроводів є одним із найпоширеніших джерел аварійних ситуацій та екологічних ризиків. За статистикою провідних нафтогазових компаній світу, механічні пошкодження становлять від 25 до 40 відсотків усіх випадків розгерметизації трубопроводів. Основними причинами механічних пошкоджень є несанкціоновані земляні роботи в охоронних зонах трубопроводів, які становлять близько 50 відсотків усіх випадків пошкоджень від зовнішнього впливу. При виконанні будівельних робіт, прокладанні інженерних комунікацій, сільськогосподарських операціях без попереднього узгодження з експлуатуючими організаціями відбувається пошкодження ізоляційного покриття та стінки труби землерийною технікою.

Навмисне механічне пошкодження трубопроводів внаслідок злочинних дій або терористичних актів становить особливу небезпеку через непередбачуваність та можливість спричинення значних екологічних збитків. Незаконні врізки у нафтопроводи з метою крадіжки нафти та нафтопродуктів призводять не лише до втрат продукту, але й до систематичних витоків у місцях встановлення кустарних відборів. У деяких країнах, особливо в Латинській Америці та Африці, такі незаконні врізки є масовим явищем, що призводить до катастрофічного забруднення

ґрунтів та водойм уздовж трас трубопроводів. Пошкодження трубопроводів під час воєнних дій або в результаті диверсій можуть спричинити екологічні катастрофи регіонального масштабу.

Пошкодження трубопроводів внаслідок зсувів ґрунту, селевих потоків, карстових провалів та інших геологічних процесів становлять значну небезпеку для трубопроводів у гірських районах та сейсмічно активних зонах. Зміщення ґрунту може призвести до вигину труб, виникнення критичних напружень та руйнування трубопроводу. Підмив ґрунту під трубопроводом при переходах через водні перешкоди може призвести до оголення труб та їх провисання з подальшим руйнуванням під дією власної ваги та гідродинамічних навантажень. Морозне здимання ґрунтів у районах сезонного промерзання створює додаткові навантаження на трубопровід та може спричинити його деформацію.

Корозія металу труб є однією з основних причин поступового зниження працездатності трубопроводів та виникнення аварійних ситуацій. Зовнішня корозія виникає внаслідок впливу навколишнього середовища на зовнішню поверхню труб та розвивається за електрохімічним механізмом при порушенні цілісності ізоляційного покриття. Інтенсивність зовнішньої корозії визначається агресивністю ґрунтів, наявністю блукаючих струмів від електрифікованого транспорту, якістю ізоляційного покриття та ефективністю електрохімічного захисту. У корозійно-активних ґрунтах з підвищеною вологістю, високим вмістом солей та низьким питомим опором швидкість корозії може досягати 0,5 до одного міліметра на рік.

Внутрішня корозія трубопроводів виникає під впливом транспортованого продукту та може мати різні механізми залежно від складу вуглеводнів та наявності корозійно-активних домішок. Електрохімічна корозія у присутності пластової води розвивається на внутрішній поверхні нафтопроводів та газопроводів при недостатньому

осушенні продукту. Сірководнева корозія виникає при транспортуванні газу та нафти з підвищеним вмістом сірководню та призводить до утворення сульфідів заліза, крихкості металу та можливості раптового руйнування труб. Вуглекислотна корозія розвивається при наявності вуглекислого газу у присутності води та може досягати значних швидкостей до декількох міліметрів на рік.

Мікробіологічна корозія спричиняється життєдіяльністю сульфатвідновлюючих бактерій, які розвиваються у водних скупченнях на внутрішній поверхні трубопроводів та перетворюють сульфати на сірководень, що інтенсифікує корозійні процеси. Розвиток мікробіологічної корозії характерний для нафтопроводів з періодичним режимом перекачування, де в застійних зонах створюються сприятливі умови для розмноження бактерій. Швидкість мікробіологічної корозії може досягати декількох міліметрів на рік, що значно перевищує швидкість звичайної електрохімічної корозії. Боротьба з мікробіологічною корозією вимагає застосування біоцидів та забезпечення якісного осушення продукту перед транспортуванням [3]

Стрессова корозія під напруженням є особливо небезпечною формою корозійного руйнування, яка розвивається при одночасній дії корозійного середовища та розтягуючих механічних напружень у металі труби. Тріщини стрессової корозії можуть поширюватися у поздовжньому напрямку на значній довжині труби та призводити до раптового руйнування трубопроводу без попередніх ознак. Це явище особливо характерне для трубопроводів, що експлуатуються при високих робочих тисках у корозійно-активних ґрунтах. Виявлення стрессової корозії вимагає застосування спеціальних методів внутрішньотрубної діагностики з використанням магнітних або ультразвукових дефектоскопів.



Рис.1.2. Вибух нафтопродуктів в Івано-Франківській області,2023р.

Дефекти будівництва та монтажу трубопроводів є суттєвим джерелом потенційних аварійних ситуацій, оскільки вони закладаються на етапі спорудження об'єкта і можуть проявитися через роки експлуатації. Дефекти зварних з'єднань становлять найбільшу небезпеку, оскільки зварні шви є концентраторами напружень та найбільш відповідальними елементами конструкції трубопроводу. До основних дефектів зварювання належать непровари, подрізи, тріщини, шлакові та газові включення, несплавлення кромки, невідповідність геометричних розмірів шва вимогам нормативних документів. Такі дефекти знижують міцність зварного з'єднання та можуть призвести до руйнування при експлуатаційних навантаженнях.

Недостатня якість ізоляційного покриття труб та його пошкодження під час будівельно-монтажних робіт створюють передумови для розвитку корозійних процесів у подальшій експлуатації. Порушення технології нанесення ізоляції, застосування неякісних матеріалів, пошкодження покриття при транспортуванні та укладанні труб у траншею призводять до

оголення металеві поверхні та створення умов для локальної корозії. Статистика показує, що до сімдесяти відсотків корозійних пошкоджень трубопроводів виникають саме у місцях дефектів ізоляційного покриття, закладених при будівництві.

Порушення технології укладання трубопроводу може призвести до виникнення додаткових напружень у трубах та їх передчасного руйнування. Недостатня глибина укладання труб, невідповідність профілю траншеї проєктним параметрам, застосування для засипки ґрунту з каменями та твердими включеннями, які можуть пошкодити ізоляцію, негативно впливають на довговічність трубопроводу. Особливо небезпечним є укладання труб з вигином у вертикальній або горизонтальній площині без застосування необхідних компенсаторів, що призводить до виникнення згинальних напружень, які додаються до напружень від внутрішнього тиску.

Втомні руйнування виникають внаслідок багаторазової дії циклічних навантажень, які можуть бути значно нижчими за межу міцності матеріалу. При експлуатації трубопроводів циклічні навантаження виникають від коливань робочого тиску при пусках та зупинках перекачування, зміни температури транспортованого продукту, вібрації від насосного або компресорного обладнання. Накопичення втомних пошкоджень у металі труб відбувається протягом усього терміну експлуатації та може призвести до утворення втомних тріщин, які поширюються через товщину стінки труби. Втомні тріщини особливо небезпечні тим, що можуть розвиватися повільно та непомітно, а потім призвести до раптового руйнування трубопроводу.

Старіння металу труб проявляється у зміні його механічних властивостей протягом тривалої експлуатації під впливом робочих навантажень, температури та корозійного середовища. Деформаційне старіння виникає внаслідок пластичних деформацій металу та призводить

до підвищення твердості та зниження пластичності. Термічне старіння розвивається при тривалій експлуатації трубопроводів підвищеної температури та також знижує пластичність сталі. Зниження пластичності металу збільшує схильність до крихкого руйнування, особливо при низьких температурах експлуатації. Для трубопроводів, що експлуатуються понад тридцять років, старіння металу стає значущим фактором, що обмежує залишковий ресурс.

Деградація ізоляційних покриттів відбувається під впливом навколишнього середовища, мікроорганізмів, механічних навантажень від ґрунту. Бітумні ізоляційні покриття старих трубопроводів втрачають еластичність, розтріскуються та відшаровуються від поверхні труби, втрачаючи захисні властивості. Полімерні покриття можуть деградувати під впливом ультрафіолетового випромінювання для надземних трубопроводів, агресивних хімічних речовин у ґрунтах, мікробіологічного ураження. Втрата захисних властивостей ізоляції призводить до інтенсифікації корозійних процесів та скорочення терміну служби трубопроводу.

Порушення технологічних режимів експлуатації трубопроводів може призвести до виникнення аварійних ситуацій та екологічних інцидентів. Перевищення допустимого робочого тиску внаслідок несправності систем регулювання або помилкових дій персоналу створює передумови для руйнування труб у місцях концентрації дефектів. Швидкі зміни тиску та температури при пусках та зупинках перекачування призводять до термоциклічних та динамічних навантажень на трубопровід, які скорочують його ресурс. Перекачування продукту з невідповідними фізико-хімічними властивостями, зокрема з підвищеним вмістом корозійно-активних домішок, прискорює процеси внутрішньої корозії.

Недостатнє технічне обслуговування та несвоєчасне виявлення дефектів призводять до накопичення пошкоджень та збільшення

ймовірності аварій. Відсутність або низька ефективність систем електрохімічного захисту дозволяє розвиватися корозійним процесам на зовнішній поверхні труб. Невиконання регламентних робіт з очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від парафінових відкладень, води, продуктів корозії призводить до зменшення пропускної здатності та створення умов для внутрішньої корозії. Недостатня періодичність проведення внутрішньотрубною діагностики або застосування методів з обмеженою роздільною здатністю не дозволяє своєчасно виявити небезпечні дефекти.

Помилки персоналу при управлінні технологічним процесом, технічному обслуговуванні та ремонті трубопроводів становлять значну частку причин аварійних ситуацій. Неправильна оцінка технічного стану обладнання, прийняття помилкових рішень в аварійних ситуаціях, порушення інструкцій та регламентів можуть призвести до катастрофічних наслідків. Недостатня кваліфікація персоналу, в тому, стрес, неухважність є факторами, що збільшують ймовірність помилкових дій. Статистичний аналіз аварій на трубопроводах показує, що людський фактор прямо або опосередковано причетний до сорока-шістдесяти відсотків усіх інцидентів.

Комплексна ідентифікація та систематизація джерел екологічних ризиків при експлуатації трубопроводів є необхідною основою для розробки ефективної системи управління ризиками. Різноманітність та взаємозв'язок цих джерел вимагає застосування комплексного підходу до забезпечення безпеки трубопровідних систем, що включає технічні, організаційні та управлінські заходи. Особливу увагу необхідно приділяти джерелам з високою ймовірністю реалізації та потенційно катастрофічними екологічними наслідками, таким як корозійні пошкодження трубопроводів великого діаметру та механічні пошкодження від зовнішнього впливу.

1.3. Міжнародні та національні стандарти оцінки екологічних ризиків

Оцінка екологічних ризиків при експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів здійснюється на основі комплексу міжнародних та національних стандартів, які встановлюють методологічні підходи, критерії прийнятності ризиків та вимоги до документування результатів. Гармонізація національних систем оцінки ризиків з міжнародними стандартами забезпечує можливість порівняння результатів, обміну досвідом між країнами та застосування кращих світових практик. Розвиток нормативної бази з оцінки екологічних ризиків відбувається в напрямку підвищення вимог до обґрунтованості висновків, прозорості методології та врахування невизначеностей [4]

Базовим міжнародним стандартом у сфері управління ризиками є ISO 31000:2018 "Менеджмент ризику. Принципи та настанови", який встановлює загальні принципи та процеси управління ризиками незалежно від галузі застосування. Стандарт визначає ризик як вплив невизначеності на досягнення цілей організації та встановлює, що ефективне управління ризиками вимагає інтеграції процесу управління ризиками у загальну систему менеджменту організації. Принципи управління ризиками за ISO 31000 включають створення та захист цінності, інтеграцію в організаційні процеси, структурованість та всебічність підходу, врахування людського та культурного факторів, прозорість та залучення зацікавлених сторін.

Процес управління ризиками згідно з ISO 31000 включає встановлення контексту, ідентифікацію ризиків, аналіз ризиків, оцінювання ризиків, обробку ризиків, а також моніторинг та перегляд. Встановлення контексту передбачає визначення зовнішніх та внутрішніх параметрів організації, встановлення цілей управління ризиками та критеріїв прийнятності ризиків. Ідентифікація ризиків має бути всебічною

та враховувати всі можливі джерела ризиків, незалежно від того, чи контролюються вони організацією. Аналіз ризиків включає визначення наслідків та ймовірності виникнення ризикових подій з урахуванням існуючих заходів контролю та їх ефективності.

Стандарт ISO 14001:2015 "Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування" встановлює вимоги до системи екологічного менеджменту організації, включаючи оцінку екологічних аспектів та пов'язаних з ними ризиків. Згідно з цим стандартом, організація повинна визначити екологічні аспекти своєї діяльності, продукції або послуг, які вона може контролювати або на які може впливати, та пов'язані з ними екологічні впливи з урахуванням життєвого циклу. Організація повинна оцінити значимість екологічних аспектів, визначивши ті, які мають або можуть мати значний вплив на навколишнє середовище. Оцінка повинна враховувати як нормальні, так і аварійні умови роботи.

Стандарт ISO 31010:2019 "Менеджмент ризику. Методи загальної оцінки ризику" надає рекомендації щодо вибору та застосування методів оцінки ризиків у різних контекстах. Стандарт описує близько сорока методів оцінки ризиків, включаючи якісні, напівкількісні та кількісні методи, та надає вказівки щодо їх застосування на різних етапах процесу управління ризиками. Для екологічних ризиків при експлуатації трубопроводів найбільш застосовними є методи аналізу дерева відмов, аналізу дерева подій, аналізу видів та наслідків відмов, аналізу небезпеки та працездатності, методи моделювання наслідків аварій.

Американський інститут нафти розробив серію стандартів та рекомендованих практик для нафтогазової галузі, включаючи API Standard 1160 "Управління цілісністю трубопроводів для систем розподілу небезпечних рідин". Цей стандарт встановлює вимоги до програм управління цілісністю трубопроводів, включаючи ідентифікацію високоризикових зон, оцінку загроз, визначення методів оцінки стану

трубопроводу, планування та впровадження заходів із зменшення ризиків. Високоризикові зони визначаються як ділянки трубопроводу, аварія на яких може призвести до найбільш серйозних наслідків для населення, навколишнього середовища або власності.

API Recommended Practice 580 "Інспектування на основі ризику" надає методологію для оптимізації планування інспекцій та технічного обслуговування обладнання на основі оцінки ризиків. Методологія передбачає визначення ймовірності відмови обладнання на основі аналізу механізмів деградації та оцінки наслідків відмови з урахуванням можливих сценаріїв аварій. На основі матриці ризиків визначаються пріоритети інспектування та інтервали між інспекціями. Застосування підходу на основі ризику дозволяє оптимізувати розподіл ресурсів, зосереджуючи увагу на обладнанні з найвищим ризиком.

Європейський стандарт EN 16348:2013 "Трубопровідні системи. Управління цілісністю наземних трубопроводів" встановлює загальні принципи та вимоги до систем управління цілісністю трубопроводів незалежно від типу транспортованого продукту. Стандарт визначає життєвий цикл трубопроводу від проєктування до виведення з експлуатації та вимоги до управління цілісністю на кожному етапі. Основними елементами системи управління цілісністю є ідентифікація загроз, оцінка ризиків, планування та впровадження заходів із запобігання та контролю, моніторинг ефективності, безперервне вдосконалення. Стандарт наголошує на необхідності врахування взаємодії між різними загрозами та кумулятивних ефектів [5]

В Україні базовим нормативним документом у сфері оцінки впливу на довкілля є Закон України "Про оцінку впливу на довкілля" від двадцять третього травня 2000 семнадцятого року номер 2519-8, який встановлює правові та організаційні засади оцінки впливу на довкілля для планованої діяльності. Закон визначає, що будівництво, реконструкція та експлуатація

об'єктів, які можуть мати значний вплив на довкілля, підлягають обов'язковій оцінці впливу. До таких об'єктів належать магістральні трубопроводи для транспортування газу, нафти, хімічних речовин діаметром понад вісімсот міліметрів та довжиною понад сорок кілометрів, а також трубопроводи менших розмірів у природоохоронних зонах.

ДБН А 2, 2-1-2003 "Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд" встановлює вимоги до складу та змісту розділу "Оцінка впливу на довкілля" у проєктній документації. Документ визначає, що оцінка повинна включати аналіз існуючого стану довкілля в зоні впливу об'єкта, характеристику джерел впливу та видів впливів, оцінку очікуваних змін довкілля, визначення заходів із запобігання, зменшення та компенсації негативних впливів. Для лінійних об'єктів, таких як трубопроводи, особлива увага приділяється оцінці впливу на ландшафти, ґрунти, водні об'єкти та екологічні коридори.

ДСТУ ISO 31000:2018 «Менеджмент ризику. Принципи та настанови» є національним стандартом України, ідентичним міжнародному стандарту ISO 31000:2018, та встановлює загальні принципи та процеси управління ризиками. Прийняття цього стандарту як національного сприяє гармонізації українських підходів до управління ризиками з міжнародною практикою. ДСТУ ISO 14001:2015 «Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування» також є національним стандартом України, ідентичним відповідному міжнародному стандарту, та використовується організаціями для побудови систем екологічного менеджменту.

ВБН "Магістральні трубопроводи. Споруди захисні. Норми проектування" встановлює вимоги до проектування захисних споруд на магістральних трубопроводах для запобігання їх пошкодженню при зсувах, селях, карстових процесах та інших небезпечних геологічних явищах.

Документ визначає методи оцінки ймовірності виникнення небезпечних процесів, розрахунку навантажень на трубопровід та вибору типу захисних споруд. Особлива увага приділяється трубопроводам у гірських районах та сейсмічно активних зонах, де ризики механічних пошкоджень є підвищеними.

Постанова Кабінету Міністрів України від двадцять сьомого липня 2000 п'ятого року номер 645 "Про затвердження Порядку визначення розміру шкоди, зумовленої забрудненням земель хімічними речовинами" встановлює методику розрахунку збитків від забруднення ґрунтів нафтою та нафтопродуктами при аваріях на трубопроводах. Розмір шкоди визначається на основі площі забруднення, глибини проникнення забруднюючої речовини, ступеня забруднення відносно гранично допустимих концентрацій, категорії земель. Методика використовується при розслідуванні аварій та визначенні компенсацій за завдані екологічні збитки.

Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від двадцять п'ятого червня 1990 першого року встановлює загальні принципи охорони довкілля, включаючи принцип запобігання екологічній шкоді та принцип відповідальності за її заподіяння. Закон визначає екологічні права та обов'язки громадян та юридичних осіб, встановлює вимоги до екологічної експертизи та моніторингу довкілля. Для підприємств, що експлуатують трубопроводи, встановлюються обов'язки дотримання екологічних нормативів, впровадження найкращих доступних технологій, створення спеціальних фондів для ліквідації наслідків можливих аварій.

ДСанПіН 2,2, 4-100 семдесят 1-2010 "Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною" встановлює гранично допустимі концентрації нафтопродуктів у воді. Забруднення водних об'єктів при аваріях на трубопроводах оцінюється на відповідність цим

нормативам. Для нафти та нафтопродуктів встановлена гранично допустима концентрація ,1 міліграм на літр за органолептичною ознакою. Перевищення цього значення робить воду непридатною для питного водопостачання та вимагає впровадження додаткових заходів очищення або використання альтернативних джерел водопостачання.

Директива Європейського Парламенту та Ради 2004-Здцять 5- ЄС від двадцять дев'ятого квітня 2000 четвертого року про контроль за небезпеками великих аварій, пов'язаних з небезпечними речовинами (Директива Севезо III), встановлює вимоги до запобігання великим промисловим аваріям та зменшення їх наслідків. Директива застосовується до підприємств, на яких присутні небезпечні речовини у кількостях, що перевищують встановлені порогові значення. Для нафти та нафтопродуктів нижній поріг становить 2500 тонн, верхній поріг 25000 тонн. Підприємства, що підпадають під дію директиви, повинні розробляти політику запобігання великим аваріям, впроваджувати систему управління безпекою, готувати звіти з безпеки.

Україна як країна-кандидат на вступ до Європейського Союзу зобов'язана гармонізувати своє законодавство з європейськими нормами. У рамках Угоди про асоціацію між Україною та ЄС передбачається поступова імплементація екологічних директив ЄС, включаючи Директиву Севезо III. Це вимагає перегляду національних нормативних документів у сфері промислової безпеки та екологічного ризику, впровадження нових підходів до оцінки та управління ризиками великих аварій. Імплементація європейських вимог сприятиме підвищенню рівня безпеки експлуатації трубопровідних систем в Україні та наближенню до європейських стандартів.

Водна рамкова директива 2000-60- ЄС встановлює вимоги до охорони та управління водними ресурсами, включаючи запобігання забрудненню водних об'єктів небезпечними речовинами. Директива

вимагає розробки планів управління річковими басейнами, визначення водних об'єктів, що піддаються ризику недосягнення доброго екологічного стану, впровадження програм заходів для запобігання погіршенню стану води. Для трубопроводів, що перетинають водні об'єкти або проходять у водоохоронних зонах, вимоги Водної рамкової директиви обумовлюють необхідність особливих заходів запобігання аваріям та обмеження їх наслідків для водних екосистем.

Комплексна система міжнародних та національних стандартів оцінки екологічних ризиків створює нормативну основу для забезпечення безпеки експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів. Гармонізація національних стандартів з міжнародними та європейськими нормами сприяє підвищенню якості оцінки ризиків, впровадженню кращих практик управління безпекою та забезпеченню прозорості процедур для всіх зацікавлених сторін. Подальший розвиток нормативної бази має відбуватися в напрямку врахування нових загроз, пов'язаних зі зміною клімату, старінням інфраструктури та зростанням вимог суспільства до екологічної безпеки.

1.4. Характеристика трубопровідних систем Прикарпатського регіону

Прикарпатський регіон України має особливе значення для нафтогазової галузі країни як історична територія розвитку нафтовидобування та важливий вузол транзиту енергоносіїв між Європою та Азією. Регіон охоплює Івано-Франківську, Львівську та частково Тернопільську області і характеризується складними природно-кліматичними умовами, значною розгалуженістю трубопровідної інфраструктури та високою екологічною чутливістю територій. На території Прикарпаття зосереджено понад тридцять відсотків магістральних газопроводів України, функціонують численні

нафтопроводи, газопроводи-відводи та розподільчі мережі, що обумовлює необхідність особливої уваги до питань екологічної безпеки експлуатації цих об'єктів.

Прикарпатський регіон розташований у західній частині України і характеризується складним рельєфом з поєднанням рівнинних територій Передкарпаття, передгірських районів та гірських масивів Українських Карпат. Абсолютні висоти на території регіону коливаються від 150 метрів на рівнині до 2000 метрів у гірських районах. Така різноманітність рельєфу створює специфічні умови для прокладання та експлуатації трубопроводів, вимагає застосування різних технічних рішень та додаткових заходів безпеки. Гірські райони характеризуються крутими схилами з ухилами до 35 градусів, наявністю ярів та балок, що ускладнює доступ до трубопроводів для проведення технічного обслуговування та ремонтів.

Геологічна будова Прикарпаття відзначається складною тектонікою з наявністю численних розломів, насувів та антиклінальних структур. Регіон характеризується підвищеною сейсмічною активністю з можливістю землетрусів магнітудою до п'яти балів за шкалою Ріхтера. Поширення карстових процесів у районах виходів на поверхню вапняків та гіпсів створює ризики провалів ґрунту та пошкодження трубопроводів. Зсувні процеси активно розвиваються на схилах Карпат та в передгірських районах, особливо після тривалих дощів або сніготанення. За даними геологічних досліджень, потенційно зсувонебезпечними є близько двадцяти відсотків території Прикарпаття, що вимагає особливих заходів захисту трубопроводів у цих районах.

Кліматичні умови Прикарпаття характеризуються помірно континентальним кліматом з підвищеною кількістю опадів у гірських районах до 1004сот міліметрів на рік порівняно з шістьма сотнями міліметрів на рівнині. Температурний режим має значну амплітуду коливань від мінус 25 градусів Цельсія взимку до плюс 35 градусів влітку.

Глибина промерзання ґрунту сягає вісімдесяти сантиметрів на рівнині та шістдесяти сантиметрів у гірських районах. Рясні опади у вигляді злив можуть призводити до підтоплення трубопроводів, розмиву ґрунту, активізації зсувних процесів. Паводки на гірських річках з підйомом рівня води до п'яти метрів створюють загрозу для підводних переходів трубопроводів через водні перешкоди.

Гідрологічна мережа регіону представлена численними річками басейнів Дністра та Тиси з притоками Прут, Черемош, Бистриця, Свіча, Лімниця та іншими. Густина річкової мережі в гірських районах досягає 0,8 кілометра на квадратний кілометр, що обумовлює велику кількість переходів трубопроводів через водні перешкоди. Паводковий режим рік з весняним сніготаненням та літніми паводками від злив створює ризики розмиву ґрунту під трубопроводами та їх оголення. Підземні води залягають на глибині від одного до десяти метрів залежно від рельєфу та геологічної будови, що необхідно враховувати при оцінці ризиків забруднення водоносних горизонтів при аваріях на трубопроводах.

Прикарпатський регіон є колискою нафтогазової промисловості не лише України, але й усієї Східної Європи. Видобуток нафти в Бориславі розпочався ще у 1008сот п'ятдесят четвертому році, що робить його одним з найстаріших у світі. На початку двадцятого століття Прикарпаття давало до п'яти відсотків світового видобутку нафти, а Борислав-Трускавецький нафтопромисловий район був одним з найбільших у Європі. Перший в Україні магістральний нафтопровід Борислав - Дрогобич було побудовано у 1900 шостому році для транспортування нафти до нафтопереробного заводу. Пізніше було споруджено нафтопроводи до інших центрів переробки та експорту нафтопродуктів.

Видобуток природного газу в Прикарпатті розпочався у тридцятих роках двадцятого століття після відкриття Дашавського газового родовища у 1924 році. Промисловий видобуток газу набув значних масштабів після

відкриття Шебелинського родовища у Харківській області та будівництва системи магістральних газопроводів для постачання природного газу в західні регіони країни. У післявоєнний період було побудовано перші транзитні газопроводи з Радянського Союзу до країн Центральної Європи, які проходили через територію Прикарпаття. Це заклало основу для формування потужної газотранспортної системи регіону, яка функціонує донині.

Інтенсивний розвиток нафтогазової інфраструктури Прикарпаття відбувався у шістдесятих-вісімдесятих роках двадцятого століття, коли було споруджено основні магістральні газопроводи діаметром тисяча двісті двадцять та тисяча 400 двадцять міліметрів для транзиту газу до Західної Європи. Газопроводи Союз, Прогрес, Уренгой - Помари - Ужгород та інші проходять через територію Івано-Франківської та Львівської областей. Для підтримання необхідного тиску газу в системі було побудовано потужні компресорні станції в Богородчанах, Гребеніві, Дашаві, Більче-Золотому та інших населених пунктах. Загальна потужність компресорних станцій Прикарпаття перевищує 0,4млн кіловат встановленої потужності газоперекачувальних агрегатів.

Газотранспортна система Прикарпатського регіону є складовою частиною Газотранспортної системи України і включає магістральні газопроводи загальною протяжністю понад 3000 кілометрів, вісім компресорних станцій, п'ять газорозподільних станцій високого тиску, підземне сховище газу. Основними магістральними газопроводами регіону є Союз діаметром тисяча 400 двадцять міліметрів з робочим тиском 7,5 мегапаскалів, Прогрес діаметром тисяча двісті двадцять міліметрів, Уренгой - Помари - Ужгород діаметром 1400 міліметрів, а також численні газопроводи-відводи для постачання газу споживачам регіону діаметром від трьохсот до сімсот міліметрів.

Компресорна станція Богородчани є найпотужнішою в Україні та однією з найбільших у Європі з встановленою потужністю понад шістсот мегават. Станція обладнана газоперекачувальними агрегатами типу ГТК 25 та ГПУ шістнадцять різних модифікацій. Компресорна станція Дашава введена в експлуатацію у 1950 восьмому році та є однією з найстаріших діючих станцій в Україні. За час експлуатації обладнання станції неодноразово модернізувалося з заміною застарілих агрегатів на сучасні енергоефективні установки. Компресорна станція Більче-Золоте забезпечує роботу підземного сховища газу та компримування газу для його закачування в сховище в літній період.

Більче-Волицьке підземне сховище газу розташоване в Івано-Франківській області і є одним з найбільших в Україні з активним об'ємом понад дев'ять мільярдів кубічних метрів. Сховище створено в пористих пластах виснаженого газового родовища на глибині від тисячі до 1005 сот метрів. Для закачування та відбору газу використовується 85 експлуатаційних свердловин. Максимальна добова продуктивність сховища на відбір газу становить близько 50 мільйонів кубічних метрів, що дозволяє покривати пікові навантаження в опалювальний сезон. Система газопроводів та компресорного обладнання сховища з'єднана з основними магістральними газопроводами регіону.

Газорозподільчі мережі Прикарпаття забезпечують постачання природного газу промисловим, комунально-побутовим та іншим споживачам регіону. Загальна протяжність газопроводів високого тиску перших двох категорій становить понад п'ятсот кілометрів, середнього та низького тиску близько 4000 кілометрів. Рівень газифікації населених пунктів у регіоні сягає 95 відсотків у Львівській області та дев'яноста відсотків в Івано-Франківській області. Найбільші споживачі газу в регіоні - Бурштинська ТЕС потужністю 2400 мегават, численні підприємства

хімічної, харчової, будівельної промисловості, житлово-комунальний сектор.

Нафтопровідна система Прикарпатського регіону включає магістральні нафтопроводи міжнародного значення, регіональні нафтопроводи для транспортування місцевої нафти та нафтопродуктопроводи. Найбільшим є нафтопровід Дружба діаметром 820 міліметрів, який прокладений у шістдесятих роках двадцятого століття та проходить через північну частину Львівської області. Пропускна здатність нафтопроводу Дружба в українській частині становить близько 60 мільйонів тонн нафти на рік. Для підтримання необхідного тиску на трасі нафтопроводу працюють нафтоперекачувальні станції в Broдах та інших населених пунктах.

Регіональна нафтопровідна мережа забезпечує транспортування нафти з родовищ Прикарпаття до пунктів збору та переробки. Нафтопровід Долина - Дрогобич діаметром 325 міліметрів транспортує нафту з Долинського нафтопромислового району до Дрогобицького нафтопереробного заводу. Нафтопровід Бориславського нафтопромислу забезпечує збір нафти з численних свердловин на території Бориславського родовища та її транспортування до центрального пункту збору. Загальна протяжність нафтопроводів місцевого значення на території Івано-Франківської області перевищує двісті кілометрів. Значна частина цих нафтопроводів експлуатується понад п'ятдесят років і потребує модернізації або заміни.

Нафтопродуктопровід Броди - Державний кордон діаметром 820 міліметрів призначений для транспортування нафтопродуктів від українських нафтопереробних заводів до країн Європейського Союзу. Пропускна здатність нафтопродуктопроводу становить до 9 мільйонів тонн на рік. Нафтоперекачувальна станція Броди обладнана сучасними насосними агрегатами з електричним приводом загальною встановленою

потужністю понад двадцять мегават. Система резервуарних парків на території станції дозволяє зберігати різні сорти нафтопродуктів загальним об'ємом понад 100000 кубічних метрів. Трубопровід обладнано системою телемеханіки та дистанційного контролю параметрів перекачування.

Експлуатація трубопроводів у гірських районах Прикарпаття характеризується підвищеними ризиками та специфічними технічними проблемами порівняно з рівнинними територіями. Складний рельєф з крутими схилами призводить до виникнення додаткових механічних напружень у трубах від нерівномірного розподілу навантажень та можливих деформацій ґрунтової основи. Перепади висот до декількох сотень метрів на коротких ділянках трубопроводів вимагають встановлення додаткових запірних пристроїв для секціонування та забезпечення можливості спорожнення ділянок при ремонтах. На ділянках з крутими підйомами можливе накопичення конденсату в нижніх точках профілю, що вимагає встановлення конденсатозбірників та систем періодичного видалення рідини.

Зсувні процеси є однією з найбільших загроз для трубопроводів у гірських районах Прикарпаття. Ідентифіковано понад п'ятдесят активних зсувних ділянок, де проходять магістральні газопроводи. На цих ділянках встановлено спеціальні компенсатори для сприйняття деформацій від зміщення ґрунту, системи моніторингу просторового положення трубопроводу, додаткові опори та анкерні пристрої. Проте навіть ці заходи не завжди гарантують повну безпеку, оскільки інтенсивність зсувних процесів може різко зростати після тривалих дощів або сніготанення. Відомі випадки значних деформацій трубопроводів на зсувних ділянках з необхідністю проведення аварійних ремонтів та тимчасової зупинки транспортування газу. [6]

Переходи трубопроводів через гірські річки створюють особливі ризики через інтенсивні руслові процеси та можливість катастрофічних

паводків. Більшість переходів виконано підземним способом з заглибленням труб під дно річки на глибину від двох до п'яти метрів. Проте інтенсивна донна ерозія під час паводків може призвести до розмиву ґрунту та оголення труб. Відомі випадки повного розмиву берегоукріплень та руйнування берегів у місцях виходу трубопроводів з русла річки. Для захисту переходів застосовуються габіонні конструкції, кам'яне заощення, залізобетонні плити. На найбільш відповідальних переходах встановлено системи моніторингу заглиблення труб під дно річки з використанням ультразвукових профілографів.

Доступність трубопроводів для проведення технічного обслуговування та ремонтів у гірських районах значно обмежена через відсутність під'їзних шляхів до багатьох ділянок траси. В окремих випадках доступ до трубопроводу можливий лише пішки або з використанням спеціальної техніки підвищеної прохідності. Це ускладнює проведення планових обстежень стану трубопроводів, своєчасне виявлення дефектів, оперативне реагування на аварійні ситуації. Для транспортування обладнання та матеріалів до місць проведення ремонтів іноді необхідно використовувати вертольоти або прокладати тимчасові технологічні дороги, що значно збільшує вартість робіт та призводить до додаткового негативного впливу на навколишнє середовище.

Прикарпатський регіон характеризується високою екологічною цінністю та чутливістю до антропогенних впливів. На території регіону розташовано значна кількість природно-заповідних об'єктів, включаючи Карпатський національний природний парк, біосферний заповідник "Гори Горгани", регіональні ландшафтні парки "Бойківщина", "Верхньодністровські Бескиди", "Зачарований край" та інші. Загальна площа природно-заповідного фонду в Івано-Франківській області становить понад дев'ять відсотків території області, у Львівській області близько вісьми відсотків. Окремі ділянки трубопроводів проходять через

території цих заповідних об'єктів або в безпосередній близькості від їх меж, що вимагає особливих заходів запобігання негативному впливу на екосистеми.

Лісові екосистеми Карпат виконують важливі водоохоронні, ґрунтозахисні та кліматорегулюючі функції і є надзвичайно чутливими до забруднення нафтопродуктами. Близько шістдесяти відсотків траси газопроводів у гірських районах проходить через лісовкриті території. При аваріях на трубопроводах забруднення лісових ґрунтів нафтопродуктами може призвести до загибелі деревної рослинності, активізації ерозійних процесів, зниження водорегулюючих властивостей лісу. Відновлення лісових екосистем після значного забруднення може тривати десятки років і вимагає значних витрат на рекультивацію. Особливо вразливими є букові праліси Карпат, які мають статус об'єктів Всесвітньої природної спадщини ЮНЕСКО.

Водні ресурси Прикарпаття мають стратегічне значення не лише для регіону, але й для значної частини України, оскільки річки басейну Дністра забезпечують водопостачання багатьох міст та населених пунктів. Якість води в гірських річках загалом є високою з низьким вмістом забруднюючих речовин. Проте при аваріях на трубопроводах з потраплянням нафтопродуктів у водойми може відбутися катастрофічне забруднення на значних відстанях вниз за течією. Через високу швидкість течії гірських рік забруднення може поширитися на десятки кілометрів протягом кількох годин. Забруднення джерел питного водопостачання нафтопродуктами може створити загрозу водопостачанню населених пунктів та вимагати тривалого часу для ліквідації наслідків.

Рекреаційне та курортно-туристичне значення Прикарпаття робить регіон особливо чутливим до екологічних інцидентів. Численні санаторії, бази відпочинку, туристичні маршрути розташовані в безпосередній близькості від трубопроводів. Курорти Трускавець, Моршин, Східниця,

рекреаційні зони Карпатського національного парку щорічно відвідують сотні тисяч туристів. Аварії на трубопроводах з забрудненням навколишнього середовища можуть завдати значної шкоди туристичній галузі через негативний вплив на імідж регіону та погіршення екологічної ситуації. Економічні збитки від зниження туристичних потоків після значних екологічних інцидентів можуть перевищувати прямі витрати на ліквідацію забруднення.

Таким чином, трубопровідна система Прикарпатського регіону характеризується значною протяжністю та складністю інфраструктури, специфічними умовами експлуатації в гірській місцевості та високою екологічною чутливістю території. Поєднання застарілого обладнання, що експлуатується понад нормативні терміни, складних природно-кліматичних умов та високої екологічної цінності територій обумовлює необхідність особливої уваги до питань оцінки та управління екологічними ризиками при експлуатації трубопроводів. Ефективне управління ризиками вимагає комплексного підходу, що включає модернізацію застарілого обладнання, впровадження сучасних систем моніторингу технічного стану трубопроводів, підготовку до локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій з урахуванням специфіки регіону.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНКИ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ

2.1. Методи ідентифікації небезпек

Ідентифікація небезпек є першим та одним з найважливіших етапів процесу оцінки екологічних ризиків при експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів. Цей етап передбачає систематичне виявлення всіх потенційних джерел небезпеки, що можуть призвести до аварійних ситуацій та негативних екологічних наслідків. Повнота та якість ідентифікації небезпек значною мірою визначають достовірність подальшої оцінки ризиків та ефективність заходів з їх управління. Застосування структурованих методів ідентифікації небезпек дозволяє мінімізувати ймовірність пропуску значущих факторів ризику та забезпечити обґрунтованість прийняття управлінських рішень щодо безпеки експлуатації трубопроводів.

Процес ідентифікації небезпек має бути комплексним та враховувати всі етапи життєвого циклу трубопровідної системи від проектування до виведення з експлуатації, всі режими роботи від нормальної експлуатації до аварійних ситуацій, всі елементи системи від лінійної частини до об'єктів інфраструктури, всі можливі зовнішні впливи від природних факторів до антропогенних загроз. Систематичний підхід до ідентифікації небезпек вимагає застосування формалізованих методів, що забезпечують структурованість аналізу та можливість документування результатів для подальшого використання в управлінні ризиками.

Небезпека у контексті оцінки екологічних ризиків трубопровідних систем визначається як потенційне джерело шкоди або ситуація з можливістю заподіяння збитків навколишньому середовищу, здоров'ю людей або матеріальним цінностям. За стандартом ISO 31010, небезпека

характеризується двома основними параметрами: потенційними наслідками негативної події та ймовірністю її виникнення. Для трубопровідних систем небезпеки класифікуються за декількома критеріями, що дозволяє структурувати процес їх ідентифікації та оцінки.

За природою виникнення небезпеки поділяються на технічні, природні та антропогенні. Технічні небезпеки пов'язані з відмовами обладнання та конструктивних елементів трубопроводу: руйнування труб внаслідок корозії, втомного руйнування, дефектів матеріалу або зварних з'єднань, відмови запірної арматури, несправності систем контролю та автоматики, порушення герметичності фланцевих з'єднань та ущільнень. Природні небезпеки обумовлені дією природних факторів: зсуви ґрунту, селеві потоки, землетруси, підтоплення, розмив ґрунту під трубопроводом, блискавки, екстремальні температури. Антропогенні небезпеки виникають внаслідок діяльності людини: механічні пошкодження при земляних роботах, терористичні акти, крадіжки нафтопродуктів з незаконними врізками, помилки персоналу при експлуатації.

За локалізацією небезпеки класифікуються на внутрішні та зовнішні відносно трубопровідної системи. Внутрішні небезпеки пов'язані з властивостями та станом самої системи: корозія металу труб, накопичення дефектів, старіння матеріалів, неналежне технічне обслуговування. Зовнішні небезпеки виникають від факторів, що знаходяться поза системою: несанкціоновані земляні роботи, геологічні процеси, терористичні загрози, вплив сусідніх об'єктів інфраструктури. За можливістю контролю небезпеки поділяються на контрольовані, що можуть бути усунені або зменшені заходами експлуатуючої організації, та неконтрольовані, на які організація не може безпосередньо впливати, але може впроваджувати заходи захисту.

За характером впливу на трубопровід небезпеки класифікуються на механічні, хімічні, термічні та комбіновані. Механічні небезпеки

призводять до виникнення механічних напружень та деформацій: удари землерийної техніки, осідання ґрунту, тиск від зсуву. Хімічні небезпеки спричиняють деградацію матеріалу труб: корозія в агресивних ґрунтах, корозія під напруженням, мікробіологічна корозія. Термічні небезпеки пов'язані з температурними впливами: цикли нагрівання-охолодження, екстремально низькі температури з ризиком крихкого руйнування. Комбіновані небезпеки виникають при одночасній дії декількох факторів, що може призвести до синергетичного ефекту з прискореним розвитком пошкоджень.

Метод контрольних списків є одним з найпростіших та найпоширеніших методів ідентифікації небезпек, що базується на використанні заздалегідь підготовлених переліків типових небезпек для певного виду діяльності або обладнання. Контрольні списки розробляються на основі накопиченого досвіду експлуатації аналогічних об'єктів, аналізу аварій та інцидентів, вимог нормативних документів, рекомендацій професійних організацій та страхових компаній. Для трубопровідних систем контрольні списки зазвичай структуруються за елементами системи, етапами життєвого циклу або видами небезпек.

Переваги методу контрольних списків полягають у простоті застосування, невисоких витратах часу та ресурсів, можливості використання персоналом з базовою кваліфікацією, систематичності перевірки всіх пунктів списку. Метод особливо ефективний на ранніх етапах проєктування або при першому знайомстві з об'єктом, коли необхідно швидко отримати загальне уявлення про потенційні небезпеки. Контрольні списки можуть бути інтегровані в процедури планових оглядів та технічного обслуговування трубопроводів, забезпечуючи регулярну перевірку найбільш критичних аспектів безпеки.

Обмеження методу пов'язані з тим, що контрольні списки відображають лише типові небезпеки та можуть не враховувати

специфічні умови конкретного об'єкта або нові види загроз, що не були відомі при складанні списку. Метод не виявляє небезпеки, що виникають від взаємодії різних факторів або незвичних комбінацій обставин. Ефективність методу значною мірою залежить від повноти та актуальності контрольного списку, який необхідно регулярно переглядати та оновлювати з урахуванням нового досвіду експлуатації та змін у технологіях. Для комплексної ідентифікації небезпек метод контрольних списків доцільно комбінувати з іншими більш глибокими методами аналізу.

Приклад застосування контрольного списку для лінійної частини магістрального газопроводу може включати наступні пункти перевірки: стан ізоляційного покриття труб з перевіркою наявності пошкоджень та відшарувань; ефективність електрохімічного захисту з вимірюванням захисного потенціалу на контрольно-вимірювальних пунктах; стан запірної арматури з перевіркою герметичності затворів та працездатності приводів; наявність та стан знаків закріплення траси трубопроводу; дотримання режиму охоронної зони з виявленням незаконних споруд та земляних робіт; стан берегових укріплень на переходах через водні перешкоди; наявність та функціонування систем телемеханіки та зв'язку; дотримання термінів проведення внутрішньотрубної діагностики; актуальність документації щодо технічного стану трубопроводу.

Метод HAZOP (Hazard and Operability Study) є систематичною процедурою ідентифікації небезпек та проблем працездатності технологічних систем шляхом структурованого аналізу відхилень від проєктних параметрів процесу. Метод було розроблено в хімічній промисловості у шістдесятих роках двадцятого століття компанією Imperial Chemical Industries і з тих пір широко застосовується в різних галузях, включаючи нафтогазову. Ключовою концепцією методу є використання спеціальних направляючих слів для систематичного

розгляду можливих відхилень параметрів процесу від нормальних значень та аналізу їх потенційних причин і наслідків.

Направляючі слова HAZOP включають: немає або не, більше, менше, також або інше, частина, зворотний, інший, ніж, раніше, ніж, пізніше, ніж. Ці слова застосовуються до параметрів процесу, таких як витрата, тиск, температура, концентрація, швидкість, час, для генерації можливих відхилень. Наприклад, застосування слова "більше" до параметра "тиск" генерує відхилення "вищий тиск", для якого аналізуються можливі причини (несправність регулятора, закриття запірної арматури на виході, блокування трубопроводу) та наслідки (руйнування труби, витік продукту, пожежа).

Проведення аналізу HAZOP здійснюється міждисциплінарною командою експертів, яка включає технологів, механіків, фахівців з автоматизації, екологів, спеціалістів з безпеки. Система розділяється на вузли або ділянки, для кожного з яких визначається проєктний намір - як ця частина системи повинна працювати в нормальних умовах. Для кожного вузла систематично розглядаються всі комбінації направляючих слів та параметрів процесу, що генерує перелік можливих відхилень. Для кожного значущого відхилення команда визначає можливі причини, аналізує наслідки, оцінює адекватність існуючих заходів захисту, формулює рекомендації щодо додаткових заходів. [7]

Застосування методу HAZOP до трубопровідних систем має певні особливості порівняно з хімічними установками. Трубопровід зазвичай розділяється на характерні ділянки: прямі ділянки з типовими умовами прокладання, переходи через природні та штучні перешкоди, вузли підключення відводів, ділянки зі складними геологічними умовами, ділянки проходження через населені пункти або природоохоронні зони. Для кожної ділянки аналізуються відхилення таких параметрів як витрата транспортованого продукту, тиск, температура, склад продукту, цілісність

конструкції, зовнішні навантаження. Приклад аналізу: відхилення "немає витрати" може бути спричинене закриттям запірної арматури, блокуванням трубопроводу, розривом труби; наслідки включають зупинку постачання газу споживачам, можливість переохолодження трубопроводу, ризик гідратуутворення.

Переваги методу HAZOP полягають у систематичності та повноті аналізу завдяки структурованому підходу з використанням направляючих слів, колективному характері роботи з залученням експертів різних спеціальностей, здатності виявляти небезпеки, що виникають від взаємодії різних факторів, детальному документуванні результатів з можливістю відстеження реалізації рекомендацій. Обмеження методу включають значні витрати часу та ресурсів на проведення аналізу експертною командою, необхідність високої кваліфікації учасників, складність застосування до систем з багатьма взаємопов'язаними елементами. Для великих трубопровідних систем повний аналіз HAZOP може вимагати декількох тижнів роботи команди експертів.

Метод "Що якщо?" є креативним та гнучким підходом до ідентифікації небезпек, що базується на генерації та розгляді гіпотетичних сценаріїв небажаних подій або відхилень від нормальних умов експлуатації. Команда експертів ставить серію питань у формі "Що якщо...?" щодо різних аспектів роботи системи та аналізує можливі наслідки описаних ситуацій. Метод не має жорсткої структури як HAZOP, що робить його більш гнучким та швидким у застосуванні, проте вимагає високої кваліфікації та досвіду учасників для генерації релевантних питань.

Процедура застосування методу "Що якщо?" включає формування команди експертів з різних дисциплін, ознайомлення з технічною документацією та особливостями об'єкта, мозковий штурм для генерації питань "Що якщо?", систематичний розгляд кожного питання з аналізом

можливих наслідків та оцінкою адекватності існуючих заходів захисту, документування результатів та формулювання рекомендацій. На відміну від HAZOP, метод не вимагає розділення системи на вузли та систематичного перебору всіх комбінацій параметрів, що прискорює аналіз, але може призвести до пропуску деяких сценаріїв.

Приклади питань "Що якщо?" для трубопровідної системи можуть включати: Що якщо відбудеться розрив трубопроводу на переході через річку під час паводку? Що якщо виконавці будівельних робіт пошкодять трубопровід екскаватором при земляних роботах? Що якщо система електрохімічного захисту вийде з ладу на ділянці з агресивними ґрунтами? Що якщо зсув ґрунту на схилі призведе до деформації трубопроводу? Що якщо оператор помилково закриє запірну арматуру при роботі компресорної станції на повній потужності? Що якщо під час ремонту трубопроводу не буде належним чином видалено залишки газу перед зварювальними роботами?

Для кожного питання команда аналізує ймовірність реалізації описаної ситуації, можливі наслідки для безпеки людей, довкілля та майна, наявність та ефективність існуючих бар'єрів безпеки, необхідність додаткових заходів запобігання або зменшення наслідків. Результати аналізу документуються у табличній формі з вказівкою питання, можливих наслідків, існуючих заходів захисту, рекомендованих дій та відповідальних осіб. Метод часто комбінується з іншими методами ідентифікації небезпек для забезпечення більшої повноти аналізу.

Переваги методу "Що якщо?" включають гнучкість та адаптивність до специфіки конкретного об'єкта, відносно невеликі витрати часу порівняно з HAZOP, стимулювання креативного мислення учасників, можливість розгляду рідкісних або незвичайних сценаріїв, простоту інтеграції з іншими методами аналізу ризиків. Недоліки методу пов'язані з меншою систематичністю порівняно зі структурованими методами,

залежністю повноти аналізу від досвіду та уяви учасників, ризиком пропуску важливих сценаріїв через відсутність формальної процедури перебору всіх можливостей. Для підвищення ефективності рекомендується використання попередньо підготовлених списків типових питань як відправної точки для генерації специфічних питань щодо конкретного об'єкта.

Попередній аналіз небезпек є систематичним методом ідентифікації небезпек на ранніх етапах проєктування або при першій оцінці існуючої системи, коли детальна інформація про конструкцію та режими експлуатації ще може бути обмеженою. Метод спрямований на виявлення основних категорій небезпек, джерел їх виникнення, потенційних наслідків та попередню оцінку їх серйозності. Результати попереднього аналізу небезпек використовуються для визначення пріоритетних напрямків більш детального аналізу та обґрунтування вибору конструктивних рішень на етапі проєктування.

Процедура попереднього аналізу небезпек включає визначення меж системи та умов її функціонування, ідентифікацію небезпечних матеріалів та енергії в системі, виявлення потенційних подій ініціювання небезпечних ситуацій, аналіз можливих наслідків для людей, довкілля та майна, попередню категоризацію небезпек за серйозністю, формулювання загальних рекомендацій щодо заходів безпеки. Аналіз зазвичай проводиться на основі наявної документації, досвіду експлуатації аналогічних систем, вимог нормативних документів без детального вивчення всіх можливих сценаріїв. [8]

Для трубопровідних систем попередній аналіз небезпек фокусується на основних аспектах безпеки: властивості транспортованого продукту з точки зору пожежовибухонебезпечності та токсичності, умови прокладання траси з урахуванням рельєфу, геології, близькості населених пунктів та екологічно чутливих територій, основні загрози цілісності

трубопроводу від корозії, механічних пошкоджень, природних явищ, потенційні сценарії аварій з витіканням продукту, можливі наслідки для населення, водних об'єктів, ґрунтів, загальні вимоги до систем запобігання та реагування на аварійні ситуації.

Категоризація небезпек у попередньому аналізі зазвичай проводиться за шкалою серйозності наслідків: катастрофічна - численні жертви серед населення або персоналу, значне руйнування споруд, масштабне забруднення довкілля; критична - загибель або тяжкі травми кількох осіб, значні матеріальні збитки, серйозне забруднення локальної території; гранична - травми персоналу, що не загрожують життю, помірні матеріальні збитки, обмежене забруднення з можливістю швидкої ліквідації; незначна - незначні травми, мінімальні збитки, забруднення в межах санітарно-захисної зони. Така категоризація дозволяє визначити пріоритети для подальшого детального аналізу та розподілу ресурсів на заходи безпеки.

Результати попереднього аналізу небезпек документуються у вигляді таблиці, що містить перелік ідентифікованих небезпек, можливі причини їх реалізації, потенційні наслідки, категорію серйозності, загальні рекомендації щодо заходів безпеки. Для кожної ідентифікованої небезпеки визначається необхідність проведення більш детального аналізу з використанням спеціалізованих методів оцінки ризиків. Попередній аналіз небезпек особливо корисний на етапі техніко-економічного обґрунтування проєкту для порівняння альтернативних варіантів траси трубопроводу або технологічних рішень з точки зору безпеки.

Аналіз статистичних даних про аварії та інциденти на трубопровідних системах є важливим джерелом інформації для ідентифікації реальних небезпек та оцінки їх ймовірності. Міжнародні організації, національні регулюючі органи, галузеві асоціації збирають та публікують статистику аварій з інформацією про причини, наслідки,

обставини виникнення. Європейська база даних великих аварій MARS, база даних Департаменту транспорту США PHMSA, звіти Міжнародної асоціації нафтогазових виробників IOGP містять цінну інформацію для аналізу.

Статистичний аналіз дозволяє визначити найбільш частіші причини аварій на трубопроводах. За узагальненими даними різних джерел, механічні пошкодження від зовнішнього впливу становлять від 25 до 40 відсотків випадків, корозійні пошкодження від п'ятнадцяти до тридцяти відсотків, дефекти матеріалу та зварних з'єднань від десяти до двадцяти відсотків, помилки операторів від п'яти до п'ятнадцяти відсотків, природні впливи від п'яти до десяти відсотків, інші причини решту випадків. Така статистика допомагає визначити пріоритетні напрямки впровадження заходів запобігання аваріям.

Аналіз тенденцій у часі показує, що для нових трубопроводів з сучасним обладнанням та ефективним технічним обслуговуванням частота аварій знижується. Проте для застарілих трубопроводів, що експлуатуються понад нормативний термін, спостерігається зростання аварійності через накопичення дефектів та деградацію матеріалів. Статистика також показує, що впровадження програм управління цілісністю трубопроводів з регулярною внутрішньотрубною діагностикою та своєчасним усуненням виявлених дефектів дозволяє знизити частоту аварій у два-три рази.

При використанні статистичних даних для ідентифікації небезпек необхідно враховувати їх обмеження: неповноту звітності про інциденти без серйозних наслідків, відмінності в умовах експлуатації між різними регіонами та операторами, зміни в технологіях та практиках безпеки з часом, обмежену кількість даних про рідкісні події. Статистичні дані краще використовувати у поєднанні з інженерним аналізом специфічних умов конкретного трубопроводу для отримання обґрунтованої оцінки

ризиків. Важливим є аналіз не лише власної статистики аварій оператора, але й досвіду інших компаній для виявлення потенційних небезпек, що ще не проявилися на конкретному об'єкті.

Експертні методи базуються на використанні знань та досвіду кваліфікованих фахівців для ідентифікації небезпек, особливо в ситуаціях, коли формалізовані методи є недостатніми або неможливими через брак даних. Експертна оцінка може застосовуватися як самостійний метод або для доповнення результатів формалізованого аналізу. Ефективність експертних методів значною мірою залежить від кваліфікації експертів, їх досвіду роботи з аналогічними об'єктами, здатності мислити системно та передбачати нестандартні ситуації.

Метод Дельфі є структурованим підходом до отримання колективної думки експертів шляхом проведення декількох раундів анонімного опитування з контрольованим зворотним зв'язком. На першому раунді експерти незалежно надають свої оцінки або судження щодо певних питань. Результати узагальнюються та повідомляються всім учасникам. На другому раунді експерти переглядають свої відповіді з урахуванням думок колег. Процес повторюється до досягнення консенсусу або стабілізації оцінок. Метод Дельфі дозволяє уникнути негативного впливу групової динаміки, коли думка окремих авторитетних учасників може домінувати над іншими.

Структуроване інтерв'ювання експертів передбачає проведення бесід з досвідченими фахівцями за заздалегідь підготовленим планом з питаннями щодо потенційних небезпек конкретного об'єкта. Інтерв'ю може проводитися індивідуально або в групах. Перевагою методу є можливість отримання детальної інформації про специфічні аспекти об'єкта, виявлення прихованих взаємозв'язків, отримання історичного контексту про минулі інциденти та проблеми. Результати інтерв'ю мають бути належним чином задокументовані для подальшого використання в аналізі ризиків. [9]

Огляди об'єкта експертною комісією дозволяють безпосередньо оцінити стан обладнання, умови експлуатації, дотримання процедур безпеки, виявити невідповідності проєктній документації або нормативним вимогам. Під час огляду експерти звертають увагу на видимі ознаки деградації обладнання, несправності систем безпеки, порушення режимів охоронних зон, інші фактори ризику. Огляди особливо корисні для застарілих об'єктів, де актуальна документація може бути неповною, а реальний стан відрізняється від первісного проєкту через численні модифікації та ремонти.

Комплексне застосування різних методів ідентифікації небезпек дозволяє досягти найкращих результатів завдяки взаємному доповненню переваг кожного методу та компенсації їх обмежень. Типова послідовність застосування методів може включати: попередній аналіз небезпек на ранніх етапах для виявлення основних категорій ризиків, використання контрольних списків для систематичної перевірки типових небезпек, застосування HAZOP або "Що якщо?" для детального аналізу критичних ділянок або процесів, експертні огляди об'єкта для виявлення специфічних проблем, аналіз статистики аварій для верифікації повноти ідентифікації небезпек. Результати всіх методів інтегруються в єдиний реєстр небезпек, який використовується на подальших етапах оцінки та управління ризиками.

2.2. Кількісна оцінка ймовірності виникнення аварійних ситуацій

Кількісна оцінка ймовірності виникнення аварійних ситуацій на трубопровідних системах є критично важливим компонентом процесу оцінки екологічних ризиків, що дозволяє перейти від якісного розуміння загроз до обґрунтованих числових показників для прийняття

управлінських рішень. Ймовірність у контексті оцінки ризиків визначається як міра очікування того, що певна небажана подія відбудеться протягом визначеного періоду часу або при певних умовах. Для трубопровідних систем кількісна оцінка ймовірності дозволяє порівнювати різні сценарії аварій, визначати пріоритети заходів запобігання, обґрунтовувати інвестиції в підвищення безпеки, демонструвати відповідність нормативним вимогам щодо допустимих рівнів ризику.

Методи кількісної оцінки ймовірності можна розділити на декілька основних категорій залежно від джерел інформації та математичного апарату. Статистичні методи базуються на аналізі історичних даних про відмови та аварії для визначення частоти їх виникнення. Ймовірнісні моделі використовують теорію надійності та математичний апарат теорії ймовірностей для розрахунку ймовірності відмов складних систем на основі характеристик їх компонентів. Логічні методи, такі як дерево відмов та дерево подій, дозволяють моделювати причинно-наслідкові зв'язки між базовими подіями та аварійними ситуаціями. Байєсівські методи поєднують різні джерела інформації, включаючи статистичні дані, результати випробувань та експертні судження. Експертні методи застосовуються в умовах браку статистичних даних для отримання оцінок на основі знань та досвіду фахівців.

Статистичні методи оцінки ймовірності аварій базуються на аналізі історичних даних про відмови обладнання та інциденти на трубопровідних системах. Основним показником є частота відмов, що визначається як кількість відмов на одиницю довжини трубопроводу за одиницю часу або кількість відмов на одиницю обладнання за одиницю часу. Для трубопроводів частота відмов зазвичай вимірюється в кількості відмов на тисячу кілометрів на рік або в кількості відмов на кілометр-рік. Розрахунок частоти відмов здійснюється шляхом ділення загальної кількості

зареєстрованих відмов на сумарну експозицію, що визначається як добуток довжини трубопроводу на період спостереження.

За узагальненими статистичними даними європейських операторів газопроводів, середня частота значних відмов магістральних газопроводів становить приблизно ,15 - ,3дцять відмов на тисячу кілометрів на рік. Для нафтопроводів частота відмов зазвичай дещо вища і становить ,2 - ,4 відмови на тисячу кілометрів на рік. Проте ці середні значення можуть суттєво варіюватися залежно від віку трубопроводу, умов експлуатації, якості технічного обслуговування, агресивності навколишнього середовища. Для застарілих трубопроводів, що експлуатуються понад сорок років, частота відмов може бути в два-п'ять разів вищою за середні значення.

Статистичний аналіз дозволяє виявити залежність частоти відмов від різних факторів. Встановлено, що частота відмов зростає з віком трубопроводу, особливо після тридцяти років експлуатації, коли активізуються процеси корозії та втомного руйнування. Трубопроводи в гірській місцевості мають підвищену частоту відмов через зсувні процеси та складніші умови експлуатації. Переходи через водні перешкоди характеризуються вищою частотою відмов через ерозію ґрунту та динамічні навантаження від течії. Ділянки трубопроводів в урбанізованих районах мають підвищений ризик механічних пошкоджень від земляних робіт третіх сторін.

Для врахування специфічних умов конкретного трубопроводу використовуються коригуючі коефіцієнти до базової частоти відмов. Загальна частота відмов розраховується як добуток базової частоти на коефіцієнти, що враховують вік трубопроводу, якість будівництва, ефективність програми управління цілісністю, агресивність ґрунтів, ефективність електрохімічного захисту, щільність населення в зоні прокладання, інтенсивність господарської діяльності. Кожен коефіцієнт

може мати значення від 0,5 для найкращих умов до 5, для найгірших. Добуток усіх коефіцієнтів дає інтегральний коригуючий множник для базової частоти відмов.

Обмеження статистичних методів пов'язані з тим, що історичні дані можуть не повністю відображати поточний стан трубопроводу, особливо якщо були проведені значні модернізації або змінилися умови експлуатації. Статистика відмов базується переважно на даних про великі компанії в розвинених країнах з ефективними системами звітності, що може не відповідати умовам в інших регіонах. Для рідкісних подій з великими наслідками статистичні оцінки мають значну невизначеність через малу кількість спостережень. Тому статистичні методи доцільно комбінувати з інженерними розрахунками та експертними оцінками для отримання більш обґрунтованих результатів.

Імовірнісні моделі надійності використовують математичний апарат теорії ймовірностей для опису процесів виникнення відмов та розрахунку показників надійності технічних систем. Для трубопровідних систем найбільш поширеними є експоненціальна модель відмов та модель Вейбула. Експоненціальна модель припускає, що інтенсивність відмов є постійною в часі і не залежить від віку обладнання. Ймовірність безвідмовної роботи за час t описується експоненціальною функцією: $P(t) = \exp(-\lambda t)$, де λ - інтенсивність відмов. Модель придатна для періоду нормальної експлуатації, коли вже минув період приробітку, але ще не розпочався період зношування.

Модель Вейбула є більш загальною і дозволяє описувати зміну інтенсивності відмов у часі через параметр форми розподілу. Ймовірність безвідмовної роботи за моделлю Вейбула: $P(t) = \exp[-(t/\eta)^\beta]$, де η - параметр масштабу, що характеризує характерний час до відмови, β - параметр форми. При $\beta < 1$ інтенсивність відмов спадає з часом, що характерно для періоду приробітку. При $\beta = 1$ модель Вейбула переходить

в експоненціальну. При $\beta > 1$ інтенсивність відмов зростає, що відповідає періоду зношування. Для застарілих трубопроводів зазвичай β знаходиться в діапазоні від 1,5 до 3,.

Для систем, що складаються з багатьох компонентів, використовуються методи розрахунку надійності складних систем. При послідовному з'єднанні компонентів відмова будь-якого з них призводить до відмови всієї системи. Ймовірність безвідмовної роботи системи дорівнює добутку ймовірностей безвідмовної роботи окремих компонентів: $P_{sys} = P_1 \times P_2 \times \dots \times P_n$. При паралельному з'єднанні система відмовляє лише при відмові всіх компонентів. Ймовірність відмови системи дорівнює добутку ймовірностей відмови компонентів: $Q_{sys} = Q_1 \times Q_2 \times \dots \times Q_n$, де $Q = 1 - P$. Багато реальних систем мають комбіновану структуру з послідовними та паралельними елементами, для аналізу яких застосовуються спеціальні методи. [10]

Марковські моделі дозволяють аналізувати системи з можливістю ремонту та відновлення після відмов. Система описується кінцевою множиною станів та інтенсивностями переходів між ними. Для трубопровідної системи можна виділити стани: повна справність, деградований стан з дефектами без втрати функціональності, відмова з витіканням продукту, стан після ремонту. Переходи між станами описуються інтенсивностями відмов, виявлення дефектів, ремонту, повернення в експлуатацію. Марковські моделі дозволяють розрахувати не лише ймовірність відмови, але й ймовірність знаходження системи в різних станах, середній час до відмови, коефіцієнт готовності.

Метод дерева відмов (Fault Tree Analysis)

Метод дерева відмов є систематичним графічно-аналітичним методом ідентифікації та аналізу подій, що можуть призвести до небажаної події, яка називається вершинною подією. Дерево відмов представляє логічну діаграму, що показує, як комбінація відмов обладнання, помилок

персоналу, зовнішніх впливів та інших факторів може призвести до вершинної події. Метод був розроблений в аерокосмічній галузі у шістдесятих роках двадцятого століття і широко застосовується для аналізу надійності та безпеки складних технічних систем, включаючи трубопровідні системи.

Побудова дерева відмов починається з визначення вершинної події, якою зазвичай є аварія з витіканням продукту. Далі систематично аналізуються всі можливі безпосередні причини вершинної події, які з'єднуються логічними елементами. Основними логічними елементами є: логічне АБО - вихідна подія відбувається, якщо відбувається хоча б одна з вхідних подій; логічне І - вихідна подія відбувається лише при одночасному настанні всіх вхідних подій; заборона - вихідна подія відбувається при настанні вхідної події за умови виконання певної умови. Процес продовжується з деталізацією кожної причини до рівня базових подій, для яких відомі ймовірності виникнення.

Приклад спрощеного дерева відмов для аварії на трубопроводі може мати таку структуру. Вершинна подія - розрив труби з витіканням продукту. Безпосередні причини, з'єднані логічним АБО: руйнування труби, руйнування зварного з'єднання, руйнування фланцевого з'єднання. Руйнування труби може бути викликане (логічне АБО): наскрізною корозією, механічним пошкодженням, перевищенням допустимого тиску. Наскрізна корозія відбувається при одночасному настанні (логічне І): пошкодження ізоляційного покриття, агресивного ґрунтового середовища, відсутності ефективного електрохімічного захисту, тривалого часу експлуатації. Кожна з цих базових подій має певну ймовірність, що визначається зі статистичних даних або експертних оцінок.

Кількісний аналіз дерева відмов дозволяє розрахувати ймовірність вершинної події на основі ймовірностей базових подій та логічної структури дерева. Для логічного елемента АБО ймовірність вихідної події

при незалежних вхідних подіях: $P_{out} = 1 - (1 - P_1)(1 - P_2)...(1 - P_n)$, що наближено дорівнює сумі ймовірностей при малих значеннях. Для логічного елемента І при незалежних подіях: $P_{out} = P_1 \times P_2 \times \dots \times P_n$. Розрахунок проводиться від базових подій вгору по дереву до вершинної події. Сучасні програмні засоби дозволяють автоматизувати розрахунки для складних дерев з сотнями базових подій.

Важливим результатом аналізу дерева відмов є визначення мінімальних перерізів - мінімальних комбінацій базових подій, достатніх для настання вершинної події. Мінімальні перерізи ранжуються за ймовірністю виникнення, що дозволяє визначити найбільш критичні сценарії розвитку аварії. Аналіз важливості показує, які базові події мають найбільший вплив на ймовірність вершинної події. Це дозволяє визначити пріоритети для впровадження заходів запобігання аваріям. Наприклад, якщо аналіз показує високу важливість ефективності електрохімічного захисту, це обґрунтовує інвестиції в модернізацію систем катодного захисту.

Метод дерева подій є індуктивним методом аналізу послідовностей подій, що розвиваються після ініціюючої події, з урахуванням спрацювання або відмови систем безпеки та інших факторів. На відміну від дерева відмов, яке аналізує причини аварії, дерево подій аналізує можливі наслідки після виникнення початкової відмови. Метод дозволяє визначити всі можливі сценарії розвитку аварійної ситуації та розрахувати ймовірність кожного сценарію. Дерево подій будується у вигляді горизонтальної діаграми з розгалуженнями, що представляють альтернативні варіанти розвитку подій.

Побудова дерева подій починається з визначення ініціюючої події, наприклад, виникнення течі на трубопроводі. Далі послідовно розглядаються ключові події або спрацювання систем безпеки, які можуть вплинути на розвиток ситуації. Для кожної події визначаються два

можливі варіанти: успішне спрацювання або відмова. Кожна гілка дерева представляє окремий сценарій розвитку аварії з різними наслідками. Ймовірність кожного сценарію розраховується як добуток ймовірності ініціюючої події на ймовірності всіх наступних подій вздовж відповідної гілки дерева.

Приклад дерева подій для витікання газу з трубопроводу може включати наступні ключові події: виявлення течі системою моніторингу (ймовірність успіху ,9, відмови ,1); автоматичне закриття запірної арматури для ізоляції ушкодженої ділянки (успіх , 14, відмова , 5); запалення газового хмара (ймовірність ,3); спрацювання систем пожежогасіння (успіх ,8, відмова ,2). Розгалуження дерева дає шістнадцять можливих сценаріїв від найкращого (швидке виявлення, ізоляція, відсутність запалення) до найгіршого (пізнє виявлення, відмова ізоляції, запалення, неефективне гасіння).

Для кожного кінцевого сценарію визначаються наслідки з точки зору обсягу витоку продукту, забруднення навколишнього середовища, ризиків для населення. Інтегральний ризик розраховується як сума добутків ймовірності кожного сценарію на відповідні наслідки. Аналіз дерева подій дозволяє оцінити ефективність систем безпеки через порівняння сценаріїв з успішним спрацюванням та відмовою цих систем. Наприклад, можна кількісно визначити, наскільки система автоматичного виявлення витоків зменшує очікувані наслідки аварії та обґрунтувати доцільність інвестицій в таку систему.

Комбінування методів дерева відмов та дерева подій дозволяє отримати повну картину ризиків від аналізу причин аварії до оцінки її можливих наслідків. Дерево відмов використовується для розрахунку частоти ініціюючих подій, яка потім стає вхідними даними для дерева подій. Такий комплексний підхід називається методом "галстук-метелик" через схожість інтегрованої діаграми дерева відмов та дерева подій на

галстук-метелик. Метод широко застосовується в аналізі безпеки складних технічних систем та є стандартним інструментом оцінки ризиків у нафтогазовій галузі.

Байєсівські методи базуються на теоремі Байєса, що дозволяє оновлювати попередні оцінки ймовірності на основі нових даних або свідчень. Теорема Байєса встановлює зв'язок між умовними ймовірностями: $P(A|B) = P(B|A) \times P(A) / P(B)$, де $P(A)$ - апіорна ймовірність події A до отримання нової інформації, $P(A|B)$ - апостеріорна ймовірність A після отримання свідчення B , $P(B|A)$ - правдоподібність спостереження B при істинності A , $P(B)$ - повна ймовірність спостереження B . Байєсівський підхід особливо корисний для оцінки ризиків трубопроводів, коли доступна обмежена статистика про відмови, але є додаткова інформація з інспекцій, моніторингу, експертних оцінок.

Байєсівські мережі є графічними моделями, що представляють ймовірнісні залежності між множиною змінних у вигляді спрямованого ациклічного графа. Вузли графа представляють змінні, дуги - причинно-наслідкові зв'язки між ними. Кожен вузол має таблицю умовних ймовірностей, що визначають ймовірність різних станів змінної залежно від станів батьківських вузлів. Байєсівські мережі дозволяють ефективно обчислювати апостеріорні ймовірності будь-яких змінних при отриманні свідчень про інші змінні, моделювати невизначеність та поширення інформації в складних системах з взаємопов'язаними факторами.

Для трубопровідних систем байєсівська мережа може включати вузли, що представляють різні фактори ризику: вік трубопроводу, якість будівництва, агресивність ґрунтів, ефективність електрохімічного захисту, результати внутрішньотрубної діагностики, інтенсивність господарської діяльності в охоронній зоні. Ці фактори впливають на проміжні вузли: наявність корозійних дефектів, ймовірність механічних пошкоджень, деградація механічних властивостей металу. Проміжні вузли, в свою чергу,

визначають кінцевий вузол - ймовірність відмови трубопроводу. При отриманні нових даних, наприклад, результатів інспекції, що не виявили корозійних дефектів, байєсівська мережа автоматично оновлює оцінку ймовірності відмови з урахуванням цієї інформації.

Динамічні байєсівські мережі розширюють базовий підхід для моделювання процесів, що розвиваються в часі. Вони дозволяють відстежувати еволюцію стану трубопровідної системи та прогнозувати зміни ризику в майбутньому. Наприклад, динамічна байєсівська мережа може моделювати прогресування корозійного процесу з урахуванням зміни умов експлуатації, ефективності заходів захисту, результатів періодичних інспекцій. Модель дозволяє оцінити, як зміниться ймовірність відмови через певний час при різних сценаріях технічного обслуговування та інвестицій в безпеку.

Переваги байєсівських методів включають можливість формального поєднання різних джерел інформації, гнучкість в оновленні оцінок при надходженні нових даних, здатність явно моделювати невизначеність, інтуїтивно зрозумілу графічну репрезентацію причинно-наслідкових зв'язків. Обмеження пов'язані з необхідністю визначення апіорних розподілів ймовірностей та умовних ймовірностей, що може бути складним при браку даних, обчислювальною складністю для великих мереж, необхідністю спеціалізованого програмного забезпечення. Проте розвиток методів та доступність інструментів робить байєсівський підхід все більш популярним в аналізі ризиків складних технічних систем.

В умовах недостатньої статистичної інформації або при оцінці ймовірності нових типів загроз застосовуються експертні методи, що базуються на знаннях та судженнях кваліфікованих фахівців. Експертна оцінка ймовірності може надаватися у вигляді точкового значення, діапазону можливих значень або повного розподілу ймовірностей. Якість експертних оцінок значною мірою залежить від кваліфікації експертів, їх

досвіду роботи з аналогічними об'єктами, здатності коректно виражати свою невпевненість. Для підвищення надійності оцінок використовуються структуровані процедури елісітації - вилучення експертних знань.

Калібрування експертів є важливим етапом застосування експертних методів. Експертам пропонується оцінити ймовірності подій, для яких відомі фактичні результати, наприклад, частота певних типів відмов за минулі роки. Порівняння експертних оцінок з реальністю дозволяє виявити систематичні помилки, такі як надмірна впевненість або навпаки песимізм, та скоригувати оцінки. Калібровані експерти дають більш точні прогнози та коректно оцінюють невизначеність своїх суджень. Процес калібрування також підвищує усвідомлення експертами обмежень своїх знань та необхідності обережності в оцінках.

Агрегування оцінок декількох експертів дозволяє зменшити вплив індивідуальних помилок та отримати більш надійну колективну оцінку. Найпростішим методом є обчислення середнього арифметичного або медіани індивідуальних оцінок. Проте простіші методи не враховують різну компетентність експертів у конкретних питаннях. Зважене агрегування присвоює більшу вагу оцінкам експертів з вищою компетентністю або кращими результатами калібрування. Ваги можуть визначатися на основі формальних критеріїв, таких як досвід роботи, наукові публікації, результати калібрування, або шляхом взаємного оцінювання експертами один одного.

Структуровані методи експертної оцінки ймовірності включають декілька підходів. Метод фіксованих інтервалів пропонує експертам оцінити ймовірність події шляхом вибору одного з попередньо визначених діапазонів, наприклад, дуже низька (менше ,1), низька (,1 - , 1), помірна (, 1 - ,1), висока (,1 - ,5), дуже висока (понад ,5). Метод порівняльної оцінки просить експертів порівняти ймовірність досліджуваної події з ймовірностями еталонних подій, для яких є більш надійні статистичні дані.

Метод декомпозиції розбиває складну подію на простіші складові, для яких експертам легше дати оцінки, а потім комбінує ці оцінки для отримання загальної ймовірності.

Когнітивні упередження можуть систематично спотворювати експертні оцінки ймовірності. Упередження доступності призводить до переоцінки ймовірності подій, що легко згадуються, наприклад, недавніх або резонансних аварій. Ефект якоря виникає, коли експерти надто сильно орієнтуються на початкове значення, згадане в питанні. Надмірна впевненість проявляється в недооцінці невизначеності та наданні занадто вузьких інтервалів можливих значень. Для мінімізації впливу упереджень використовуються спеціальні техніки формулювання питань, надання еталонних прикладів, заохочення експертів до критичної оцінки своїх суджень.

Будь-які оцінки ймовірності аварій на трубопроводах містять невизначеність, що виникає з різних джерел: обмеженість та варіабельність статистичних даних, неточність параметрів моделей, неповнота знань про стан обладнання та умови експлуатації, непередбачуваність людського фактора та зовнішніх впливів. Явне врахування невизначеності в аналізі ризиків дозволяє коректно інтерпретувати результати та приймати обґрунтовані рішення з розумінням їх можливої похибки. Невизначеність зазвичай представляється у вигляді діапазонів значень або розподілів ймовірностей для параметрів та результатів аналізу.

Розрізняють два основні типи невизначеності: алеаторну та епістемічну. Алеаторна невизначеність пов'язана з природною варіабельністю явищ та процесів, що є об'єктивною властивістю системи і не може бути зменшена збором додаткової інформації. Наприклад, момент виникнення відмови конкретного трубопроводу має алеаторну невизначеність навіть при повному знанні його характеристик. Епістемічна невизначеність відображає неповноту знань про систему та її параметри і

може бути зменшена через додаткові дослідження, вимірювання, збір даних. Розрізнення типів невизначеності важливе для визначення стратегій її зменшення.

Аналіз чутливості досліджує, як зміни вхідних параметрів впливають на результати оцінки ризику. Параметри по черзі варіюються в межах їх можливих значень при фіксованих інших параметрах, і відстежується зміна результатів. Параметри, до яких результати найбільш чутливі, потребують особливої уваги щодо точності їх визначення. Аналіз чутливості також виявляє, для яких параметрів невизначеність має найбільший вплив на підсумкову невизначеність ризику, що допомагає визначити пріоритети для додаткового збору інформації. Графічні представлення результатів аналізу чутливості, такі як діаграми торнадо, наочно показують відносну важливість різних параметрів.

Метод Монте-Карло дозволяє отримати розподіл ймовірностей результатів аналізу ризику з урахуванням невизначеності всіх вхідних параметрів. Для кожного невизначеного параметра визначається його розподіл ймовірностей на основі наявних даних та експертних оцінок. Потім проводиться велика кількість (зазвичай тисячі або десятки тисяч) ітерацій розрахунку ризику, при цьому на кожній ітерації значення параметрів випадково вибираються з їх розподілів. Сукупність результатів ітерацій формує емпіричний розподіл оцінки ризику, що показує діапазон можливих значень та їх ймовірності.

Результати аналізу невизначеності представляються у вигляді квантилів розподілу, що показують значення ризику, які не будуть перевищені з певною ймовірністю. Наприклад, п'ятдесятий квантіль (медіана) показує центральну оцінку ризику, 95й квантіль - консервативну оцінку, що враховує несприятливі комбінації параметрів. Інтервал між п'ятим та 95м квантилями характеризує діапазон невизначеності. Подання результатів у вигляді діапазонів замість точкових значень дає більш повне

та чесне представлення про рівень знань щодо ризику та допомагає особам, що приймають рішення, усвідомити межі достовірності оцінок.

Таким чином, кількісна оцінка ймовірності виникнення аварійних ситуацій на трубопровідних системах базується на комплексному застосуванні статистичних, імовірнісних, логічних та експертних методів з обов'язковим врахуванням невизначеності оцінок. Вибір конкретних методів залежить від доступності даних, складності системи, вимог до точності та деталізації аналізу, наявних ресурсів часу та кваліфікації. Для забезпечення надійності результатів рекомендується застосування декількох незалежних методів з порівнянням та узгодженням їх результатів. Отримані кількісні оцінки ймовірності аварій є необхідною основою для подальшого розрахунку ризиків та прийняття обґрунтованих рішень щодо управління безпекою експлуатації трубопровідних систем.

2.3. Оцінка масштабів та наслідків аварій

Оцінка масштабів та наслідків аварій на трубопровідних системах транспортування вуглеводнів є критично важливим етапом аналізу екологічних ризиків, що дозволяє кількісно визначити потенційний негативний вплив на навколишнє середовище, здоров'я населення та матеріальні цінності. На відміну від оцінки ймовірності, яка відповідає на питання "як часто?", оцінка наслідків відповідає на питання "що станеться, якщо?". Комплексна оцінка наслідків включає моделювання фізичних процесів витікання та розповсюдження продукту, аналіз можливих сценаріїв пожеж та вибухів, оцінку забруднення компонентів довкілля, визначення зон ураження для людей та екосистем.

Масштаби та характер наслідків аварії визначаються множиною факторів, включаючи тип та кількість продукту, що витік, характеристики розриву трубопроводу, тиск та швидкість витікання, топографічні та

метеорологічні умови, наявність та ефективність систем локалізації аварії, час виявлення та реагування на аварію, відстань до чутливих рецепторів. Для різних типів продуктів характерні різні механізми негативного впливу. Нафта та нафтопродукти створюють загрозу довготривалого забруднення ґрунтів та водних об'єктів. Природний газ характеризується ризиками пожеж, вибухів, короткочасного витіснення кисню з повітря. Зріджені вуглеводневі гази поєднують властивості рідких та газоподібних продуктів з додатковими ризиками, пов'язаними з низькими температурами при випаровуванні.

Моделювання процесу витікання продукту є першим етапом оцінки наслідків аварії, що визначає швидкість та обсяг витоку, які впливають на всі подальші процеси розповсюдження та трансформації забруднення. Характер витікання залежить від типу продукту, параметрів трубопроводу, характеристик пошкодження. Для рідких продуктів швидкість витікання визначається переважно гідростатичним тиском та опором отвору. Для газоподібних продуктів важливу роль відіграє стисливість газу та можливість виникнення критичного режиму витікання. Математичні моделі витікання базуються на рівняннях збереження маси, енергії та імпульсу з урахуванням реологічних властивостей продукту.

Для рідких продуктів при витіканні через отвір в стінці трубопроводу масова швидкість витоку описується рівнянням Бернуллі з урахуванням коефіцієнта витрати: $Q = C_d \times A \times \sqrt{2\rho\Delta P}$, де Q - масова швидкість витоку, C_d - коефіцієнт витрати отвору (зазвичай ,6 - ,8), A - площа отвору, ρ - густина рідини, ΔP - перепад тиску між трубопроводом та атмосферою. Коефіцієнт витрати враховує втрати енергії при протіканні через отвір та залежить від геометрії пошкодження, числа Рейнольдса потоку. Для великих розривів з гільйотинним руйнуванням труби площа перерізу може прийматися рівною площі поперечного перерізу трубопроводу.

Тиск в трубопроводі після початку витікання не залишається постійним, а знижується з часом. Для ділянки трубопроводу між запірною арматурою динаміка тиску описується диференціальним рівнянням: $dP/dt = -(E/V) \times Q$, де E - модуль пружності рідини, V - об'єм рідини в ізолюваній ділянці трубопроводу. Швидкість зниження тиску залежить від співвідношення між об'ємом рідини в ізолюваній секції та інтенсивністю витоку. Для довгих ділянок трубопроводів час повного спорожнення може становити години. Для коротких ділянок між запірною арматурою спорожнення відбувається за хвилини. Швидке закриття запірної арматури після виявлення аварії суттєво зменшує загальний обсяг витоку.

Для газоподібних продуктів витікання має специфічні особливості, пов'язані зі стисливістю газу та можливістю виникнення надзвукових швидкостей потоку. При високому відношенні тиску в трубопроводі до атмосферного тиску (більше приблизно 2,) в отворі встановлюється критичний режим витікання з швидкістю, що дорівнює швидкості звуку в газі. Масова швидкість критичного витікання: $Q = C_d \times A \times P \times \sqrt{(\gamma/(RT)) \times (2/(\gamma+1))^{((\gamma+1)/(2(\gamma-1)))}}$, де P - тиск в трубопроводі, γ - показник адіабати газу, R - газова стала, T - температура. При критичному витіканні швидкість не залежить від тиску навколишнього середовища і визначається лише умовами в трубопроводі.

При витіканні газу спостерігається ефект адіабатичного розширення з падінням температури, що може призводити до утворення інею та льоду навколо місця витоку. Для природного газу температура може знижуватися на десятки градусів нижче нуля, що створює ризик крихкого руйнування конструкційних матеріалів. Для зріджених вуглеводневих газів падіння температури при випаровуванні може досягати мінус 140а градусів Цельсія, що призводить до утворення криогенних хмар важчого за повітря газу. Врахування термодинамічних ефектів важливе для точного моделювання швидкості випаровування та характеристик газової хмари.

Розлив рідких вуглеводнів на земну поверхню призводить до утворення плями забруднення, геометрія та динаміка якої визначають подальші процеси забруднення ґрунтів, водних об'єктів, випаровування в атмосферу. Моделювання розливу дозволяє оцінити площу забруднення, товщину шару продукту, швидкість розповсюдження по поверхні. Процес розливу описується рівняннями гідродинаміки тонких шарів рідини з урахуванням сил гравітації, в'язкості, поверхневого натягу, взаємодії з підстилаючою поверхнею. Характер розливу суттєво залежить від топографії місцевості, типу підстилаючої поверхні, метеорологічних умов.

На рівній непроникній поверхні розлив нафти або нафтопродуктів призводить до утворення круглої плями, радіус якої зростає з часом. Динаміка розповсюдження описується балансом між інтенсивністю витікання, швидкістю розтікання під дією гравітації та сил в'язкості, втратами на випаровування та інфільтрацію. Для початкової стадії, коли швидкість витікання висока, переважає інерційний режим з радіусом плями, що зростає пропорційно кореню квадратному від часу. На пізній стадії, після припинення витікання, домінує в'язко-гравітаційний режим з повільнішим розповсюдженням. Остаточна площа розливу залежить від загального об'єму витоку та рівноважної товщини шару продукту. [11]

На нахилених поверхнях розлив набуває витягнутої форми вздовж напрямку схилу. Швидкість розповсюдження вниз по схилу значно перевищує швидкість поперечного розтікання. Математичні моделі враховують кут нахилу поверхні через модифікацію рівнянь руху з додаванням компоненти гравітаційної сили вздовж схилу. Для схилів з кутом понад п'ять - десять градусів гравітаційне стікання стає домінуючим механізмом розповсюдження. На складному рельєфі з чергуванням підйомів та западин продукт накопичується в пониженнях, створюючи зони підвищеного забруднення. Моделювання на складному рельєфі

вимагає використання цифрових моделей місцевості та чисельних методів розв'язання рівнянь.

Проникність підстилаючої поверхні суттєво впливає на характер розливу. На непроникних поверхнях, таких як асфальт, бетон, скелясті породи, весь продукт залишається на поверхні і розтікається під дією гравітації. На проникних ґрунтах частина продукту інфільтрується в товщу ґрунту, зменшуючи площу поверхневого розливу але збільшуючи глибину забруднення. Швидкість інфільтрації визначається пористістю та проникністю ґрунту, в'язкістю продукту, товщиною шару на поверхні. Для піщаних ґрунтів швидкість інфільтрації може досягати декількох сантиметрів на годину. Для глинистих ґрунтів інфільтрація значно повільніша і може становити міліметри на годину.

Розлив нафтопродуктів на водну поверхню має специфічні особливості. Нафта та нафтопродукти, маючи густину менше води, розтікаються по її поверхні, утворюючи тонку плівку. Товщина плівки може становити від часток міліметра для легких фракцій до декількох міліметрів для сирої нафти. Швидкість розповсюдження по водній поверхні значно вища, ніж по суходолу, через нижчий опір. На початковій стадії переважають інерційні та гравітаційні сили, на пізній стадії - сили поверхневого натягу та в'язкості. Вітер та течія суттєво впливають на траєкторію дрейфу нафтової плями. Хвилювання призводить до диспергування нафти у воді з утворенням емульсії.

Витікання газоподібних вуглеводнів призводить до утворення газової хмари, розповсюдження якої визначає зони пожежовибухонебезпеки та можливого токсичного впливу при витісненні кисню. Моделювання розповсюдження газових хмар базується на рівняннях турбулентної дифузії в атмосфері з урахуванням атмосферної стійкості, швидкості та напрямку вітру, топографії місцевості, властивостей газу. Залежно від густини газу відносно повітря розрізняють

хмари легших за повітря газів, що піднімаються вгору та швидко розсіюються, та хмари важчих за повітря газів, що розповсюджуються вздовж поверхні землі на значні відстані.

Природний газ (метан) має густину приблизно ,6 відносно повітря і відноситься до легких газів. При витіканні в атмосферу газова хмара підіймається вгору за рахунок архімедової сили та інтенсивно розсіюється турбулентною дифузією. Концентрація газу швидко знижується з відстанню від джерела. Для моделювання розповсюдження легких газів застосовується гаусівська модель плюма або пафа . Модель плюма описує безперервне витікання з утворенням стаціонарного факела, концентрація в якому залежить від відстані від джерела, висоти над землею, метеорологічних умов. Модель пафа описує миттєвий викид з утворенням дискретної хмари, що рухається за вітром.

Для гаусівської моделі плюма концентрація газу в точці з координатами x (відстань за вітром), y (відстань поперек вітру), z (висота) описується рівнянням: $C(x,y,z) = (Q/(2\pi\sigma_y\sigma_z)) \times \exp(-y^2/(2\sigma_y^2)) \times [\exp(-(z-H)^2/(2\sigma_z^2)) + \exp(-(z+H)^2/(2\sigma_z^2))]$, де Q - швидкість викиду, u - швидкість вітру, H - висота джерела, σ_y та σ_z - стандартні відхилення концентрації в поперечному та вертикальному напрямках, що залежать від відстані та класу стійкості атмосфери. Класи стійкості атмосфери визначаються за метеорологічними умовами: А - дуже нестабільна, В - нестабільна, С - злегка нестабільна, D - нейтральна, Е - стабільна, F - дуже стабільна.

Зріджені вуглеводневі гази при витіканні та випаровуванні утворюють хмари важчих за повітря газів з густиною до 2, відносно повітря. Такі хмари розповсюджуються вздовж поверхні землі, затримуючись у пониженнях рельєфу, проникаючи в підвали та інші заглиблені приміщення. Гаусівські моделі непридатні для моделювання важких газів через суттєве відхилення від припущення про пасивну

домішку. Для важких газів застосовуються спеціалізовані моделі, що враховують ефекти плавучості, гравітаційного розтікання, взаємодії з підстилаючою поверхнею. Найбільш поширеними є інтегральні моделі та чисельні моделі *computational fluid dynamics*.

Інтегральні моделі важких газів описують хмару як об'єкт з усередненими характеристиками, що змінюються вздовж траєкторії руху. Модель враховує захоплення атмосферного повітря в хмару, що призводить до зменшення густини та переходу від режиму важкого газу до режиму пасивної домішки. Типова хмара зрідженого вуглеводневого газу спочатку розповсюджується як важкий газ на відстань до декількох сотень метрів, а потім переходить в режим пасивної домішки. Критерієм переходу є зменшення різниці густин хмари та повітря до певного порогу. Після переходу моделювання продовжується за гаусівською моделлю. Інтегральні моделі є компромісом між точністю та обчислювальною складністю, придатним для практичних розрахунків.

Чисельні моделі обчислювальної гідродинаміки розв'язують повні рівняння Нав'є-Стокса для турбулентного потоку на тривимірній сітці. Ці моделі дозволяють детально відтворити складні ефекти, такі як взаємодія зі спорудами, вплив складної топографії, стратифікація хмари. Проте чисельні моделі вимагають значних обчислювальних ресурсів та детальної інформації про граничні умови. Вони застосовуються переважно для детального аналізу конкретних критичних сценаріїв на об'єктах з складною геометрією. Для рутинних розрахунків зазвичай достатньо інтегральних моделей або гаусівських моделей з відповідними поправками.

Аварії на трубопроводах з витіканням вуглеводнів створюють високу пожежовибухонебезпеку. Можливі сценарії включають негайне запалення витікаючого продукту з утворенням факела або пожежі розливу, відкладене запалення газової хмари з утворенням вогняної кулі або об'ємного вибуху, неконтрольовану пожежу без вибуху. Вибір

реалізованого сценарію залежить від часу запалення відносно моменту витікання, концентрації горючого газу, наявності джерел запалення, умов утримання газової хмари. Кожен сценарій характеризується специфічними зонами ураження та механізмами впливу на людей та об'єкти.

Факельна пожежа виникає при негайному запаленні витікаючого газу безпосередньо біля місця витікання. Утворюється стаціонарний факел, що випромінює інтенсивне теплове випромінювання. Зона ураження тепловим випромінюванням визначається рівнем теплового потоку, який зменшується з відстанню від факела. Інтенсивність теплового випромінювання на відстані r від факела:

$$q(r) = F \times E_f / (4\pi r^2),$$

де F - фактор оглядовості (частка випромінювання, що досягає точки спостереження),

E_f - потужність теплового випромінювання факела.

Потужність випромінювання залежить від швидкості горіння та радіаційної частки, яка становить ,2 - , чотири для вуглеводневих полум'їв .

Критичні рівні теплового потоку для різних наслідків встановлені на основі медичних та інженерних досліджень. Тепловий потік 37 ,5 кіловат на квадратний метр відповідає межі гарантованої загибелі людини при експозиції шістдесят секунд. Тепловий потік 12,5 кіловат на квадратний метр відповідає межі опіків першого ступеня при експозиції тридцять секунд. Тепловий потік чотири кіловати на квадратний метр відповідає межі безпечного тривалого перебування. Ці значення використовуються для визначення радіусів зон гарантованого ураження, можливого ураження, відчутного теплового впливу навколо факела. Для великих факелів радіус зони можливого ураження може досягати сотень метрів.

Пожежа розливу виникає при запаленні розлитої на поверхні рідини. Характеризується великою площею горіння та високою інтенсивністю

теплого випромінювання. Швидкість вигорання залежить від типу продукту та становить , 4 - ,1 кілограм на квадратний метр на секунду. Питома потужність теплового випромінювання пожежі розливу досягає сто - двісті кіловат на квадратний метр з радіаційною часткою ,3. Зона інтенсивного теплового випромінювання може поширюватися на десятки метрів від меж розливу. Додатковим уражаючим фактором є конвективний потік розпечених газів та продуктів згорання, що піднімаються над пожежею і можуть переноситися вітром.

Вогняна куля утворюється при миттєвому запаленні великої маси газу або при раптовому руйнуванні ємності з перегрітою рідиною. Характеризується швидким підйомом розпеченої хмари продуктів згорання, інтенсивним коротким імпульсом теплового випромінювання. Максимальний діаметр вогняної кулі визначається емпіричною залежністю: $D = 6, \times M^{(, 10)}$,

де D - діаметр в метрах,

M - маса палива в кілограмах.

Тривалість існування вогняної кулі: $\tau = ,9 \times M^{(,4)}$.

Інтенсивність теплового випромінювання може досягати триста - чотириста кіловат на квадратний метр на поверхні вогняної кулі. Зона летальних опіків може поширюватися на відстань до двох - трьох діаметрів вогняної кулі.

Об'ємний вибух виникає при відкладеному запаленні газової хмари, коли горюча суміш встигла розповсюдитися на значну територію. Швидке згорання великого об'єму суміші призводить до утворення ударної хвилі. Основним уражаючим фактором є надлишковий тиск у фронті ударної хвилі, що спричиняє руйнування споруд, уражаючий вплив на людей, вторинні пошкодження від уламків. Величина надлишкового тиску залежить від маси горючої речовини, енергії вибуху, відстані від епіцентру. Для оцінки використовується TNT-еквівалент:

$$W_{\text{TNT}} = \eta \times M \times Q / Q_{\text{TNT}},$$

де η - коефіцієнт вибуховості (частка енергії, що переходить в ударну хвилю),

M - маса газу,

Q - питома теплота згоряння,

Q_{TNT} - питома енергія тротилового еквіваленту 4,5 мегаджоулів на кілограм.

Критичні значення надлишкового тиску для різних наслідків: сто кілопаскалів - руйнування промислових будівель, п'ятдесят кілопаскалів - руйнування цивільних будівель, двадцять кілопаскалів - важкі ушкодження будівель, десять кілопаскалів - руйнування внутрішніх перегородок, п'ять кілопаскалів - розбиття скла. Для людей критичні рівні: п'ятдесят кілопаскалів - гарантована загибель, двадцять кілопаскалів - можлива загибель, п'ять кілопаскалів - легкі травми. Радіус зони із заданим надлишковим тиском розраховується за емпіричними формулами залежно від TNT-еквіваленту вибуху. Для великих вибухів зона можливих руйнувань може досягати кілометрів.

Забруднення водних об'єктів є одним з найбільш серйозних екологічних наслідків аварій на трубопроводах з витіканням рідких вуглеводнів. Нафта та нафтопродукти створюють довготривале забруднення з множинними механізмами негативного впливу на водні екосистеми. Оцінка екологічних наслідків включає моделювання розповсюдження забруднення у водній товщі та донних відкладах, визначення концентрацій забруднювачів, оцінку токсичного впливу на гідробіонтів, прогноз термінів відновлення екосистем. Масштаби впливу залежать від кількості та властивостей нафтопродукту, гідрологічних характеристик водойми, наявності вразливих екосистем та біологічних видів.

При потраплянні нафти на поверхню водойми відбувається низка процесів трансформації: розтікання по поверхні з утворенням тонкої плівки, випаровування легких фракцій в атмосферу, емульгування з утворенням нафто-водяних емульсій, диспергування з переходом частини нафти у водну товщу у вигляді дрібних крапель, розчинення найбільш розчинних компонентів у воді, осідання важких фракцій та асфальтенів на дно, біодеградація під дією мікроорганізмів, фотохімічне окислення під дією сонячного світла. Відносна важливість цих процесів залежить від властивостей нафтопродукту, температури води, хвилювання, освітленості. Моделювання трансформації нафти є складним завданням через множинність та взаємозв'язок процесів.

Дрейф нафтової плями по поверхні визначається вітром та течіями. Швидкість дрейфу плями приблизно становить три відсотки від швидкості вітру плюс швидкість течії. Траєкторія дрейфу моделюється шляхом інтегрування швидкості переміщення з урахуванням змінних полів вітру та течій. Для великих водойм використовуються гідродинамічні моделі циркуляції води, що розраховують поля швидкостей течій під впливом вітру, стоку річок, приливів, стратифікації. Моделі траєкторії дрейфу включають стохастичну компоненту для врахування невизначеності та турбулентної дифузії. Результатом є ймовірнісні карти можливого розташування плями в різні моменти часу.

Розчинені нафтові вуглеводні у водній товщі створюють токсичний вплив на гідробіонтів. Найбільш токсичними є поліциклічні ароматичні вуглеводні, що містяться в нафті. Гострий токсичний ефект проявляється при концентраціях десять - сто мікрограмів на літр і призводить до загибелі чутливих організмів протягом днів. Хронічний ефект спостерігається при нижчих концентраціях, 1 - десять мікрограмів на літр і проявляється в порушеннях розвитку, репродукції, поведінки. Концентрації розчинених вуглеводнів моделюються рівняннями

адвективної дифузії з урахуванням джерел від розчинення нафти та стоків від біодеградації та сорбції на завислі речовини і дно.

Осідання нафти на донні відклади призводить до довготривалого забруднення бентосних екосистем. Важкі фракції нафти та асфальтени мають густину близьку до води і осідають на дно при дисперсії. В донних відкладах нафтові вуглеводні можуть зберігатися роками та десятиліттями через сповільнену біодеградацію в анаеробних умовах. Забруднені донні відклади є вторинним джерелом забруднення водної товщі через вивільнення вуглеводнів при ресуспендуванні осадів хвилюванням та течіями. Оцінка забруднення донних відкладів вимагає моделювання осадження частинок, їх просторового розподілу, процесів біодеградації в осадах.

Оцінка впливу на водні екосистеми включає визначення зон з концентраціями забруднювачів, що перевищують екотоксикологічні критерії. Для різних груп гідробіонтів встановлені граничні концентрації: для риб десять мікрограмів на літр як гостро токсична та один мікрограм на літр як хронічно токсична концентрація поліциклічних ароматичних вуглеводнів. Для планктону критичні концентрації можуть бути нижчими. Порівняння модельованих концентрацій з екотоксикологічними критеріями дозволяє визначити площу та тривалість ураження екосистем. Прогноз відновлення базується на оцінці термінів біодеградації забруднення та динаміці популяцій організмів.

Витікання рідких вуглеводнів на суходолі призводить до забруднення ґрунтів та потенційно підземних вод. Інфільтрація нафти в ґрунт залежить від властивостей ґрунту, характеристик нафтопродукту, гідрологічних умов. Оцінка масштабів забруднення включає моделювання міграції нафти в ненасиченій та насиченій зонах ґрунту, визначення глибини та площі забруднення, оцінку ризику досягнення підземних вод, прогноз довгострокової динаміки забруднення з урахуванням біодеградації

та атенуації. Забруднення ґрунтів створює токсичний вплив на едафічні екосистеми, порушує родючість, може стати джерелом вторинного забруднення при вимиванні у водні об'єкти.

Міграція нафти в ненасиченій зоні ґрунту описується рівняннями багатофазної фільтрації з урахуванням сил гравітації, капілярних сил, в'язкого опору. Нафта рухається переважно вниз під дією гравітації, витісняючи повітря з пор. Швидкість інфільтрації залежить від проникності ґрунту та в'язкості нафти. В піщаних ґрунтах нафта може проникати на глибину декілька метрів за години. В глинистих ґрунтах міграція значно повільніша і може обмежуватися першими десятками сантиметрів. Частина нафти залишається в порах ґрунту у вигляді залишкового насичення, що не може мігрувати далі. Величина залишкового насичення становить десять - тридцять відсотків від об'єму пор.

При досягненні нафтою рівня підземних вод утворюється лінза легкої неводної фази, що плаває на поверхні водоносного горизонту. Товщина лінзи залежить від кількості нафти, пористості ґрунту, коливань рівня підземних вод. Лінза може мігрувати за напрямком течії підземних вод, поступово розповсюджуючи забруднення. З лінзи відбувається розчинення найбільш розчинних компонентів нафти в підземній воді, що призводить до утворення шлейфу забруднення протяженістю до сотень метрів за течією. Концентрації розчинених вуглеводнів у шлейфі можуть перевищувати граничні допустимі значення для питної води в тисячі разів.

Біодеградація нафти в ґрунті здійснюється мікроорганізмами, що використовують вуглеводні як джерело енергії. Швидкість біодеградації залежить від наявності кисню, поживних речовин, температури, типу вуглеводнів. В аеробних умовах біодеградація відбувається швидше, ніж в анаеробних. Легкі аліфатичні вуглеводні деградують за тижні-місяці, важкі ароматичні та смолисті компоненти - за роки-десятиліття. Обмежуючим

фактором часто є доступність кисню та азоту. Застосування методів біоремедіації з аерацією ґрунту та внесенням поживних речовин може прискорити біодеградацію в десятки разів. Природна атенуація без втручання може тривати десятиліття.

Токсичний вплив нафти на ґрунтові екосистеми проявляється через фітотоксичність для рослин, токсичність для ґрунтової мезофауни, пригнічення мікробної активності. Критичні концентрації для різних наслідків: понад 10000 міліграмів на кілограм - повна загибель рослинності, тисяча - 10000 міліграмів на кілограм - сильна деградація ґрунтової екосистеми, сто - тисяча міліграмів на кілограм - помірна деградація з можливістю відновлення, менше 100 міліграмів на кілограм - низький вплив. Оцінка площі та глибини ґрунтів з різними рівнями забруднення дозволяє визначити масштаби необхідних рекультиваційних робіт.

Комплексна оцінка наслідків аварій вимагає інтегрування різних типів впливу та наслідків у єдину міру для порівняння сценаріїв та прийняття рішень. Наслідки аварії можуть виражатися в різних вимірах: людські жертви та травми, забруднення водних об'єктів та ґрунтів на певній площі, загибель тварин та рослин, матеріальні збитки від знищення майна та витрат на ліквідацію, соціально-економічні наслідки від переселення людей та втрати засобів до існування. Інтегральна оцінка може базуватися на монетизації всіх типів наслідків, багатокритеріальному аналізі з ранжуванням сценаріїв, або використанні композитних індексів.

Монетизація екологічних та соціальних наслідків дозволяє виразити всі наслідки в грошовому еквіваленті і порівнювати їх з економічними збитками. Для оцінки вартості людського життя використовується показник статистичної вартості життя, що відображає готовність суспільства платити за зниження ризику смерті. В розвинених країнах цей показник становить п'ять - 10 мільйонів доларів на людину. Вартість

екологічних збитків може оцінюватися на основі витрат на відновлення порушених екосистем, втраченої екосистемної цінності, компенсаційних проектів з відновлення еквівалентних екосистем. Сумарний монетизований збиток дозволяє ранжувати сценарії за величиною потенційних наслідків.

Багатокритеріальний аналіз застосовується, коли монетизація всіх наслідків є неприйнятною або надто невизначеною. Різні типи наслідків розглядаються як окремі критерії, за якими оцінюються сценарії. Наприклад, критеріями можуть бути: кількість потенційних жертв, площа забруднених земель, обсяг забрудненої води, кількість постраждалих представників червонокнижних видів, прямі економічні збитки. Для кожного сценарію визначаються значення всіх критеріїв. Сценарії ранжуються методами багатокритеріального аналізу, такими як метод аналізу ієрархій, ELECTRE, PROMETHEE. Ці методи дозволяють враховувати відносну важливість різних критеріїв та переваги осіб, що приймають рішення.

Композитні індекси об'єднують декілька показників у єдиний інтегральний показник за певною формулою. Для оцінки наслідків аварій може використовуватися індекс серйозності наслідків, що враховує різні типи впливу з відповідними ваговими коефіцієнтами:

$$I = w_1 \times N_{\text{casualties}} + w_2 \times A_{\text{pollution}} + w_3 \times D_{\text{damage}} + \dots,$$

де $N_{\text{casualties}}$ - кількість постраждалих,

$A_{\text{pollution}}$ - площа забруднення,

D_{damage} - матеріальні збитки,

w_i - вагові коефіцієнти. Вагові коефіцієнти можуть визначатися експертним шляхом або на основі нормативних документів. Композитний індекс дозволяє швидко порівнювати сценарії за єдиною шкалою.

Ранжування сценаріїв за наслідками дозволяє визначити найбільш небезпечні сценарії, що потребують першочергової уваги при плануванні заходів запобігання та готовності до реагування. Зазвичай виявляється, що

відносно невелика кількість сценаріїв - десять - двадцять відсотків - відповідає за левову частку - вісімдесят - дев'яносто відсотків - сумарного ризику. Це дозволяє зосередити обмежені ресурси на найбільш критичних загрозах. Результати оцінки наслідків також використовуються для обґрунтування зон планування аварійного реагування, визначення необхідних ресурсів для ліквідації, інформування населення про ризики.

Таким чином, оцінка масштабів та наслідків аварій на трубопровідних системах є складним комплексним завданням, що вимагає застосування різноманітних моделей та методів для опису фізичних процесів витікання, розповсюдження, трансформації забруднювачів, впливу на людей та екосистеми. Результати оцінки наслідків в поєднанні з оцінками ймовірності дозволяють здійснити кількісну оцінку ризиків, що є основою для розробки обґрунтованих стратегій управління безпекою експлуатації трубопровідних систем та захисту навколишнього середовища від техногенних загроз.

2.4. Матричні методи оцінки ризиків

Матричні методи оцінки ризиків є напівкількісним підходом, що поєднує якісну або напівкількісну оцінку ймовірності та наслідків небажаних подій для визначення інтегрального рівня ризику. Основою методу є матриця ризиків - двовимірна таблиця, в якій один вимір представляє ймовірність або частоту виникнення події, а другий вимір - тяжкість наслідків. Комбінація конкретних рівнів ймовірності та наслідків визначає відповідну клітинку матриці, якій присвоюється певний рівень ризику. Матричні методи широко застосовуються у практиці оцінки ризиків завдяки своїй простоті, наочності, можливості швидкої оцінки великої кількості небезпек при обмеженості даних для повністю кількісного аналізу.

Головною перевагою матричних методів є можливість систематичного ранжування різноманітних ризиків за єдиною шкалою без необхідності точних кількісних оцінок ймовірностей та наслідків. Це особливо цінно на ранніх етапах проєктування, коли детальні дані недоступні, або для швидкого скринінгу великої кількості потенційних небезпек з виділенням тих, що потребують більш детального аналізу. Матриці ризиків забезпечують наочне представлення результатів оцінки, зручне для комунікації з особами, що приймають рішення, та іншими зацікавленими сторонами. Візуальне представлення розподілу ризиків на матриці дозволяє швидко ідентифікувати найбільш критичні області та визначити пріоритети управлінських дій.

Матриці ризиків можуть мати різну розмірність залежно від рівня деталізації, що вимагається, та можливостей розрізнення градацій ймовірності та наслідків. Найпоширенішими є матриці розмірності три на три, чотири на чотири, п'ять на п'ять. Матриці три на три є найпростішими і використовуються для грубої оцінки з розподілом за категоріями низька, середня, висока для обох вимірів. Матриці п'ять на п'ять забезпечують більш детальну класифікацію з п'ятьма градаціями кожного виміру. Рідше застосовуються асиметричні матриці, наприклад чотири на п'ять або п'ять на чотири, коли один з вимірів вимагає більшої деталізації. Вибір розмірності матриці є компромісом між деталізацією та практичною можливістю надійного розрізнення градацій.

Для матриці п'ять на п'ять, що є стандартом багатьох міжнародних методологій оцінки ризиків, вимір ймовірності зазвичай поділяється на п'ять категорій: дуже рідко, рідко, можливо, ймовірно, дуже ймовірно. Кожній категорії відповідає діапазон кількісних значень частоти або ймовірності. Наприклад, дуже рідко може відповідати частоті менше одного разу на сто років або ймовірності менше $\frac{1}{100}$, рідко - від одного разу на сто років до одного разу на десять років або ймовірності $\frac{1}{10}$ - $\frac{1}{100}$,

можливо - від одного разу на десять років до одного разу на рік або ймовірності ,1 - ,5, ймовірно - від одного разу на рік до декількох разів на рік або ймовірності ,5 - ,9, дуже ймовірно - декілька разів на рік або більше або ймовірності понад ,9.

Вимір наслідків також поділяється на п'ять категорій за тяжкістю впливу: незначні, малі, помірні, серйозні, катастрофічні. Критерії віднесення до кожної категорії визначаються окремо для різних типів наслідків - людських жертв та травм, екологічних збитків, матеріальних втрат, репутаційних ризиків. Для людських наслідків градації можуть бути: незначні - легкі травми без госпіталізації, малі - травми з короткочасною госпіталізацією, помірні - важкі травми або одна людська жертва, серйозні - декілька людських жертв, катастрофічні - масові людські жертви. Для екологічних наслідків: незначні - локальне забруднення без довгострокових ефектів, малі - забруднення з відновленням протягом року, помірні - значне забруднення з відновленням протягом трьох - п'яти років, серйозні - масштабне забруднення з відновленням понад п'ять років, катастрофічні - незворотна деградація екосистем.

Клітинки матриці забарвлюються різними кольорами для візуального позначення рівня ризику. Типова схема використовує зелений колір для низького ризику, жовтий для помірною ризику, помаранчевий для високого ризику, червоний для дуже високого або неприйнятному ризику. Розподіл кольорів по матриці визначає правило агрегування ймовірності та наслідків у інтегральний рівень ризику. Найпростіша схема використовує діагональний розподіл, де рівень ризику визначається сумою або добутком індексів ймовірності та наслідків. Більш складні схеми можуть надавати більшу вагу наслідкам, відображаючи принцип запобігання великим аваріям навіть при низькій ймовірності, або навпаки, враховувати толерантність до високочастотних подій з малими наслідками.

Розробка чітких та однозначних шкал для оцінювання ймовірності та наслідків є критично важливою для забезпечення консистентності та відтворюваності результатів оцінки ризиків. Шкали мають бути адаптовані до специфіки об'єкта оцінки та типів небезпек, що розглядаються. Для трубопровідних систем транспортування вуглеводнів шкали повинні відображати характерні частоти аварій, типові наслідки для навколишнього середовища, населення, майна. Ключовим є забезпечення правильного калібрування шкал відносно реальних даних аварійності та наслідків для уникнення систематичного переоцінювання або недооцінювання ризиків.

Для шкали ймовірності аварій на трубопроводах доцільно використовувати комбінацію якісних дескрипторів та кількісних діапазонів частот. П'ятирівнева шкала може бути визначена наступним чином. Рівень один - дуже рідко : подія практично неможлива або може статися лише за виключних обставин, частота менше десять у мінус четвертому ступені на рік на кілометр трубопроводу, еквівалентно менше одного разу на 10000 років експлуатації кілометра. Рівень два - рідко : подія малоймовірна але можлива, частота від десять у мінус четвертому до десять у мінус третьому ступені на рік на кілометр, тобто від одного разу на 10000 років до одного разу на тисячу років. Рівень три - можливо: подія може статися за певних умов, частота від десять у мінус третьому до десять у мінус другому ступені на рік на кілометр, від одного разу на тисячу років до одного разу на сто років. Рівень чотири - ймовірно: подія очікується за нормальних умов експлуатації, частота від десять у мінус другому до десять у мінус першому ступені на рік на кілометр, від одного разу на сто років до одного разу на десять років. Рівень п'ять - дуже ймовірно: подія очікується часто, частота понад десять у мінус першому ступені на рік на кілометр, більше одного разу на десять років. Для порівняння, статистична частота серйозних аварій на газопроводах у

розвинених країнах становить приблизно ,3 на тисячу кілометрів на рік, що відповідає рівню три - можливо. Для застарілих трубопроводів у незадовільному технічному стані частота може досягати одного - трьох на тисячу кілометрів на рік, що відповідає рівню чотири - ймовірно.

Шкала наслідків для екологічних ризиків повинна враховувати множинність аспектів впливу на навколишнє середовище. Комплексна п'ятирівнева шкала може базуватися на інтегральній оцінці площі забруднення, тривалості впливу, чутливості постраждалих екосистем, можливості відновлення. Рівень один - незначні наслідки: локальне забруднення площею менше 1 гектара, відновлення протягом одного місяця, відсутність впливу на захищені території та рідкісні види, вартість ліквідації менше 100000 гривень. Рівень два - малі наслідки: забруднення площею 1 - один гектар, відновлення протягом трьох - дванадцяти місяців, незначний вплив на звичайні екосистеми, вартість ліквідації 100000 - 1000000 гривень. Рівень три - помірні наслідки: забруднення площею 1-10 гектарів, відновлення протягом одного - трьох років, помітний вплив на екосистеми, можливий вплив на околиці захищених територій, вартість ліквідації 110 мільйонів гривень.

Рівень чотири - серйозні наслідки: забруднення площею десять - сто гектарів, відновлення протягом трьох - десяти років, значний вплив на регіональні екосистеми, можливе забруднення водних об'єктів першої категорії або захищених природних територій, загроза популяціям рідкісних видів, вартість ліквідації десять - 100 мільйонів гривень. Рівень п'ять - катастрофічні наслідки: забруднення площею понад сто гектарів, відновлення понад десять років або неможливість повного відновлення, масштабна деградація екосистем регіонального значення, забруднення великих водних об'єктів або заповідних територій, загроза існуванню популяцій червонокнижних видів, вартість ліквідації понад 100 мільйонів

гривень. Ці критерії мають адаптуватися до специфіки конкретного регіону та чутливості навколишнього середовища.

Після позиціонування оцінюваних небезпек на матриці ризиків за комбінацією ймовірності та наслідків, необхідно встановити критерії прийнятності ризику та визначити управлінські дії для різних рівнів ризику. Загальноприйнятим підходом є поділ матриці на три - чотири зони за рівнем ризику: прийнятний або низький ризик, толерантний або помірний ризик, неприйнятний або високий ризик, іноді виділяється також зона дуже високого або катастрофічного ризику. Для кожної зони визначаються специфічні вимоги щодо необхідності та терміновості заходів зі зниження ризику, рівня управлінського контролю, періодичності перегляду оцінки ризику.

Зона прийнятної ризику зазвичай охоплює клітинки з низькою ймовірністю та незначними або малими наслідками. Ризики в цій зоні вважаються настільки малими, що не потребують спеціальних заходів зі зниження понад встановлені стандартні практики безпечної експлуатації. Проте навіть прийнятні ризики підлягають періодичному моніторингу для виявлення можливих змін обставин, що можуть призвести до зростання ризику. Управлінське рішення для прийнятних ризиків - прийняти ризик без додаткових заходів, підтримувати існуючі заходи контролю, періодично переглядати оцінку. Типовий період перегляду - раз на три - п'ять років або при суттєвих змінах умов експлуатації.

Зона толерантного або помірної ризику охоплює клітинки з комбінаціями середньої ймовірності та середніх наслідків, або низької ймовірності та серйозних наслідків, або високої ймовірності та малих наслідків. Ризики в цій зоні можуть бути прийняті за умови впровадження розумних практично здійснених заходів зі зниження ризику. Застосовується принцип ALARP - As Low As Reasonably Practicable, тобто знизити ризик настільки, наскільки це розумно практично можливо.

Управлінське рішення - оцінити можливі заходи зі зниження ризику, впровадити ті заходи, вартість яких не є непропорційно високою відносно досягнутого зниження ризику, документувати обґрунтування прийнятності залишкового ризику. Толерантні ризики потребують регулярного моніторингу та перегляду оцінки раз на 1-2 роки.

Зона неприйнятної ризику включає клітинки з високою ймовірністю та серйозними наслідками, або будь-якими комбінаціями, що призводять до катастрофічних наслідків. Ризики в цій зоні є неприйнятними і вимагають негайних дій зі зниження або до прийнятної рівня, або принаймні до рівня ALARP. Експлуатація об'єкта з неприйнятними ризиками може бути дозволена лише як тимчасовий захід з чітким планом та термінами впровадження заходів зі зниження ризику. Управлінське рішення - негайно розробити та впровадити заходи зі зниження ризику незалежно від вартості, розглянути можливість тимчасової зупинки експлуатації до зниження ризику, встановити посилений моніторинг та контроль. Неприйнятні ризики потребують щомісячного або безперервного моніторингу.

Критерії переходу між зонами прийнятності можуть визначатися кількісними пороговими значеннями ризику або експертним судженням на основі комбінації факторів. Кількісний підхід встановлює порогові значення індивідуального ризику смерті для населення та колективного ризику для суспільства. Широко використовуваними критеріями є індивідуальний ризик менше десять у мінус шостому ступені на рік як верхня межа прийнятної ризику, від десять у мінус шостому до десять у мінус четвертому на рік як зона ALARP, понад десять у мінус четвертому на рік як неприйнятний ризик. Для екологічних ризиків подібні кількісні критерії менш розвинені і частіше використовується експертний підхід з урахуванням чутливості екосистем, наявності альтернатив, суспільної прийнятності.

Застосування матричних методів оцінки ризиків для трубопровідних систем транспортування вуглеводнів має свою специфіку, пов'язану з лінійним характером об'єктів, різноманітністю умов експлуатації вздовж траси, необхідністю оцінки великої кількості потенційних місць аварій. Практичний підхід передбачає сегментацію трубопроводу на однорідні ділянки за критеріями технічного стану, умов експлуатації, характеристик навколишнього середовища, щільності населення. Для кожного сегменту проводиться окрема оцінка ризику з визначенням ймовірності аварії та потенційних наслідків. Результати зводяться в загальну матрицю ризиків, що дозволяє порівняти різні сегменти та визначити пріоритетні ділянки для заходів зі зниження ризику.

Оцінка ймовірності аварії для сегменту трубопроводу базується на аналізі факторів ризику, що впливають на цей конкретний сегмент. Основними факторами є вік трубопроводу, матеріал та якість конструкції, технічний стан ізоляційного покриття, ефективність електрохімічного захисту від корозії, агресивність ґрунтів, наявність дефектів за результатами інспекцій, інтенсивність зовнішнього впливу від будівельних робіт, природних процесів. Кожен фактор оцінюється за шкалою, що відображає його вплив на ймовірність відмови. Інтегральна оцінка ймовірності для сегменту може визначатися як середньозважена оцінка факторів або за спеціалізованими алгоритмами, такими як індекс цілісності трубопроводу згідно стандарту API 1160.

Оцінка наслідків аварії залежить від характеристик навколишнього середовища вздовж сегменту трубопроводу. Ключовими факторами є щільність населення, наявність чутливих рецепторів - шкіл, лікарень, місць масового перебування людей, відстань до водних об'єктів та їх категорія водокористування, наявність природоохоронних територій, типи екосистем та їх вразливість, можливість швидкого реагування та локалізації аварії. Для кожного сегменту визначається сценарій найгірших

наслідків з урахуванням найбільш вразливих рецепторів у зоні потенційного впливу. Сценарій може включати розрахунок зон ураження при пожежі або вибуху, моделювання розповсюдження забруднення у водному об'єкті, оцінку площі та ступеня забруднення ґрунтів.

Результати оцінки для всіх сегментів наносяться на матрицю ризиків, де кожен сегмент представлений точкою або іншим символом з ідентифікацією номера або назви сегменту. Така візуалізація дозволяє швидко ідентифікувати сегменти з найвищими ризиками, які потребують першочергової уваги. Зазвичай виявляється, що відносно невелика кількість сегментів - десять - двадцять відсотків - потрапляє у зону високого ризику і на ці сегменти необхідно зосередити обмежені ресурси для заходів зі зниження ризику. Середні та низькі ризики можуть управлятися через стандартні програми технічного обслуговування та моніторингу. Періодичне оновлення оцінки після впровадження заходів дозволяє відстежувати динаміку ризиків та ефективність управлінських дій.

Матричні методи оцінки ризиків мають низку переваг, що пояснюють їх широке застосування у практиці управління безпекою. Простота та наочність методу дозволяють залучати до процесу оцінки фахівців різного профілю без спеціальної підготовки у складних математичних методах аналізу ризиків. Візуальне представлення результатів на матриці полегшує комунікацію з керівництвом та іншими зацікавленими сторонами. Метод не вимагає точних кількісних даних про ймовірності та наслідки, що робить його придатним для ситуацій з обмеженою інформацією. Швидкість проведення оцінки дозволяє аналізувати велику кількість небезпек за обмежений час та бюджет. Гнучкість методу дозволяє адаптувати матриці та критерії до специфіки конкретної організації та типу об'єктів.

Проте матричні методи мають також суттєві обмеження, які необхідно враховувати при інтерпретації результатів та прийнятті рішень. Якісний або напівкількісний характер оцінок призводить до втрати інформації порівняно з повністю кількісними методами. Різні експерти можуть по-різному оцінювати один і той же ризик через відсутність чітких критеріїв або різне розуміння якісних дескрипторів. Матричні методи не дозволяють коректно оцінювати сумарний ризик від множинних джерел через нелінійний характер шкал. Проблемою є так звана компресія діапазону, коли величезний діапазон ймовірностей від десять у мінус сьомому до десять у мінус першому ступені на рік стискається в п'ять рівнів, що призводить до втрати чутливості методу.

Дослідження показали систематичні похибки матричних методів, такі як неправильне ранжування ризиків через спосіб агрегування ймовірності та наслідків, недостатня розрізнявальна здатність для ризиків в зоні ALARP, де потрібні найбільш прискіпливі рішення, нечутливість до змін ризику в широкому діапазоні через дискретність шкал. Особливою проблемою є оцінка ризиків подій з дуже низькою ймовірністю але катастрофічними наслідками, коли матрична оцінка може недооцінити важливість таких ризиків. Некоректне визначення меж градацій шкал може призводити до систематичного зміщення оцінок у бік завищення або заниження ризиків порівняно з кількісними методами.

Враховуючи ці обмеження, рекомендується розглядати матричні методи як початковий етап оцінки ризиків для скринінгу та пріоритизації небезпек. Ризики, що потрапляють у зону високого ризику або знаходяться на межі зон прийнятності, повинні підлягати більш детальному кількісному аналізу з використанням методів дерева відмов, дерева подій, моделювання наслідків. Результати кількісного аналізу можуть використовуватися для калібрування матриці ризиків та перевірки її коректності. Комбінація напівкількісних матричних методів для швидкого

огляду та детального кількісного аналізу для критичних ризиків забезпечує оптимальний баланс між ресурсами та якістю оцінки.

Документування результатів оцінки ризиків є невід'ємною частиною процесу управління ризиками, що забезпечує прозорість, відтворюваність, аудитопритатність оцінки. Звіт про оцінку ризиків повинен містити опис об'єкта оцінки та його контексту, цілі та межі оцінки, використану методологію та критерії, склад робочої групи та залучених експертів, ідентифіковані небезпеки та сценарії, результати оцінки ймовірності та наслідків для кожного сценарію, матрицю ризиків з позиціонуванням всіх оцінених ризиків, висновки щодо прийнятності ризиків, рекомендації щодо заходів з управління ризиками. Документація повинна бути достатньо детальною для розуміння логіки оцінки та обґрунтування прийнятих рішень.

Результати оцінки ризиків використовуються для прийняття управлінських рішень на різних рівнях організації. На стратегічному рівні профіль ризиків організації інформує про загальний рівень експозиції до різних типів небезпек, необхідність змін у корпоративній політиці або стратегії, розподіл ресурсів між різними напрямками управління ризиками. На тактичному рівні результати визначають пріоритети програм інспекції та технічного обслуговування, плани модернізації обладнання та інфраструктури, програми навчання персоналу. На оперативному рівні оцінка ризиків використовується для планування конкретних робіт, дозволів на виконання небезпечних операцій, реагування на інциденти.

Періодичний перегляд та актуалізація оцінки ризиків є необхідним для підтримання її релевантності у змінних умовах. Повний перегляд оцінки рекомендується проводити раз на три - п'ять років або при суттєвих змінах: введення нового обладнання або технологій, зміни регуляторних вимог, серйозні інциденти або аварії на подібних об'єктах, накопичення даних моніторингу та інспекцій, що вказують на зміну стану обладнання. Між

повними переглядами проводиться щорічний моніторинг ключових ризиків з оновленням оцінок за необхідності. Результати перегляду документуються із зазначенням змін у профілі ризиків та ефективності впроваджених заходів.

Таким чином, матричні методи оцінки ризиків є практичним та ефективним інструментом для систематичного аналізу та управління екологічними та техногенними ризиками експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів. Незважаючи на певні методологічні обмеження, правильно розроблені та застосовані матриці ризиків забезпечують цінну інформацію для прийняття обґрунтованих управлінських рішень, спрямованих на запобігання аваріям та мінімізацію їх наслідків для навколишнього середовища та населення. Поєднання матричних методів з кількісними підходами для критичних ризиків створює комплексну систему оцінки та управління ризиками, адекватну складності та відповідальності задач забезпечення безпеки експлуатації об'єктів підвищеної небезпеки.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ ПРИКАРПАТТЯ

3.1. Природні умови та екологічна чутливість регіону

Прикарпатський регіон охоплює територію Івано-Франківської, Львівської та Чернівецької областей і характеризується складними природними умовами, що суттєво впливають на експлуатацію трубопроводних систем транспортування вуглеводнів та визначають особливості екологічних ризиків. Географічне положення регіону на стику Українських Карпат та Передкарпаття зумовлює різноманітність ландшафтів, інженерно-геологічних умов, кліматичних характеристик. Територія характеризується високою щільністю населення у передгірських районах, значною лісистістю, розгалуженою мережею річок басейну Дністра та Прута, наявністю численних природоохоронних територій різного статусу.

Рельєф та геологічні умови Прикарпаття відзначаються значною вертикальною розчленованістю від 150ти метрів у передгір'ї до понад 2000 метрів у високогір'ї Карпат. Для трубопроводних систем найбільше значення мають передгірські та низькогірні ділянки на висотах від 150ти до вісімсот метрів, де зосереджена основна інфраструктура. Геологічна будова характеризується чергуванням флішових порід - пісковиків, аргілітів, мергелів карпатського флішу, що схильні до зсувних процесів, особливо на схилах крутизною понад п'ятнадцять градусів. За даними моніторингу, близько двадцяти відсотків території Івано-Франківської області класифікується як потенційно небезпечна щодо зсувних процесів, що створює підвищені ризики для лінійних об'єктів.

Сейсмічність регіону оцінюється у п'ять - шість балів за шкалою Ріхтера для більшості території з окремими зонами підвищеної сейсмічної активності до семи балів у районі Вранча та Закарпаття. Історичні дані свідчать про періодичні відчутні землетруси з епіцентрами у Румунії, що викликають струшування до п'яти - шести балів на території Прикарпаття. Останній значний землетрус магнітудою 7,4 бала відбувся у березні 2008надцятого року. Хоча сейсмічні навантаження враховуються при проєктуванні магістральних трубопроводів, старі ділянки, збудовані за застарілими нормами, можуть бути вразливими до сейсмічних впливів, особливо на ділянках переходів через водні перешкоди та зсувонебезпечні схили.

Клімат Прикарпаття помірно континентальний з значним впливом Карпатських гір на розподіл опадів та температур. Середньорічна кількість опадів становить 650 - вісімсот міліметрів у передгір'ї та до тисячі - 1004сот міліметрів у гірських районах. Характерною особливістю є нерівномірний розподіл опадів протягом року з максимумом у літній період та можливістю інтенсивних злив, що викликають паводки. Середня температура січня мінус чотири - мінус шість градусів Цельсія, липня плюс вісімнадцять - плюс двадцять градусів. Глибина промерзання ґрунту становить шістдесят - дев'яносто сантиметрів, що має враховуватися при визначенні глибини закладання трубопроводів для захисту від морозного здимання.

Гідрологічна мережа регіону представлена річками басейнів Дністра та Прута з численними притоками. Основні водні артерії - Дністер, Прут, Стрий, Свіча, Бистриця - мають гірсько-рівнинний характер з високою водністю та схильністю до паводків. Середні витрати води у Дністрі в районі Галича становлять 220 кубічних метрів за секунду з коливаннями від 50 кубічних метрів за секунду у межень до 7000 кубічних метрів за секунду під час катастрофічних паводків. Паводки зумовлюються

інтенсивним танненням снігу навесні та зливовими опадами влітку, можуть призводити до підтоплення, підмиву та руйнування трубопроводів на ділянках переходів через водні перешкоди. Критичними є також процеси берегової абразії та зміни русла річок, що створюють загрозу оголення підводних переходів.

Ґрунтовий покрив Прикарпаття представлений переважно сірими лісовими ґрунтами у передгір'ї, бурими гірсько-лісовими ґрунтами на схилах та буроземами у високогір'ї. У долинах річок поширені лучні та лучно-болотні ґрунти. Потужність ґрунтового шару коливається від двадцяти - тридцяти сантиметрів на крутих схилах до шістдесяти - вісімдесяти сантиметрів на вирівняних ділянках. Важливою характеристикою для оцінки екологічних ризиків є низька буферна ємність та висока проникність більшості ґрунтів регіону, що зумовлює швидке просочування забруднювачів при аваріях на трубопроводах. Супіщані та легкосуглинкові ґрунти, що домінують у передгір'ї, мають коефіцієнт фільтрації від один до п'ять метрів за добу, що сприяє швидкому проникненню нафтопродуктів до підземних вод.

Рослинний покрив регіону характеризується високою лісистістю - близько сорока відсотків території Івано-Франківської області вкрито лісами. Переважають мішані букові та ялицево-букові ліси на схилах гір, дубово-грабові ліси у передгір'ї, смерекові ліси у високогір'ї. Ліси виконують важливі водоохоронні та ґрунтозахисні функції, є середовищем існування численних видів флори та фауни. Пошкодження лісових екосистем при будівництві та експлуатації трубопроводів, особливо при аваріях з розливами нафтопродуктів, може призводити до довгострокових негативних наслідків. Відновлення букових лісів після пошкодження може тривати тридцять - п'ятдесят років, смерекових лісів - п'ятдесят - сімдесят років.

На території Прикарпаття функціонує розгалужена мережа природоохоронних територій різного рангу, що займають понад дев'ять відсотків площі регіону. Найвищий природоохоронний статус мають два національні природні парки - Карпатський та Галицький, загальною площею близько 140а тисяч гектарів. Карпатський національний природний парк, розташований у гірській частині регіону, охороняє унікальні букові пралісові екосистеми, включені до списку Всесвітньої спадщини ЮНЕСКО. Галицький національний природний парк у передгір'ї охороняє ландшафти Дністровського каньйону та їх біорізноманіття. На території парків діють жорсткі обмеження господарської діяльності, будівництво нових трубопроводів практично неможливе, експлуатація існуючих потребує особливих запобіжних заходів.

Крім національних парків, у регіоні функціонують три регіональні ландшафтні парки - Дністровський, Надвірнянський, Верховинський, загальною площею близько 80000 гектарів, понад п'ятдесят заказників загальнодержавного та місцевого значення, тридцять пам'яток природи, численні заповідні урочища. Особливої уваги заслуговують водно-болотні угіддя міжнародного значення Рамсарської конвенції у долині Дністра площею понад 5000 гектарів, що є місцями гніздування та міграційних зупинок рідкісних видів водоплавних птахів. Території Смарагдової мережі Європи охоплюють понад 200000 гектарів цінних екосистем. Наявність трубопроводів поблизу або в межах цих територій створює додаткові екологічні ризики та вимагає посиленого моніторингу.

Екологічна чутливість різних компонентів природного середовища Прикарпаття до впливу аварій на трубопроводах визначається їх природними характеристиками та здатністю до самовідновлення. Поверхневі води мають високу чутливість до забруднення нафтопродуктами через інтенсивне використання для питного водопостачання, рибного господарства, рекреації. Малі гірські річки з

швидкою течією та холодною водою мають нижчу асиміляційну ємність порівняно з рівнинними річками. Час самоочищення води від нафтового забруднення при сприятливих умовах становить від декількох тижнів для легких нафтопродуктів до декількох місяців для важких фракцій. Донні відклади можуть утримувати забруднення роками, створюючи вторинне джерело забруднення води.

Підземні води Прикарпаття характеризуються помірною чутливістю, що визначається ступенем захищеності водоносних горизонтів. У гірській частині водоносні горизонти часто мають гідравлічний зв'язок з поверхневими водами через тріщинуватість порід, що зумовлює високу вразливість. У передгір'ї водоносні горизонти краще захищені глинистими шарами, проте у зонах розвантаження підземних вод чутливість зростає. Самоочищення підземних вод від нафтового забруднення відбувається дуже повільно - від п'яти до двадцяти років залежно від гідрогеологічних умов. Забруднення водозаборів питної води створює особливо високі соціальні та економічні ризики.

Ґрунти регіону мають високу чутливість до нафтового забруднення через переважання легких механічних фракцій, низький вміст гумусу, кислу реакцію середовища. Концентрації нафтопродуктів понад 10000 міліграмів на кілограм призводять до повної загибелі ґрунтової біоти та рослинності. Природне відновлення важко забруднених ґрунтів може тривати десятиліття, тому необхідне застосування активних методів ремедіації. Лісові екосистеми характеризуються дуже високою чутливістю та низькою здатністю до відновлення. Пошкодження старовікових букових та ялицевих лісів практично незворотне у межах людського життя. Луки та чагарникові угруповання мають вищу здатність до відновлення - від трьох до десяти років залежно від ступеня пошкодження.

На основі аналізу природних умов та екологічної чутливості можна виділити декілька категорій територій за рівнем потенційних екологічних

наслідків аварій на трубопроводах. До категорії дуже високої чутливості належать території національних природних парків та заповідників, водоохоронні зони водозаборів питної води першого класу, долини малих гірських річок з цінними іхтіофауністичними комплексами, місця гніздування рідкісних видів птахів, старовікові лісові масиви, карстові ландшафти з вразливими підземними водами. Загалом такі території займають близько п'ятнадцяти відсотків регіону. Експлуатація трубопроводів у цих зонах вимагає максимального рівня безпеки та обмежень.

Категорія високої чутливості включає регіональні ландшафтні парки, заказники, рекреаційні зони, водоохоронні зони великих річок, продуктивні сільськогосподарські угіддя, населені пункти з індивідуальним водопостачанням. Ці території займають близько тридцяти відсотків регіону. Категорія помірної чутливості охоплює вторинні ліси, луки, пасовища, малопродуктивні сільськогосподарські землі на значній відстані від населених пунктів та водних об'єктів - близько п'ятдесяти відсотків території. Категорія низької чутливості представлена техногенно зміненими ландшафтами, промисловими зонами, занедбаними землями - близько п'яти відсотків. Така класифікація використовується для диференціації вимог до експлуатації трубопроводів та планування заходів запобігання і реагування на аварії. [12]

3.2. Технічний стан трубопровідної інфраструктури

Трубопровідна інфраструктура Прикарпатського регіону представлена розгалуженою мережею магістральних газопроводів загальною протяжністю понад 3000 кілометрів, нафтопроводом "Дружба" діаметром 820 міліметрів та численними промисловими трубопроводами на об'єктах нафтогазовидобутку. Середній вік газопроводів становить 35 -

40 років, при цьому близько сорока відсотків мережі експлуатується понад сорок років, що перевищує нормативний термін служби. Нафтопровід "Дружба" на ділянці через Прикарпаття введено в експлуатацію у 1960 третьому році, тривалість експлуатації перевищує шістьдесят років. Технічний стан значної частини трубопроводів характеризується накопиченням втомних пошкоджень, корозійним зносом, зниженням механічних властивостей металу.



Рис3.1 Нафтопровід Дружба

За результатами внутрішньотрубної діагностики, проведеної протягом останніх п'яти років на основних магістральних газопроводах регіону, виявлено понад 2000 дефектів різного типу та ступеня небезпечності. Корозійні дефекти становлять близько 55 відсотків від загальної кількості, втомні тріщини та тріщиноподібні дефекти - п'ятнадцять відсотків, вм'ятини та деформації - двадцять відсотків, дефекти зварних швів - десять відсотків. Близько восьми відсотків виявлених дефектів класифіковано як критичні, що вимагають негайного усунення. Максимальна глибина корозійних виразок на окремих ділянках досягає шістьдесяти - сімдесяти відсотків товщини стінки труби при критичному

значенні вісімдесят відсотків. Особливо інтенсивна корозія спостерігається на ділянках з пошкодженою ізоляцією, у зонах блукаючих струмів поблизу електрифікованих залізниць, на переходах через водні перешкоди.

Система електрохімічного захисту функціонує на всіх магістральних трубопроводах, проте її ефективність знижена внаслідок старіння обладнання станцій катодного захисту, пошкодження дренажних кабелів, зміни електропровідності ґрунтів. Моніторинг захисного потенціалу на контрольних пунктах показує, що на близько 25 відсотках ділянок значення потенціалу виходять за межі нормативного діапазону мінус , 13 - мінус 1,15 вольт відносно мідно-сульфатного електрода порівняння, що свідчить про недостатній або надмірний захист. Програма планово-попереджувальних ремонтів включає щорічну заміну близько тридцяти - сорока кілометрів найбільш зношених ділянок труб, капітальний ремонт п'яти - семи компресорних станцій, відновлення ізоляційного покриття на ділянках загальною протяжністю сто - 150 кілометрів. Проте темпи ремонтів відстають від темпів накопичення дефектів через обмеженість фінансування [13].

3.3. Аналіз аварійності та інцидентів

Статистичний аналіз аварійності на трубопроводах Прикарпаття за період з 2015 по 2024 роки показує загальну тенденцію до зростання кількості інцидентів на застарілих ділянках мережі. За цей період зареєстровано 38 аварій на магістральних газопроводах з витокami газу понад 10000 кубічних метрів, чотири аварії на нафтопроводі "Дружба" з розливами нафти від двох до 35 тонн , 76 інцидентів на промислових трубопроводах нафтогазових родовищ. Середня частота аварій на газопроводах становить близько ,4 події на тисячу кілометрів на рік, що перевищує середньоєвропейський показник ,2 - , 7 у півтора - два рази.

Для нафтопроводу частота аварій становить близько ,5 подій на тисячу кілометрів на рік.

Аналіз причин аварій показує, що корозійні пошкодження є найпоширенішою причиною - 42 відсотки випадків на газопроводах та п'ятдесят відсотків на нафтопроводі. Механічні пошкодження третіми особами при проведенні земляних робіт становлять тридцять відсотків аварій на газопроводах. Дефекти зварних швів та тріщини втоми спричинили вісімнадцять відсотків аварій. Природні фактори - зсуви ґрунту, розмиви русел річок, сейсмічні впливи - призвели до десяти відсотків інцидентів. Найбільша за обсягом розливу аварія на нафтопроводі сталася у липні 2008надцятого року внаслідок корозійного наскрізного пошкодження на переході через річку Свіча, коли у воду та прибережну зону потрапило близько 35 тонн нафти. Ліквідація наслідків тривала два місяці, загальна площа забруднення становила вісім гектарів, збитки оцінені у 12 мільйонів гривень.

Просторовий розподіл аварій показує їх концентрацію на ділянках з найстарішими трубопроводами, у зонах інтенсивної господарської діяльності, на переходах через водні перешкоди та зсувонебезпечні схили. Найвища аварійність спостерігається на ділянках газопроводів у Богородчанському та Надвірнянському районах Івано-Франківської області, де експлуатуються найстаріші секції мережі. Часовий розподіл аварій має сезонний характер з максимумом у весняний період паводків та осінньо-зимовий період інтенсивних опадів. Середній час виявлення аварії становить від двох до шести годин для газопроводів обладнаних системами телеметрії і до дванадцяти - 24 годин для віддалених ділянок без автоматизованого контролю. Час ліквідації аварії та відновлення транспортування коливається від восьми годин для простих ремонтів до декількох діб для складних випадків з необхідністю заміни ділянок труб.

[14]

3.4. Картування екологічних ризиків

Для просторового відображення та аналізу екологічних ризиків трубопровідної інфраструктури Прикарпаття розроблено систему картування ризиків з використанням геоінформаційних технологій. Методика базується на сегментуванні трубопроводів на однорідні ділянки довжиною від одного до п'яти кілометрів залежно від варіабельності умов, оцінці ймовірності аварії та потенційних наслідків для кожного сегмента, інтеграції результатів у матрицю ризиків, візуалізації просторового розподілу ризиків на цифрових картах. Оцінка ймовірності аварії для кожного сегмента враховує вік та технічний стан труб, результати внутрішньотрубної діагностики, ефективність електрохімічного захисту, агресивність ґрунтів, зовнішні загрози механічних пошкоджень, геологічну нестабільність території.

Оцінка потенційних наслідків базується на моделюванні сценаріїв аварій з урахуванням діаметру та робочого тиску трубопроводу, властивостей транспортованого продукту, рельєфу місцевості, відстані до водних об'єктів та їх категорії, наявності природоохоронних територій, щільності населення, наявності чутливих екосистем. Для газопроводів моделюються зони потенційного ураження від пожежі та вибуху, для нафтопроводів - зони можливого забруднення ґрунтів та поверхневих вод. Результати картування показують, що близько п'ятнадцяти відсотків загальної протяжності трубопроводів належать до зони високого екологічного ризику, тридцять відсотків - до зони помірною ризику, 55 відсотків - до зони прийнятної ризику. До зони високого ризику віднесено переважно ділянки старих трубопроводів на переходах через великі річки, у межах національних парків, поблизу водозаборів питної води, на зсувонебезпечних схилах. [15]



Рис.3.2 Витік нафти на Прикарпатті

Інтегральна карта екологічних ризиків використовується для пріоритизації заходів з технічного переоснащення та ремонту трубопроводів, планування розміщення додаткових засобів моніторингу та аварійного реагування, коригування планів землекористування та розміщення нових об'єктів поблизу трубопроводів, інформування місцевих органів влади та населення про зони підвищеного ризику, обґрунтування природоохоронних заходів. Карти ризиків періодично актуалізуються після проведення чергових інспекцій та діагностики, виникнення аварій, реалізації ремонтних програм. Система картування інтегрована з корпоративною геоінформаційною системою оператора газотранспортної мережі та доступна для оперативного використання диспетчерськими службами й аварійними бригадами. [16]

РОЗДІЛ 4

ЗАХОДИ ЗАПОБІГАННЯ ТА МІНІМІЗАЦІЇ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ

4.1. Технічні заходи безпеки

Технічні заходи безпеки спрямовані на підвищення надійності трубопровідних систем шляхом модернізації обладнання, впровадження сучасних технологій захисту та діагностики, усунення виявлених дефектів. Комплексний підхід до технічного переоснащення включає планову заміну найбільш зношених ділянок трубопроводів, капітальний ремонт критичних об'єктів, модернізацію систем захисту від корозії, встановлення додаткової запірної арматури для локалізації аварій. Пріоритетність заходів визначається на основі інтегрованої оцінки ризиків з урахуванням технічного стану обладнання, екологічної чутливості прилеглих територій, потенційних наслідків аварій.

Модернізація трубопроводів передбачає вибіркочну або повну заміну ділянок з критичним рівнем дефектності. Технологія заміни залежить від умов експлуатації та діаметру труби. Для газопроводів діаметром до 500 міліметрів застосовується метод протягування нової поліетиленової труби всередині старої сталеві без розкриття траншеї на більшості довжини ділянки. Ця технологія дозволяє зменшити обсяги земляних робіт на вісімдесят - дев'яносто відсотків, скоротити термін виконання робіт у два - три рази порівняно з традиційними методами, мінімізувати порушення земної поверхні та рослинного покриву. Для газопроводів великого діаметру понад п'ятсот міліметрів та нафтопроводів застосовується повна заміна труб сучасними із високоміцних марок сталі з удосконаленим антикорозійним покриттям. Використання сталей підвищеної міцності класу K52 - K60 замість застарілих K42 - K48 дозволяє зменшити товщину

стілки труби при збереженні несучої здатності або підвищити робочий тиск, що покращує економічність транспортування.

Система електрохімічного захисту від корозії є основним засобом подовження терміну служби підземних трубопроводів. Модернізація системи включає заміну застарілих катодних станцій на сучасні з мікропроцесорним керуванням та можливістю дистанційного моніторингу параметрів роботи. Нові станції забезпечують автоматичне регулювання сили струму залежно від опору ґрунту та стану ізоляції трубопроводу, що підвищує ефективність захисту на двадцять - тридцять відсотків. Застосування глибинних анодних заземлювачів замість поверхневих дозволяє стабілізувати роботу системи у періоди пересихання верхніх шарів ґрунту. Для ділянок трубопроводів у зонах блукаючих струмів встановлюються поляризовані дренажі та станції катодного захисту з підсиленою потужністю. Впровадження автоматизованої системи моніторингу електрохімічного захисту з безперервним вимірюванням захисного потенціалу у ключових точках дозволяє виявляти відхилення від нормативних значень у режимі реального часу та оперативно коригувати параметри роботи станцій. Рекомендована щільність контрольних пунктів вимірювання потенціалу становить один пункт на два - п'ять кілометрів залежно від умов. [17]

Відновлення та модернізація ізоляційного покриття трубопроводів виконується після виявлення пошкоджень при інспекціях. Для надземних ділянок та переходів через водні перешкоди застосовується посилене багат шарове покриття на основі епоксидних композицій товщиною до п'яти міліметрів з верхнім захисним шаром з поліуретану або поліетилену. Таке покриття забезпечує надійний захист від механічних пошкоджень, впливу води, ультрафіолетового випромінювання протягом тридцяти - сорока років. Для підземних ділянок використовується комбіноване покриття з бітумно-полімерної мастики та армуючої стрічки загальною

товщиною три - чотири міліметри. При капітальному ремонті старих трубопроводів з видаленням існуючого пошкодженого покриття застосовуються методи пісковоструминного очищення поверхні з наступним нанесенням сучасних покриттів методом напилення або намотування. Особливу увагу приділяють якості ізоляції зварних стиків, де використовуються спеціальні термоусаджувальні манжети або рідкі композиції холодного нанесення. [18]

Модернізація запірної арматури спрямована на підвищення надійності та швидкодії систем локалізації аварій. На магістральних трубопроводах великого діаметру рекомендується встановлення додаткових лінійних кранів з інтервалом п'ятнадцять - 25 кілометрів для зменшення обсягу газу або нафти, що може витекти при аварії до її локалізації. Застарілі крани з ручним приводом замінюються на краниз електричним або гідравлічним приводом та можливістю дистанційного керування з диспетчерського центру. Час закриття крана зменшується з тридцяти - шістдесяти хвилин для ручного привода до п'яти - десяти хвилин для автоматизованого, що критично важливо для мінімізації наслідків аварій. На переходах через великі річки, в межах природоохоронних територій та поблизу населених пунктів встановлюються автоматичні швидкодіючі відсічні клапани, що спрацьовують при виявленні аномального падіння тиску за одну - три хвилини. Впровадження інтелектуальних запірних пристроїв з вбудованими датчиками положення, моменту на приводі, герметичності ущільнень дозволяє контролювати їх технічний стан та планувати профілактичне обслуговування.

Система технічної діагностики та контролю якості робіт включає комплекс методів неруйнівного контролю для виявлення дефектів на всіх стадіях життєвого циклу трубопроводу. Внутрішньотрубна діагностика з використанням інтелектуальних снарядів-дефектоскопів проводиться з

періодичністю раз на три - п'ять років залежно від віку та технічного стану трубопроводу. [19] Сучасні діагностичні снаряди обладнані ультразвуковими, магнітними та електромагнітними датчиками для виявлення корозійних виразок глибиною від ,5 міліметра, тріщин довжиною від п'яти міліметрів, вм'ятин глибиною від двох відсотків діаметру труби, відшарувань ізоляційного покриття площею від 100 квадратних сантиметрів. Система GPS-навігації забезпечує точність визначення місця розташування дефекту до одного метра. Результати діагностики обробляються спеціалізованим програмним забезпеченням з побудовою тривимірних моделей дефектів та розрахунком залишкового ресурсу ділянок труб. Для ділянок, недоступних для пропуску діагностичних снарядів, застосовуються методи зовнішнього контролю з шурфування та ультразвукової товщинометрії в точках найбільш ймовірного розвитку корозії.

Захист трубопроводів від механічних пошкоджень третіми особами забезпечується комплексом організаційних та технічних заходів. Вздовж трас прокладаються сигнальні та захисні кабелі, що дозволяють виявляти спроби несанкціонованого проведення земляних робіт у охоронній зоні. Встановлюються попереджувальні знаки та огороження на переходах трубопроводів через дороги, у місцях можливого доступу важкої техніки. Для захисту від просідання ґрунту на зсувонебезпечних ділянках влаштовуються протизсувні споруди, дренажні системи відведення поверхневих та ґрунтових вод, утримуючі конструкції. На переходах через водні перешкоди застосовується заглиблення трубопроводу нижче дна русла на глибину від 1,5 до трьох метрів залежно від інтенсивності розмиву, влаштування берегоукріплень та регуляційних споруд для стабілізації русла, встановлення захисних футлярів або залізобетонних пригрузів для запобігання спливанню труби при оголенні. Періодичні

гідрометричні зйомки русел дозволяють контролювати процеси деформації дна та своєчасно виконувати додаткові заходи захисту.

4.2. Організаційно-управлінські заходи

Система управління екологічною безпекою трубопровідного транспорту базується на міжнародних стандартах ISO 14001 для систем екологічного менеджменту та ISO 45001 для систем управління охороною здоров'я та безпекою праці. Інтеграція цих систем з вимогами національного законодавства створює комплексну структуру управління ризиками на всіх організаційних рівнях від виконавців до вищого керівництва. Основні елементи системи включають екологічну політику підприємства з декларуванням зобов'язань щодо запобігання забрудненню та мінімізації впливу на довкілля, процедури ідентифікації екологічних аспектів діяльності та оцінки пов'язаних з ними ризиків, систему планування екологічних цілей та програм їх досягнення, розподіл відповідальності та повноважень персоналу на всіх рівнях управління, програми підготовки та підвищення кваліфікації працівників, процедури операційного контролю критичних процесів, систему моніторингу ключових показників екологічної ефективності.

Організаційна структура управління безпекою трубопроводів включає створення спеціалізованого підрозділу з екологічної безпеки та промислової безпеки на рівні головного офісу оператора з чисельністю від десяти до п'ятнадцяти фахівців залежно від масштабів мережі. Функції підрозділу охоплюють розробку корпоративних стандартів та процедур управління ризиками, координацію діяльності регіональних підрозділів, проведення внутрішніх аудитів відповідності вимогам системи управління, аналіз звітів про інциденти та розробку коригувальних заходів, взаємодію з регулюючими органами та підготовку державної звітності. На рівні регіональних підрозділів призначаються відповідальні особи за екологічну

безпеку та охорону праці, які координують впровадження корпоративних стандартів, організують навчання персоналу, контролюють дотримання процедур безпеки при виконанні робіт. Для забезпечення незалежності контрольних функцій служба екологічної безпеки підпорядковується безпосередньо заступнику генерального директора з технічних питань та має повноваження зупинити небезпечні роботи. [20]

Система навчання та атестації персоналу забезпечує підтримання необхідного рівня компетентності працівників для безпечного виконання робіт. Первинне навчання новоприйнятих працівників тривалістю від двох до чотирьох тижнів включає теоретичну підготовку з технології трубопровідного транспорту, нормативно-технічної документації, правил безпеки, інструктаж на робочому місці під керівництвом досвідченого наставника, стажування тривалістю від одного до трьох місяців залежно від складності посади, перевірку знань екзаменаційною комісією з оформленням протоколу та видачею посвідчення про допуск до самостійної роботи. Періодична перепідготовка проводиться щорічно для операторів технологічних установок, диспетчерів, працівників аварійних бригад, раз на три роки для інженерно-технічного персоналу, раз на п'ять років для керівників. Програми перепідготовки включають інформацію про зміни в нормативно-технічній документації, новітні технології діагностики та ремонту, аналіз аварій та інцидентів з розбором причин та заходів запобігання. Для персоналу аварійних служб обов'язковими є практичні тренування з ліквідації умовних аварій на навчально-тренувальних полігонах з періодичністю щоквартально. [21]

Регламенти технічного обслуговування та ремонту встановлюють чіткі вимоги до періодичності, обсягів та якості виконання робіт. Система планово-попереджувальних ремонтів передбачає щоденне патрулювання трас трубопроводів для виявлення зовнішніх ознак витоків, несанкціонованих земляних робіт, пошкоджень огорожень та сигнальних

знаків, щотижневі перевірки роботи запірної арматури, контроль-вимірювальних приборів, засобів телемеханіки на технологічних об'єктах, щомісячний контроль параметрів електрохімічного захисту з вимірюванням захисних потенціалів, опору ізоляції, струмів катодних станцій, щоквартальну перевірку справності систем автоматики безпеки, протипожежного обладнання, засобів зв'язку та сигналізації, піврічний огляд стану ізоляційного покриття на наземних ділянках, переходах через перешкоди з виконанням поточних ремонтів при виявленні дефектів, щорічну ревізію запірної арматури з розбиранням, дефектацією, заміною зношених деталей, капітальний ремонт технологічного обладнання компресорних станцій згідно з графіками на основі напрацювання або технічного стану. Всі роботи документуються у спеціальних журналах з підписами виконавців та контролюючих осіб. [22]

Система внутрішнього контролю та аудиту включає багаторівневу перевірку дотримання вимог нормативної документації та процедур системи управління. Первинний контроль здійснюють лінійні керівники - майстри, начальники дільниць шляхом перевірки журналів обліку робіт, актів прийомки виконаних робіт, протоколів вимірювань та випробувань. Періодичний контроль виконують спеціалісти служби виробничого контролю та промислової безпеки регіональних підрозділів з оформленням актів перевірок та приписів щодо усунення виявлених невідповідностей у встановлені терміни. Внутрішні аудити системи управління проводяться службою головного офісу щорічно для кожного регіонального підрозділу з перевіркою всіх елементів системи, аналізом показників екологічної ефективності, оцінкою результативності коригувальних заходів за попередній період. Результати аудиту доповідаються вищому керівництву з рекомендаціями щодо вдосконалення системи управління. Зовнішні аудити проводяться органами державного нагляду, незалежними

сертифікаційними організаціями для підтвердження відповідності міжнародним стандартам ISO.

Управління документацією забезпечує доступність актуальних версій нормативних документів, інструкцій, креслень для всіх працівників на місцях виконання робіт. Впроваджується електронна система документообігу з централізованою базою даних, що містить технологічні регламенти, операційні процедури, стандарти підприємства, інструкції з охорони праці та промислової безпеки, креслення та схеми трубопроводів і обладнання, паспорти та формуляри на технічні пристрої, журнали обліку та звітності. Система забезпечує контроль версій документів з автоматичним відкликанням застарілих версій, розмежування прав доступу залежно від посади працівника, можливість швидкого пошуку необхідної інформації за ключовими словами або атрибутами, електронне узгодження та затвердження нових і переглянутих документів, архівування знятих з дії документів з можливістю відновлення. На виробничих об'єктах встановлюються термінали доступу до електронної бази для оперативного отримання технічної інформації персоналом.

Планування екологічних заходів інтегрується в загальну систему виробничого та фінансового планування підприємства. Річна програма екологічних заходів розробляється на основі результатів оцінки ризиків, рекомендацій за підсумками аудитів, вимог регулюючих органів та включає конкретні заходи з модернізації обладнання, ремонту трубопроводів, вдосконалення систем захисту, цільові показники скорочення викидів та скидів забруднюючих речовин, обсяги фінансування з розподілом за кварталами, відповідальних виконавців та терміни реалізації. Контроль виконання програми здійснюється щоквартально з аналізом досягнення планових показників, причин відхилень, коригуванням планів при необхідності. Інформація про виконання екологічної програми включається до річного звіту

підприємства про сталий розвиток та оприлюднюється на корпоративному веб-сайті для забезпечення прозорості діяльності перед суспільством.

4.3. Системи моніторингу

Сучасна система моніторингу трубопровідного транспорту базується на інтеграції різномірних технологій збору та обробки інформації для забезпечення безперервного контролю технічного стану обладнання, параметрів технологічних процесів, стану навколишнього середовища. Комплексний моніторинг включає автоматизовану систему диспетчерського управління SCADA для контролю та управління технологічними процесами в режимі реального часу, системи виявлення витоків для раннього виявлення розгерметизації трубопроводів, телеметричні системи контролю параметрів обладнання та довкілля, технології дистанційного зондування для моніторингу стану трас трубопроводів. Інтеграція цих систем в єдиний інформаційний комплекс з централізованою обробкою даних та інтелектуальним аналізом дозволяє підвищити ефективність виявлення аномалій, скоротити час реагування на інциденти, оптимізувати режими експлуатації обладнання.

Система SCADA забезпечує централізоване управління розгалуженою мережею трубопроводів з головного диспетчерського центру та резервних диспетчерських пунктів. Архітектура системи включає польовий рівень з первинними датчиками тиску, температури, витрати, рівня, вібрації, які встановлюються безпосередньо на технологічному обладнанні компресорних станцій, лінійних кранах, пунктах обліку газу або нафти, рівень контролерів та RTU-модулів, що збирають дані з датчиків, виконують первинну обробку, управляють виконавчими механізмами згідно з алгоритмами автоматичного регулювання, комунікаційний рівень з волоконно-оптичними лініями

зв'язку вздовж трас трубопроводів, радіоканалами, супутниковими каналами для передачі даних до диспетчерського центру, серверний рівень з потужними серверами для зберігання даних, виконання розрахунків, архівування інформації, диспетчерський рівень з автоматизованими робочими місцями операторів, інженерів, керівників зі спеціалізованим програмним забезпеченням для візуалізації процесів, управління обладнанням, аналізу даних. Система забезпечує збір даних з періодичністю від одної секунди для критичних параметрів до однієї хвилини для повільно змінюваних параметрів, архівування всієї інформації з можливістю ретроспективного аналізу за будь-який період, автоматичну генерацію сигналів тривоги при виході параметрів за встановлені межі, ведення журналу подій з фіксацією всіх дій персоналу та змін стану обладнання. [23]

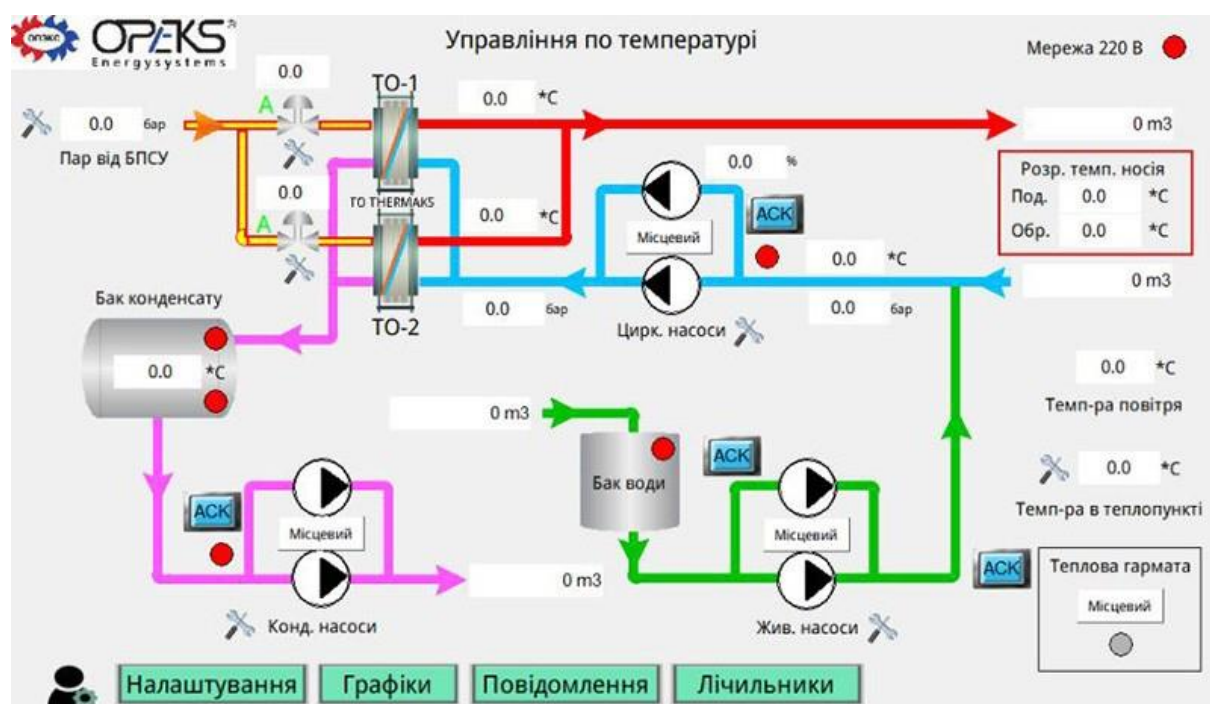


Рис 4.1 Система SCADA

Системи виявлення витоків реалізують різні принципи детектування розгерметизації трубопроводів залежно від типу транспортованого продукту та умов експлуатації. Для магістральних газопроводів найбільш

ефективними є методи балансу маси, що базуються на порівнянні обсягів газу, що надійшов до ділянки трубопроводу та вийшов з неї з урахуванням зміни тиску та температури, та методи аналізу хвиль тиску, що виявляють характерні збурення тиску при виникненні витіку. Сучасні алгоритми дозволяють виявити витік з інтенсивністю від 0,5 відсотка номінальної витрати протягом п'яти - п'ятнадцяти хвилин з визначенням місця розташування з точністю сто - п'ятсот метрів. Для нафтопроводів застосовуються методи об'ємного балансу з компенсацією температурного розширення рідини, кореляційного аналізу сигналів витратомірів, негативної хвилі тиску. Встановлення додаткових точок вимірювання тиску та витрати підвищує чутливість системи та точність локалізації витіку. На особливо відповідальних ділянках переходів через водні перешкоди, у природоохоронних зонах додатково встановлюються волоконно - оптичні датчики розподіленого вимірювання температури, які реєструють локальне охолодження ґрунту при витіканні газу внаслідок ефекту Джоуля-Томсона або нагрівання при контакті нафти з ґрунтом.

Телеметрична система моніторингу параметрів електрохімічного захисту забезпечує безперервний контроль ефективності протикорозійного захисту трубопроводів. На контрольних пунктах вимірювання потенціалу встановлюються автоматичні станції телеметрії з електронними вимірювачами потенціалу труба-земля відносно стаціонарних електродів порівняння, модулями GSM або радіозв'язку для передачі даних, автономним живленням від сонячних батарей з акумуляторами. Дані з усіх контрольних пунктів збираються на сервері центру управління електрохімічним захистом з періодичністю одна - чотири години. Програмне забезпечення автоматично аналізує отримані значення потенціалів, виявляє відхилення від нормативного діапазону, формує сигнали тривоги, будує карти розподілу потенціалів вздовж трубопроводу, розраховує оптимальні параметри роботи катодних станцій для досягнення

нормативних значень потенціалу на всій довжині захищеної ділянки. Система дозволяє оперативно виявляти пошкодження ізоляції, відмови обладнання катодних станцій, втручання в роботу системи захисту та приймати коригувальні дії.

Технології дистанційного зондування з використанням супутникових знімків та аерофотозйомки доповнюють наземні системи моніторингу для контролю стану трас трубопроводів на великих територіях. Регулярна супутникова зйомка з періодичністю один - три місяці дозволяє виявляти зміни рельєфу місцевості, що можуть свідчити про зсувні процеси, осідання ґрунту, ерозію берегів водних об'єктів, несанкціоновану господарську діяльність в охоронних зонах трубопроводів, зміни рослинного покриву, що можуть вказувати на витіки газу або нафти. Для детального обстеження виявлених аномалій застосовується аерофотозйомка з безпілотних літальних апаратів у видимому та інфрачервоному діапазонах з просторовою роздільністю до п'яти - десяти сантиметрів. Спеціалізовані алгоритми обробки зображень автоматично виявляють ознаки витоків вуглеводнів - зміну відбивної здатності ґрунту, пригнічення рослинності, теплові аномалії. Інтеграція результатів дистанційного зондування з геоінформаційною системою підприємства забезпечує швидку локалізацію виявлених проблем та планування наземних інспекцій.

Система екологічного моніторингу включає безперервний контроль стану атмосферного повітря, поверхневих і підземних вод, ґрунтів у зонах можливого впливу трубопровідних об'єктів. На майданчиках компресорних станцій встановлюються автоматичні газоаналізатори для вимірювання концентрацій метану, оксидів азоту, оксиду вуглецю, летючих органічних сполук у приземному шарі атмосфери. На переходах трубопроводів через великі річки обладнуються пости спостереження за якістю води з відбором проб для лабораторного аналізу вмісту

нафтопродуктів, важких металів, завислих речовин вище та нижче за течією від переходу. Результати вимірювань передаються до єдиної бази даних екологічного моніторингу та порівнюються з фоновими значеннями для раннього виявлення забруднення. При виявленні перевищення гранично допустимих концентрацій автоматично формується сигнал тривоги для організації розслідування причин та вжиття заходів.

Інтеграція систем моніторингу в єдиний інформаційний комплекс реалізується на базі корпоративної геоінформаційної системи, що об'єднує просторові дані про трубопроводи, обладнання, земельні відводи з атрибутивною інформацією про технічні характеристики, історію експлуатації, результати діагностики, планові та фактичні терміни ремонтів. Електронна картографічна основа включає топографічні карти, космічні знімки, цифрові моделі рельєфу, межі природоохоронних територій, населених пунктів, водоохоронних зон. На карту в режимі реального часу наносяться дані з SCADA про поточні значення тиску, температури, витрати у ключових точках, аварійні сигнали від систем виявлення витоків, результати патрулювання трас і аерофотозйомки, дані екологічного моніторингу. Така інтеграція забезпечує комплексне уявлення про стан системи, підтримує прийняття обґрунтованих рішень керівництвом та диспетчерським персоналом.

4.4. Планування реагування на аварії

Система планування реагування на аварії забезпечує готовність організації до ефективних дій при виникненні надзвичайних ситуацій для мінімізації наслідків для людей та довкілля. Основою системи є план ліквідації аварій, який розробляється для кожного виробничого об'єкта або ділянки трубопроводу з урахуванням специфіки можливих аварійних ситуацій та місцевих умов. План містить перелік найбільш ймовірних та

небезпечних аварійних сценаріїв з описом умов виникнення, можливих наслідків, зон ураження, організаційну структуру управління ліквідацією аварії з визначенням керівника робіт та складу оперативного штабу, функціональні обов'язки всіх учасників ліквідації, алгоритми дій для кожного сценарію аварії з покроковими інструкціями, схеми оповіщення та зв'язку між учасниками ліквідації, переліки необхідних матеріально-технічних ресурсів з місцями їх зберігання.

Організаційна структура ліквідації аварій передбачає чітку ієрархію управління та розподіл відповідальності. Керівником ліквідації аварії призначається начальник аварійної дільниці для локальних інцидентів або керівник регіонального підрозділу для великих аварій, який має повноваження приймати рішення про залучення ресурсів, зупинку технологічних процесів, евакуацію персоналу. Оперативний штаб включає представників виробничих, технічних, екологічних служб, охорони праці, зв'язку та матеріально-технічного забезпечення. Штаб організовує координацію дій всіх підрозділів, взаємодію з зовнішніми службами - пожежно-рятувальними, медичними, поліцією, органами місцевого самоврядування, інформування вищого керівництва про хід ліквідації. Аварійні бригади формуються з найбільш кваліфікованих та підготовлених працівників ремонтних служб чисельністю від п'яти до п'ятнадцяти осіб залежно від масштабів об'єкта. Бригади обладнуються спеціалізованим транспортом, інструментами, засобами індивідуального захисту, комунікаційним обладнанням для автономної роботи у важкодоступних місцях. Організовується цілодобове чергування аварійних бригад з готовністю прибуття на місце аварії протягом однієї - двох годин.

Технічне оснащення для ліквідації аварій включає спеціалізоване обладнання та матеріали, що зберігаються на аварійних базах або безпосередньо на виробничих об'єктах. Для локалізації витоків газу застосовуються переносні пневматичні заглушки для тимчасової ізоляції

ушкоджених ділянок без зупинки транспортування, бандажі та хомути для герметизації тріщин та свищів, композитні матеріали для аварійного ремонту. Для ліквідації розливів нафти використовуються бонові загородження для локалізації на водній поверхні, скімери та вакуумні установки для збору продукту, сорбенти природного та синтетичного походження для очищення води та ґрунту, резервуари та ємності для тимчасового зберігання зібраної нафти. Обов'язковим є наявність засобів індивідуального захисту - ізолюючих дихальних апаратів, захисних костюмів, протигазів, детекторів горючих газів для забезпечення безпеки персоналу при роботі у небезпечних зонах. Автомобілі аварійних бригад оснащуються зварювальним обладнанням, електрогенераторами, освітлювальними приладами, радіостанціями для організації зв'язку у місцях без стільникового покриття.

Взаємодія з зовнішніми аварійно-рятувальними службами регламентується угодами про співпрацю, що укладаються між оператором трубопроводів та регіональними підрозділами Державної служби України з надзвичайних ситуацій, пожежно-рятувальними частинами, медичними закладами. Угоди визначають порядок оповіщення служб при виникненні аварії, механізми координації дій власних аварійних бригад та залучених сил, розмежування відповідальності та повноважень, порядок відшкодування витрат на залучення зовнішніх ресурсів. Проводяться спільні навчання та тренування з відпрацювання взаємодії при ліквідації умовних аварій з періодичністю не рідше одного разу на рік для кожного великого виробничого об'єкта. Під час навчань перевіряється функціонування систем оповіщення, час прибуття аварійних підрозділів на умовне місце аварії, злагодженість дій різних служб, ефективність застосування наявного обладнання. Результати аналізуються з виявленням недоліків та розробкою заходів їх усунення.

Програма навчання та тренувань персоналу з ліквідації аварій включає теоретичну підготовку з вивченням планів ліквідації аварій, технологічних схем об'єктів, характеристик небезпечних речовин, засобів індивідуального та колективного захисту, практичні заняття на навчально-тренувальних полігонах з відпрацюванням навичок застосування аварійного обладнання, проведення рятувальних робіт, надання першої домедичної допомоги, командно-штабні навчання для керівного складу з моделювання розвитку аварійних ситуацій та прийняття управлінських рішень в умовах дефіциту інформації та часу, комплексні тактико-спеціальні навчання з розгортанням всіх сил та засобів на реальних об'єктах або спеціально обладнаних ділянках. Теоретична підготовка проводиться для всього персоналу виробничих об'єктів щорічно тривалістю вісім - шістнадцять годин. Практичні тренування для членів аварійних бригад організовуються щоквартально тривалістю 1-2 дні. Командно-штабні навчання для керівників проводяться раз на півроку. Комплексні навчання з залученням зовнішніх служб - щорічно для кожного великого об'єкта.

Система комунікацій забезпечує надійний зв'язок між усіма учасниками ліквідації аварії в будь-яких умовах. Первинне оповіщення про аварію здійснюється через диспетчерську службу, яка отримує інформацію від автоматичних систем виявлення витоків, патрульних бригад, населення через гарячу лінію. Диспетчер згідно з регламентом оповіщення здійснює дзвінки за телефоном членам аварійної бригади, керівництву, представникам зовнішніх служб з повідомленням типу аварії, місця, часу виявлення. Дублювання оповіщення відбувається через SMS-розсилку та месенджери для гарантованої доставки інформації. На місці аварії організовується мобільний пункт управління з радіостанціями УКХ діапазону для зв'язку між керівником робіт, бригадами на місцевості, диспетчерським центром. Використовуються супутникові телефони для

зв'язку у віддалених районах без покриття стільникових мереж. Для координації дій різних служб застосовуються конференц-зв'язок з можливістю одночасної участі до десяти абонентів. Вся інформація про хід ліквідації аварії фіксується у журналі подій з відміткою часу для подальшого аналізу.

Інформування населення та органів влади про аварійні ситуації здійснюється через прес-службу підприємства відповідно до затвердженого регламенту. При виникненні аварії, що може вплинути на безпеку населення або стан довкілля, протягом однієї години готується та поширюється перше інформаційне повідомлення з основними фактами про подію, вжиті заходи, рекомендації для населення. Інформація доводиться до відома місцевих органів влади, органів з надзвичайних ситуацій, природоохоронних органів, засобів масової інформації. Організовується гаряча телефонна лінія для відповідей на запитання населення. В подальшому регулярно, не рідше одного разу на чотири - шість годин, поширюються оновлені повідомлення про хід ліквідації аварії, зміну обстановки, уточнені оцінки наслідків. Після завершення ліквідації готується підсумкове повідомлення з аналізом причин аварії, інформацією про здійснені заходи, оцінкою збитків, планами відновлювальних робіт. Відкритість та своєчасність інформування сприяють підтриманню довіри населення та зацікавлених сторін до діяльності підприємства.

РОЗДІЛ 5

ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ

5.1. Методологія оцінки ефективності

Економічне обґрунтування заходів з підвищення екологічної безпеки трубопровідних систем базується на комплексній методології оцінки ефективності інвестицій з урахуванням специфіки природоохоронних проектів. Основним принципом оцінки є порівняння витрат на впровадження превентивних заходів з потенційними збитками від аварій, які можуть бути запобігнуті. Методологія включає визначення повного життєвого циклу заходів з урахуванням капітальних вкладень, операційних витрат, економії від запобігання аварій, екологічних вигод, соціальних ефектів. Горизонт планування для стратегічних проектів модернізації приймається двадцять - 25 років відповідно до нормативного терміну служби нового обладнання, для поточних заходів - п'ять - десять років. Дисконтування грошових потоків здійснюється з урахуванням вартості капіталу для підприємства та ризиків проекту [24].

Чиста приведена вартість проекту визначається як різниця між дисконтованими вигодами та витратами протягом розрахункового періоду згідно з формулою

$$NPV = \sum (B_t - C_t) / (1+r)^t,$$

де B_t - вигоди у році

t , C_t - витрати у році t ,

r - ставка дисконтування,

t - порядковий номер року. Проект вважається економічно ефективним при $NPV > 0$.

Для проектів природоохоронного спрямування рекомендована ставка дисконтування на рівні середньозваженої вартості капіталу підприємства з

поправкою на екологічні ризики становить вісім - дванадцять відсотків річних. Внутрішня норма рентабельності IRR визначається як ставка дисконтування, при якій $NPV = 0$, і характеризує максимально допустиму вартість капіталу для проекту. Проект приймається до реалізації при IRR вище за граничну ставку прибутковості підприємства. Термін окупності показує період, за який кумулятивні дисконтовані вигоди покривають початкові інвестиції, і є важливим критерієм для проектів з обмеженим фінансуванням.

Співвідношення вигод до витрат V/C ratio розраховується як відношення суми дисконтованих вигод до суми дисконтованих витрат. При $V/C > 1$ проект є економічно ефективним. Цей показник особливо корисний для порівняння альтернативних варіантів заходів та ранжування проектів при обмеженому бюджеті. Аналіз чутливості передбачає дослідження зміни показників ефективності при варіації ключових параметрів - обсягів інвестицій, експлуатаційних витрат, ймовірності аварій, величини збитків, ставки дисконтування. Для кожного параметру розраховується еластичність NPV , що показує процентну зміну чистої приведеної вартості при зміні параметру на один відсоток. Параметри з найвищою еластичністю є критичними для успіху проекту і потребують найбільш точної оцінки та моніторингу [25].

Оцінка вигод від запобігання аварій включає кількісне визначення очікуваних збитків, які будуть відвернуті внаслідок реалізації превентивних заходів. Математичне сподівання збитків розраховується як добуток ймовірності аварії на величину потенційних втрат згідно з формулою

$$E(L) = P \times D,$$

де P - річна ймовірність аварії,

D - величина збитків при настанні події. Зменшення ризику внаслідок впровадження заходу визначається як різниця математичних сподівань збитків до та після реалізації проекту:

$$\Delta E(L) = P_0 \times D_0 - P_1 \times D_1,$$

де індекс 0 відповідає базовому сценарію без заходу, індекс 1 - сценарію з заходом. Вигоди від зниження ризику є щорічними протягом терміну дії заходу і дисконтуються при розрахунку NPV. Для врахування невизначеності оцінок застосовується імовірнісний підхід з побудовою розподілів ймовірності для ключових параметрів та методу Монте-Карло для розрахунку очікуваних значень та довірчих інтервалів показників ефективності.

Методологія врахування екологічних вигод базується на концепції економічної оцінки екосистемних послуг та екологічних збитків. Екологічний збиток від аварії включає вартість відновлення порушених екосистем, втрачені екосистемні послуги за період відновлення, компенсаційну вартість біорізноманіття. Для оцінки застосовуються методи ринкової оцінки для ресурсів, що мають ринкову вартість - деревина знищених лісів, втрачений врожай сільськогосподарських культур, зменшення уловів риби; умовної оцінки для неринкових благ - готовність населення платити за збереження природних територій, рекреаційні втрати; компенсаційних витрат - вартість відновних робіт, рекультивації, відтворення популяцій. Екологічні вигоди від превентивних заходів визначаються як запобігнуті екологічні збитки з урахуванням ймовірності їх настання [26].

5.2. Оцінка потенційних збитків

Потенційні збитки від аварій на трубопроводах класифікуються на прямі економічні втрати, екологічні збитки та соціальні наслідки. Прямі

економічні втрати включають вартість втраченого продукту при витіканні, витрати на ремонт пошкодженого обладнання та ліквідацію наслідків аварії, недоотримані доходи від зупинки транспортування на час ремонту. Для оцінки прямих втрат використовуються статистичні дані про минулі аварії на трубопроводах регіону з екстраполяцією на поточні умови. Аналіз 38 аварій на газопроводах Прикарпаття за період 2015й - 2024 роки показує, що середній обсяг витоку газу становить близько п'ятнадцяти - 20000 кубічних метрів за подію, що при ціні газу 7000 гривень за тисячу кубічних метрів відповідає прямим втратам 105 - 140000 гривень.

Вартість аварійно-відновлювальних робіт залежить від характеру пошкодження, діаметру трубопроводу, складності доступу до місця аварії. Для типової аварії на газопроводі діаметром триста - п'ятсот міліметрів витрати на локалізацію витоку, заміну пошкодженої ділянки труби, відновлення ізоляційного покриття, контрольні випробування становлять 250 – 400 тис гривень. Додаткові витрати виникають при аваріях на переходах через водні перешкоди, у гірській місцевості, на зсувонебезпечних схилах де необхідне застосування спеціальної техніки, водолазних робіт, берегоукріплення [27] . Вартість таких ремонтів може досягати 800 тисяч гривень. Недоотримані доходи від зупинки транспортування оцінюються як добуток тарифу на прокачування, обсягу транспортування та тривалості простою. Для магістрального газопроводу з продуктивністю 5 мільйонів кубічних метрів на добу при тарифі ,Здцять гривень за кубічний метр на сто кілометрів втрати доходів становлять близько 15000 гривень за годину простою.

Екологічні збитки визначаються масштабом забруднення довкілля та цінністю постраждалих екосистем. Для аварій на нафтопроводах основною складовою є забруднення ґрунтів та водних об'єктів нафтопродуктами. Питомий екологічний збиток від забруднення одного гектара ґрунту нафтою визначається методикою оцінки збитків відповідно до постанови

Кабінету Міністрів України та становить від 100 до 300 тис гривень залежно від ступеня забруднення, типу ґрунту, цільового використання території. Для земель лісогосподарського призначення застосовується коефіцієнт 2,5 для сільськогосподарських угідь - 3,, для земель природно-заповідного фонду - 5,. При середній аварії на нафтопроводі з розливом десять - п'ятнадцять тонн продукту забруднюється площа близько 0,5 - одного гектара. Екологічний збиток на землях звичайного лісу становить 250 – 500 тис гривень, у національному парку - 625 – 1560 тис гривень.

Забруднення водних об'єктів нафтопродуктами призводить до значно вищих збитків через широке розповсюдження забруднення за течією та тривалий період відновлення. Збиток від забруднення водного об'єкта розраховується як добуток питомого збитку на масу скинутого забруднювача та коефіцієнта, що враховує категорію водного об'єкта. Для малих гірських річок Прикарпаття питомий збиток становить 12000 - 18000 гривень за тонну нафтопродуктів при скиді у водотоки рибогосподарського призначення вищої категорії, сім - 10000 гривень для інших водотоків. При скиді десяти тонн нафти у малу річку екологічний збиток становить 120 - 180 тисяч гривень без урахування вартості відновних робіт. Додатково виникають витрати на встановлення бонових загороджень, збір нафти з поверхні води, очищення донних відкладень, відновлення іхтіофауни, що може подвоїти загальну суму збитків до 250 – 400 тис гривень. Для великих річок обласного значення збитки через більшу площу забруднення можуть досягати одного - 2 мільйонів гривень.

[28]

Соціальні наслідки аварій включають компенсації постраждалим, витрати на евакуацію та тимчасове розміщення населення при необхідності, репутаційні втрати підприємства. У випадку травмування або загибелі людей виплачуються компенсації родинам відповідно до законодавства про працю та цивільну відповідальність. Репутаційні збитки

важко піддаються кількісній оцінці, проте можуть проявлятися у підвищенні вартості залучення капіталу, складнощах отримання дозволів на нові проекти, втраті контрактів з клієнтами. За експертними оцінками, резонансна аварія з значними екологічними наслідками може призвести до зростання премії за ризик при залученні позикових коштів на ,5 - один відсоток, що для великої компанії з портфелем кредитів п'ять - десять мільярдів гривень означає додаткові витрати 25 - 100 мільйонів гривень річних.

5.3. Техніко-економічний аналіз заходів

Техніко-економічний аналіз виконано для основних категорій превентивних заходів, визначених у попередньому розділі. Модернізація ділянки магістрального газопроводу довжиною десять кілометрів діаметром 520 міліметрів включає заміну труби, відновлення ізоляційного покриття, встановлення двох додаткових лінійних кранів з електроприводом, реконструкцію двох переходів через малі водотоки. Кошторисна вартість робіт становить дев'яносто - 110 мільйонів гривень, включаючи вартість труб та арматури 50 мільйонів гривень, будівельно-монтажні роботи 30 мільйонів гривень, проектування та технічний нагляд 10 мільйонів гривень. Термін виконання робіт - чотири - шість місяців залежно від сезону та погодних умов. Експлуатаційні витрати зростають на 200 – 300 тис гривень річних через необхідність обслуговування додаткової запірної арматури з електроприводом.

Економічний ефект від модернізації визначається зниженням ймовірності аварій та зменшенням їх наслідків при настанні. Для застарілої ділянки трубопроводу віком понад сорок років з результатами внутрішньотрубною діагностики, що виявили понад сто критичних дефектів корозії та тріщин, річна ймовірність великої аварії оцінюється на рівні 0,2 – 0,5 базуючись на статистиці аварійності аналогічних об'єктів.

Розрахунок показників ефективності проекту модернізації при горизонті планування 25 років та ставці дисконтування десять відсотків дає наступні результати. Чиста приведена вартість $NPV = -100 + \Sigma(0,06/(1,10)^t) = -100 + 0,06 \times 9,08 = -99,45$ млн грн є від'ємною, що свідчить про економічну неефективність проекту при врахуванні лише прямого зниження ризику. Проте при включенні додаткових вигод від подовження терміну служби обладнання, економії на поточних ремонтах зношених ділянок, зниження експлуатаційних витрат на електрохімічний захист через краще ізоляційне покриття загальні щорічні вигоди зростають до 500 - семисот тисяч гривень. У цьому випадку $NPV = -100 + 0,6 \times 9,08 = -94,55$ млн грн залишається від'ємною. Економічна ефективність досягається при врахуванні запобігання катастрофічних аварій з малою ймовірністю один раз на п'ятдесят - сто років, але екстремально високими збитками тридцять - 50 мільйонів гривень через забруднення великої річки або території національного парку.

Модернізація системи електрохімічного захисту на мережі газопроводів протяжністю п'ятсот кілометрів передбачає заміну десяти застарілих катодних станцій на сучасні з мікропроцесорним керуванням, встановлення тридцяти додаткових станцій телеметрії контролю потенціалу, заміну дренажних кабелів. Вартість обладнання становить 25 мільйонів гривень, монтажні роботи - 15 мільйонів гривень, загальні інвестиції - 40 мільйонів гривень. Експлуатаційні витрати зростають на 300 – 500 тис гривень річних через споживання електроенергії станціями та обслуговування телеметрії. Економічний ефект досягається через зниження швидкості корозії труб завдяки оптимальному режиму захисту, що подовжує термін служби трубопроводів на п'ять - десять років та зменшує ймовірність корозійних відмов на тридцять - п'ятдесят відсотків. При базовій ймовірності корозійної аварії 0,1 на рік та збитках 200 тис гривень математичне сподівання втрат зменшується з двадцяти до десяти -

14000 гривень, економія – 6-10 тис гривень на рік. NPV проекту при горизонті п'ятнадцять років складає $-40 + 0,008 \times 7,61 = -39,94$ млн грн, термін окупності перевищує термін служби обладнання. Проект стає ефективним при врахуванні подовження терміну служби трубопроводів, економії на капітальних ремонтах, що збільшує вигоди до двох - 3 мільйонів гривень річних.

Впровадження автоматизованої системи виявлення витоків SCADA на газопроводі довжиною двісті кілометрів включає встановлення п'яти телеметричних станцій вимірювання тиску та витрати, прокладення волоконно -оптичної лінії зв'язку, придбання серверного обладнання та програмного забезпечення, інтеграцію з диспетчерським центром. Капітальні витрати становлять 35 - 45 мільйонів гривень, експлуатаційні витрати - 400 – 600 тис гривень річних. Система дозволяє скоротити час виявлення витoku з дванадцяти - 24 годин при патрулюванні до п'ятнадцяти - тридцяти хвилин при автоматичному моніторингу, що зменшує обсяг витoku газу у вісім - п'ятнадцять разів та відповідні збитки. При середній аварії раз на п'ять років з втратами чотириста – 600 тис гривень економія становить 320 - 570 тисяч гривень на аварію або 64 – 114 тис гривень на рік. $NPV = -40 + 0,09 \times 7,61 = -39,32$ млн грн, IRR близька до нуля. Економічна ефективність підвищується при врахуванні можливості оптимізації режимів транспортування завдяки точному моніторингу параметрів, що дає додаткову економію 200 – 300 тис гривень річних на скороченні витрат паливного газу компресорних станцій.

5.4. Рекомендації щодо оптимізації

Оптимізація програми заходів з підвищення екологічної безпеки трубопровідних систем базується на ранжуванні проектів за критерієм співвідношення вигод до витрат та врахуванні обмежень фінансових

ресурсів. Пріоритизація здійснюється за бальною системою оцінки з урахуванням техніко-економічних показників ефективності, рівня екологічного ризику об'єкта, соціальної значущості території, технічної реалізованості. Кожному критерію присвоюється ваговий коефіцієнт залежно від стратегічних пріоритетів підприємства. Для об'єктів з високим рівнем екологічного ризику, розташованих у національних парках або поблизу населених пунктів, застосовується підвищуючий коефіцієнт 1,5 - 2, до оцінки вигод від зниження ризику. Заходи з найвищою інтегральною оцінкою включаються до першочергової програми реалізації, заходи з позитивною оцінкою але меншим пріоритетом - до середньострокового плану, заходи з сумнівною ефективністю - до резервного списку для реалізації при появі додаткового фінансування.

Поетапність впровадження заходів визначається технологічною послідовністю робіт, пропускнуою спроможністю підрядних організацій, графіком фінансування. Рекомендується трирічний цикл планування з щорічним коригуванням програми за результатами моніторингу ризиків та технічного стану обладнання. Перший етап включає невідкладні заходи на об'єктах критичного ризику - заміну аварійних ділянок трубопроводів, ремонт переходів через великі річки з ознаками деформації, встановлення додаткової запірної арматури на підходах до природоохоронних територій. Обсяг фінансування першого етапу оцінюється у двісті - 300 мільйонів гривень. Другий етап передбачає системну модернізацію електрохімічного захисту, впровадження автоматизованих систем моніторингу на пріоритетних ділянках, реконструкцію об'єктів з високим рівнем ризику. Фінансові потреби другого етапу - 350 - 500 мільйонів гривень. Третій етап спрямований на завершення програми модернізації об'єктів середнього ризику, впровадження інноваційних технологій діагностики та захисту. Інвестиційні потреби - чотириста - 600 мільйонів гривень.

Диверсифікація джерел фінансування є необхідною умовою реалізації масштабної програми модернізації в умовах обмежених власних коштів підприємства. Основні джерела включають амортизаційні відрахування підприємства у розмірі 150 - 200 мільйонів гривень річних, що спрямовуються на відтворення основних фондів; прибуток підприємства після сплати податків та дивідендів акціонерам у розмірі п'ятдесят - 100 мільйонів гривень залежно від фінансових результатів року; кредити комерційних банків під гарантії майбутніх доходів від транспортування газу обсягом до 200 мільйонів гривень при процентній ставці дванадцять - п'ятнадцять відсотків річних; облігаційні позики на внутрішньому ринку капіталу строком п'ять - сім років обсягом сто - 200 мільйонів гривень; міжнародні фінансові інститути, зокрема Європейський банк реконструкції та розвитку, Європейський інвестиційний банк, що надають кредити на пільгових умовах під екологічні проекти; кошти Державного бюджету або цільових екологічних фондів для проектів на природоохоронних територіях.

Оптимізація експлуатаційних витрат досягається шляхом впровадження системи управління активами на принципах технічного обслуговування за фактичним станом замість регламентних графіків. Застосування технічної діагностики дозволяє виявляти дефекти на ранній стадії розвитку та планувати ремонти до настання критичного стану, що зменшує вартість ремонтів на двадцять - тридцять відсотків порівняно з аварійними. Централізація закупівель обладнання та матеріалів на корпоративному рівні забезпечує знижки від постачальників п'ять - десять відсотків завдяки обсягам. Навчання персоналу методам енергоефективної експлуатації обладнання дає економію енергоресурсів три - п'ять відсотків. Впровадження систем автоматизованого обліку споживання електроенергії, паливного газу, води виявляє нераціональні витрати та сприяє їх скороченню. Сумарна економія експлуатаційних витрат може

становити десять - 15 мільйонів гривень річних, що еквівалентно додатковим інвестиційним ресурсам сімдесят - 100 мільйонів гривень при капіталізації з коефіцієнтом сім.

Страховання екологічних ризиків є додатковим інструментом управління залишковими ризиками після впровадження превентивних заходів. Страховання цивільної відповідальності за забруднення довкілля покриває витрати на ліквідацію наслідків аварії, відшкодування збитків третім особам, компенсації за погіршення стану довкілля у межах ліміту відповідальності. Для газопроводу довжиною п'ятсот кілометрів при ліміті відповідальності 100 мільйонів гривень річна страхова премія становить 1-2 відсотки від ліміту або 1 – 2 млн гривень залежно від оцінки ризиків страховиком. Впровадження системи управління екологічними ризиками, сертифікованої за ISO 14001, та реалізація програми превентивних заходів дозволяє знизити страхову премію на десять - двадцять відсотків. Страховання забезпечує фінансовий захист підприємства від катастрофічних збитків, що перевищують його фінансові можливості, та підтверджує відповідальний підхід до управління екологічними ризиками перед стейкхолдерами.

Моніторинг ефективності реалізації програми здійснюється через систему ключових показників результативності, що включають обсяг виконаних інвестицій порівняно з планом у відсотках та абсолютному вимірі, кількість реалізованих проектів за категоріями, зміну інтегрального рівня екологічного ризику інфраструктури, динаміку аварійності та інцидентів порівняно з базовим періодом, обсяги запобігнутих екологічних збитків, економію експлуатаційних витрат. Показники розраховуються щоквартально з аналізом відхилень від планових значень та виявленням причин. За результатами аналізу приймаються коригувальні рішення щодо перерозподілу ресурсів, коригування графіків, залучення додаткових підрядників. Щорічний звіт про виконання програми подається

керівництву підприємства та включається до публічної нефінансової звітності про сталий розвиток для інформування стейкхолдерів про досягнуті результати у сфері екологічної безпеки.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі виконано комплексне дослідження проблеми екологічних ризиків при експлуатації трубопровідних систем транспортування вуглеводнів та розроблено науково обґрунтовані заходи щодо їх запобігання на прикладі Прикарпатського регіону України. Актуальність дослідження обумовлена значним віком інфраструктури, складними природними умовами гірського регіону, високою екологічною цінністю територій та необхідністю забезпечення надійного енергопостачання. На основі аналізу міжнародного досвіду, нормативно-технічної документації, статистичних даних про аварійність та результатів власних досліджень отримано такі основні наукові та практичні результати.

1. Систематизовано теоретичні основи оцінювання екологічних ризиків трубопровідних систем, включаючи класифікацію трубопроводів за призначенням, діаметром, тиском та умовами прокладання, визначено основні джерела ризиків - механічні пошкодження, що спричиняють до п'ятдесяти відсотків аварій, корозія з інтенсивністю ,5 - один міліметр на рік, порушення режимів експлуатації. Проаналізовано міжнародні та національні нормативи екологічної безпеки, зокрема стандарти ISO 31000, ISO 14001, ISO 31010, API 1160, API 580, законодавство України про оцінку впливу на довкілля, будівельні норми DBN, державні стандарти DSTU, відомчі будівельні норми VBN, постанову КМУ № 645, державні санітарні правила та норми. Встановлено специфічні природно-екологічні характеристики Прикарпаття - гірський рельєф з перепадами висот 150 - 2000 метрів, сейсмічність до п'яти балів за шкалою Ріхтера, зсувонебезпечність понад двадцяти відсотків території, розгалужену мережу газопроводів протяжністю понад 3000 кілометрів, наявність

критичної інфраструктури - вісім компресорних станцій, підземне сховище газу Більче-Волицьке місткістю понад дев'ять мільярдів кубічних метрів, нафтопровід Дружба діаметром 820 міліметрів, високу частку природоохоронних територій понад дев'яти відсотків площі регіону.

2. Розроблено та адаптовано методологію комплексної оцінки екологічних ризиків, що охоплює чотири основні етапи. Етап ідентифікації небезпек включає методи контрольних списків, аналіз безпеки та працездатності HAZOP, метод «що-якщо», попередній аналіз безпеки, статистику аварій, експертні методи. Етап кількісної оцінки ймовірності реалізації небезпек базується на статистичних методах аналізу відмов обладнання, моделях надійності Вейбулла та експоненціальних, побудові дерев відмов та подій, Баєсівських методах оновлення оцінок, аналізі невизначеності. Етап оцінки наслідків передбачає моделювання розповсюдження витоків та розливів у ґрунті, дисперсії газових викидів в атмосфері з урахуванням метеорологічних умов, зон ураження при пожежах та вибухах, забруднення поверхневих і підземних вод, деградації ґрунтів, інтегральну оцінку екологічного збитку. Етап матричної оцінки ризиків використовує матрицю п'ять на п'ять з градацією ймовірності від дуже низької до дуже високої та наслідків від незначних до катастрофічних, критерії прийнятності ризику, процедури документування результатів.

3. Виконано детальний аналіз екологічних ризиків трубопровідних систем Прикарпатського регіону на основі комплексу даних про природні умови, технічний стан інфраструктури, статистику аварійності. Встановлено, що екологічна чутливість території характеризується дуже високим рівнем на п'ятнадцяти відсотках площі, включаючи національні парки Карпатський, Галицький, Гуцульщина, високим рівнем на тридцяти відсотках площі з регіональними ландшафтними парками та заказниками, помірним рівнем на п'ятдесяти відсотках та низьким на п'яти відсотках

урбанізованих територій. Технічний стан газотранспортної мережі протяжністю понад 3000 кілометрів характеризується середнім віком 35 - років, часткою ділянок понад сорок років експлуатації близько сорока відсотків, виявленням понад 2000 дефектів при внутрішньотрубній діагностиці з розподілом: корозія 55 відсотків, втомні тріщини п'ятнадцять відсотків, вм'ятини двадцять відсотків, дефекти зварних швів десять відсотків, критичними дефектами вісім відсотків з максимальною глибиною корозії шістдесят - сімдесят відсотків товщини стінки, потенціалом електрохімічного захисту поза нормативним діапазоном на 25 відсотках контрольних точок.

4. Проаналізовано статистику аварій та інцидентів на трубопроводах Прикарпаття за період 2015й - 2024 роки, що включає 38 аварій на газопроводах, чотири на нафтопроводах, 76 виробничих інцидентів без значних наслідків. Частота аварій становить близько 0,4 події на тисячу кілометрів на рік для газопроводів, 0,5 для нафтопроводів, що перевищує середньоєвропейські показники. Основні причини аварій: зовнішня корозія 42 відсотки газопроводів і 50 відсотків нафтопроводів, механічні пошкодження 30 відсотків, дефекти зварних швів та втомні руйнування 18 відсотків, природні фактори десять відсотків. Найбільший розлив нафти відбувся у липні 2018 року на нафтопроводі Дружба біля села Свіча обсягом близько 35 тонн з часом виявлення дві - шість годин при наявності телеметрії та 12 - 24 години для віддалених ділянок. Розроблено GIS-картування екологічних ризиків з виділенням ділянок високого ризику п'ятнадцять відсотків довжини мережі, помірного ризику 30 відсотків, прийняттого ризику 55 відсотків.

5. Розроблено комплекс технічних заходів запобігання аваріям та мінімізації їх наслідків, що включає селективну та повну заміну критичних ділянок трубопроводів з використанням безтраншейних технологій протягування поліетиленових труб для діаметрів до 500 міліметрів зі

скороченням земляних робіт на вісімдесят - дев'яносто відсотків та прискоренням у два - три рази, застосування високоміцних сталей К52-К60 для нових труб замість застарілих К42-К48; модернізацію систем електрохімічного захисту з встановленням мікропроцесорних катодних станцій з автоматичним регулюванням струму та дистанційним моніторингом, глибинним заземленням анодів для стабільності при пересиханні ґрунтів, поляризованими дренажами у зонах впливу блукаючих струмів, телеметричним контролем потенціалу через 2-5 кілометрів; відновлення ізоляційного покриття багат шаровими епоксидними композиціями товщиною до п'яти міліметрів для надземних ділянок та переходів через водні перешкоди, бітумно - полімерними мастиками три - чотири міліметри для підземних ділянок; встановлення додаткових лінійних кранів через кожні п'ятнадцять - 25 кілометрів з електричними або гідравлічними приводами та дистанційним керуванням для зменшення часу відсічення з тридцяти - шістдесяти хвилин до п'яти - десяти хвилин, автоматичних швидкодіючих відсікачів на переходах через річки з часом спрацювання одна - три хвилини при падінні тиску; впровадження внутрішньотрубної діагностики інтелектуальними снарядами кожні три - п'ять років з виявленням корозійних язв глибиною від 0,5 міліметра, тріщин довжиною від 5 міліметрів, вм'ятин від двох відсотків діаметра, відшарувань ізоляції від 100 квадратних сантиметрів.

6. Обґрунтовано організаційні заходи управління екологічними ризиками на основі інтегрованої системи менеджменту згідно ISO 14001 та ISO 45001 з елементами екологічної політики, процедур ідентифікації ризиків, планування екологічних цілей, розподілу відповідальності, програм навчання персоналу, операційного контролю, моніторингу ключових показників. Організаційна структура передбачає створення спеціалізованого підрозділу з екологічної безпеки чисельністю десять - п'ятнадцять фахівців на корпоративному рівні та призначення

відповідальних осіб у регіональних підрозділах. Система навчання включає первинну підготовку два - чотири тижні з теорією, виробничим навчанням, стажуванням один - три місяці та іспитом, періодичну перепідготовку щорічно для операторів, раз на три роки для інженерів, раз на п'ять років для керівників, щоквартальні практичні тренування аварійних бригад. Регламент технічного обслуговування передбачає щоденне патрулювання траси, щотижневий контроль арматури та телеметрії, щомісячну перевірку параметрів електрохімічного захисту, щоквартальні перевірки автоматики безпеки, піврічний огляд надземної ізоляції, річний капітальний ремонт запірної арматури.

7. Розроблено комплексну систему моніторингу стану обладнання та параметрів довкілля, що інтегрує SCADA для диспетчерського управління з інтервалом збору даних одна секунда для критичних параметрів та одна хвилина для повільно змінних, автоматичне формування тривоги при виході за межі, архівування всієї інформації; системи виявлення витоків на основі балансу мас з виявленням витоків інтенсивністю 5 відсотків номінальної витрати за п'ятнадцять - тридцять хвилин з точністю локалізації сто - п'ятсот метрів для газопроводів, аналізу хвиль тиску та розподілених волоконно - оптичних температурних сенсорів для нафтопроводів; телеметрію параметрів електрохімічного захисту з автоматичними вимірювальними станціями через один - чотири кілометри, передачею даних кожні одна - чотири години, автоматичним аналізом відхилень від нормативного діапазону та розрахунком оптимальних режимів катодних станцій; дистанційне зондування з супутниковим зніманням кожні один - три місяці для виявлення змін рельєфу, підмиву берегів, несанкціонованої діяльності, аерофотозйомкою безпілотними апаратами у інфрачервоному діапазоні з роздільністю п'ять - десять сантиметрів для детального обстеження аномалій; екологічний моніторинг з автоматичними газоаналізаторами метану, оксидів азоту,

летких органічних сполук на компресорних станціях, постами контролю якості води на переходах через річки з відбором проб для лабораторного аналізу нафтопродуктів, важких металів, завислих речовин.

8. Розроблено систему планування реагування на надзвичайні ситуації з планами ліквідації аварій для кожного об'єкта, організаційною структурою управління з визначенням керівника робіт та складу оперативного штабу, функціональними обов'язками учасників, алгоритмами дій для різних сценаріїв аварій, схемами оповіщення та зв'язку, переліками необхідних ресурсів. Аварійні бригади чисельністю п'ять - п'ятнадцять осіб укомплектовані спеціалізованим обладнанням для локалізації витоків газу, ліквідації розливів нафти, проведення аварійно-відновлювальних робіт з готовністю прибуття на місце події одна - дві години. Система навчання персоналу включає теоретичну підготовку вісім - шістнадцять годин на рік, практичні заняття на полігонах щоквартально для аварійних бригад, командно-штабні навчання керівників піврічно, комплексні тактико-спеціальні навчання з залученням зовнішніх служб щорічно для кожного великого об'єкта. Взаємодія з зовнішніми аварійно-рятувальними службами регламентується договорами з визначенням процедур оповіщення, координації дій, розмежування відповідальності.

9. Виконано економічне обґрунтування заходів запобігання на основі методології оцінки ефективності інвестицій з розрахунком чистої приведеної вартості NPV, внутрішньої норми рентабельності IRR, терміну окупності, співвідношення вигод до витрат В/С при ставці дисконтування вісім - дванадцять відсотків та горизонті планування двадцять - 25 років. Оцінено потенційні збитки від аварій: прямі втрати газу 105 - 140000 гривень при середньому витoku п'ятнадцять - 20000 кубічних метрів, аварійно-відновлювальні роботи 250 - 400 тис гривень для типових випадків та до 1,2млн гривень для складних умов, екологічні збитки забруднення ґрунтів 250 - 500 тис гривень на звичайних землях та до 1, 5

млн гривень у національних парках, забруднення водних об'єктів 120 - 180 тисяч гривень для малих річок та 1-2 млн гривень для великих річок. Техніко-економічний аналіз показав, що модернізація десяти кілометрів газопроводу вартістю 90 - 110 мільйонів гривень має від'ємну NPV без урахування катастрофічних аварій з екстремально високими збитками, проте забезпечує подовження терміну служби на 20 - 25 років та зниження ймовірності відмов у десять - п'ятдесят разів.

10. Розроблено рекомендації щодо оптимізації програми заходів з пріоритизацією проектів за бальною системою з підвищуючим коефіцієнтом 1,5 - 2 для високоризикових об'єктів на природоохоронних територіях, поетапним впровадженням протягом трьох років з обсягами фінансування: перший етап невідкладних заходів двісті - 300 мільйонів гривень, другий етап системної модернізації 350 - 500 мільйонів гривень, третій етап завершення програми чотириста - 600 мільйонів гривень. Диверсифікація джерел фінансування включає амортизаційні відрахування 150 - 200 мільйонів гривень річних, прибуток п'ятдесят - 100 мільйонів гривень, банківські кредити до 200 мільйонів гривень при ставці дванадцять - п'ятнадцять відсотків, облігаційні позики сто - 200 мільйонів гривень, міжнародні фінансові інститути ЄБРР та ЄІБ на пільгових умовах. Оптимізація експлуатаційних витрат шляхом обслуговування за станом, централізації закупівель, навчання енергоефективності забезпечує економію десять - 15 мільйонів гривень річних. Страхування екологічної відповідальності з лімітом 100 мільйонів гривень при премії до 200 тис гривень річних забезпечує фінансовий захист від катастрофічних збитків.

Практична значущість отриманих результатів полягає у можливості їх безпосереднього використання операторами трубопровідних систем Прикарпатського регіону для планування та реалізації заходів підвищення екологічної безпеки, органами державного нагляду для контролю дотримання природоохоронних вимог, проектними організаціями при

розробці нових та реконструкції існуючих об'єктів. Розроблені методичні підходи до оцінки ризиків, GIS-картування небезпечних ділянок, рекомендації щодо технічних та організаційних заходів, економічні розрахунки ефективності можуть бути адаптовані для інших регіонів України з урахуванням їх специфічних природних умов та стану інфраструктури. Впровадження запропонованого комплексу заходів дозволить знизити ймовірність аварій на тридцять - п'ятдесят відсотків, скоротити обсяги потенційних викидів та розливів у п'ять - десять разів завдяки швидкій локалізації, зменшити екологічні збитки на двадцять - 40 мільйонів гривень на рік, забезпечити виконання міжнародних зобов'язань України у сфері охорони довкілля та сталого розвитку.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ISO 31000:2018. Risk management — Guidelines. Geneva : International Organization for Standardization, 2018. 18 p.
2. ISO 14001:2015. Environmental management systems — Requirements with guidance for use. Geneva : International Organization for Standardization, 2015. 24 p.
3. API Recommended Practice 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. 3rd Edition. Washington, D.C. : American Petroleum Institute, 2021. 78 p.
4. Закон України «Про трубопровідний транспорт» від 15 листопада 1996 року № 464/96-ВР. (Із змінами). *Відомості Верховної Ради України*. 1996. № 51. Ст. 287.
5. ДСТУ ISO 31000:2018 (ISO 31000:2018, IDT). Менеджмент ризику. Настанови. Київ : УкрНДНЦ, 2018. 20 с.
6. Петренко В. В. Основи екологічної безпеки трубопровідного транспорту : монографія. Івано-Франківськ : Факел, 2023. 340 с.
7. Ковальчук О. Ю. Аналіз аварійності на магістральних газопроводах України за 2015–2024 роки та її вплив на довкілля. *Екологічна безпека та природокористування*. 2024. № 1. С. 45–56.
8. Степаненко Р. І., Воронко А. М. Технічний стан газотранспортної системи Прикарпаття: проблеми та шляхи вирішення. *Нафтогазова енергетика*. 2022. № 3. С. 112–120.
9. Мельник І. Д. Геоінформаційне картування екологічної чутливості територій Карпатського регіону. *Географія та екологія*. 2021. № 2. С. 88–97.

10. Hovden S. The role of GIS in environmental impact assessment of oil and gas pipelines. *Environmental Management Journal*. 2020. Vol. 25, № 4. P. 315–325.
11. European Union Agency for Safety and Health at Work (EU-OSHA). Risk assessment on ageing infrastructure: a case study of energy pipelines. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2019. 85 p.
12. Камінський В. В., Палій Н. А. Ймовірнісна оцінка ризику відмов магістральних трубопроводів з урахуванням корозійного пошкодження. *Вісник технічних наук*. 2023. № 4. С. 10–18.
13. ISO/TR 12489:2020. Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Reliability modelling and calculation of safety systems. Geneva : International Organization for Standardization, 2020. 45 p.
14. Літовченко М. П. Моделювання наслідків аварійних витоків вуглеводнів для оцінки екологічних збитків. *Проблеми екології та промислової безпеки*. 2022. № 3. С. 98–105.
15. Rausand M., Høyland A. System Reliability Theory: Models, Statistical Methods, and Applications. 3rd Edition. Hoboken : John Wiley & Sons, 2020. 752 p.
16. Грабовський Ю. М., Ковач А. І. Матричний метод інтегральної оцінки ризиків: адаптація для об'єктів підвищеної небезпеки. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2021. № 1. С. 55–62.
17. ISO 45001:2018. Occupational health and safety management systems — Requirements with guidance for use. Geneva : International Organization for Standardization, 2018. 32 p.
18. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання. Київ : Мінрегіонбуд України, 2018. 150 с.
19. Kowalski R. Modernization of cathodic protection systems for aged pipelines using microprocessor stations. *Corrosion Engineering Science and Technology*. 2023. Vol. 58, № 1. P. 10–18.

20. Trenchless Technology Center. Rehabilitation of Gas Pipelines Using Cured-in-Place Pipe (CIPP) and Polyethylene Liner Insertion. Louisiana Tech University, 2021. 60 p.
21. Журавльов С. П. Інтеграція систем SCADA та автоматичного виявлення витоків для підвищення надійності ГТС. *Автоматизація промислових процесів*. 2022. № 2. С. 40–48.
22. Бондаренко Г. І. Внутрішньотрубна діагностика: оптимізація періодичності та підвищення точності виявлення дефектів. *Енергетика та транспорт*. 2023. № 5. С. 85–92.
23. Кривенко Г. М. Організаційні заходи менеджменту екологічної безпеки на підприємствах нафтогазового комплексу. *Наукові записки: Екологічні науки*. 2020. № 6. С. 154–162.
24. Національний банк України. Методичні рекомендації щодо оцінки та аналізу інвестиційних проєктів. Київ : НБУ, 2021. 75 с.
25. Дудченко В. Г. Методичні підходи до оцінки економічних збитків від забруднення земельних ресурсів нафтопродуктами. *Фінанси та економіка*. 2023. № 1. С. 220–229.
26. European Investment Bank (EIB). Guide to financing energy infrastructure projects. Luxembourg : EIB Publications, 2022. 110 p.
27. Мірошніченко О. Л. Техніко-економічне обґрунтування заходів запобігання екологічним ризикам на трубопроводах. *Промислова безпека*. 2022. № 4. С. 58–66.
28. Шевчук В. О. Розрахунок чистої приведеної вартості (NPV) та внутрішньої норми рентабельності (IRR) інфраструктурних проєктів. *Економіка та підприємництво*. 2021. № 3. С. 150–160.