

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра прикладної екології та природокористування

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему: «**Аналіз потенційних небезпек при аварійних ситуаціях на
нафтопроводах**»

401-СЕ №3К ПЗ

Виконала студентка групи 401-СЕ
спеціальності 101 Екологія

М.Б. Томаш

Керівник: д.т.н., професор

О.В. Степова

Рецензент:

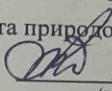
Декан природоохоронного факультету

Одеського державного екологічного
університету,

доктор технічних наук, професор

А.В. Чугай

Форма № Н-9.01
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра прикладної екології та природокористування
Освітній рівень – бакалавр
Спеціальність 101 «Екологія»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри прикладної
екології та природокористування
 / Степова О.В.
(підпис) (під)
22.06.2022 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Томашу Микиті Богдановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Аналіз потенційних небезпек при аварійних ситуаціях на нафтопроводах»

Керівник роботи Степова Олена Валеріївна – д.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» від « 1 » 04 2022 року № 156 г/а

2. Строк подання студентом роботи 13.06.2022р.
(дата)

3. Вихідні дані до роботи Смакунська
Яані Міц'єстерєвє Ів'єшанє
єи ту аєвє

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Вір вихідного замовлення	23.05 - 30.05	
2.	Дороблення розділу 1	31.05 - 5.06	
3.	Дороблення розділу 2	6.06 - 12.06	
4.	Дороблення розділу 3	13.06 - 18.06	
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			
11.			
12.			
13.			

Студент _____ Томаш.М.Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Степова.О.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП	
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТЕНЦІЙНИХ РИЗИКІВ ПРИ РОЗГЕРМЕТИЗАЦІЇ НАФТОПРОВОДІВ	
1.1 Характеристика та стан техногенно-екологічної безпеки нафтопровідної системи України.....	
1.2 Аналіз аварій на нафтопроводах та їх наслідків.....	
РОЗДІЛ II АНАЛІЗ ВПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ НА КОМПОНЕНТИ ДОВКІЛЛЯ	
2.1 Впливу вуглеводнів на атмосферне повітря.....	
2.2 Вплив вуглеводнів на водне середовище.....	
2.3 Вплив вуглеводнів на ґрунтове середовище.....	
2.4 Вплив вуглеводнів на тваринний та рослинний світ.....	
Висновки за розділом 2.....	
РОЗДІЛ III РОЗРАХУНОК ПОТЕНЦІЙНИХ НЕБЕЗПЕК ДОВКІЛЛЮ ПРИ РОЗГЕРМЕТИЗАЦІЇ НАФТОПРОВОДУ	
3.1 Оцінювання ступеня екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів за допомогою побудов дерева подій.....	
3.2 Розрахунок потенційних небезпек компонентам довкілля при розгерметизації нафтопроводу.....	
3.2.1.Оцінювання ймовірної площі забруднення ґрунтів	
3.2.2 Оцінювання ступеню забруднення водних об'єктів.....	
3.3 Кількісний аналіз ризику можливих розливів нафти при аваріях на магістральних нафтопроводах.....	
3.4 Аналіз наслідків розгерметизації нафтопроводів на потенційно небезпечних ділянках.....	
Висновки за розділом 3.....	

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	

ВСТУП

Актуальність теми. Мережа нафтопроводів України є важливим елементом міжнародної системи транспортування нафти і відіграє значну роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни. Магістральні нафтопроводи України - це єдина технологічна система трубопроводів, довжина яких становить близько 5000 км і прокладені через регіони з різними кліматичними зонами та інженерно-геологічними умовами, включає підземні, підводні, наземні і надземні споруди, перевалочні нафтобази і пункти наливу, а також об'єкти, що забезпечують їх надійну роботу.

Трубопровідний транспорт є найбільш економічно та технічно вигідним для транспортування нафти і нафтопродуктів, оскільки він порівняно із іншими видами транспорту має ряд суттєвих переваг: низька собівартість, безперервний хід технологічного процесу, незначні втрати нафтопродуктів при транспортуванні.

Але в той же час не варто недооцінювати потенційну загрозу впливу нафтопроводів на навколишнє природне середовище. У процесі їх експлуатації здійснюється вплив на довкілля внаслідок аварійних розливів і витікань. Потенційна небезпека виявляється при виході нафти і нафтопродуктів з трубопроводів, до яких приводять аварійні ситуації.

Наслідки негативного впливу розгерметизації нафтопроводу та потраплянню нафти і нафтопродуктів до компонентів нволишнього середовища наносять суттєвий збиток довкіллю. Тому, аналіз наслідків як початковий інструмент розроблення заходів запобігання є актуальним питанням сьогодення.

Мета роботи. Провести аналіз потенційних небезпек компонентам довкілля розгерметизації нафтопроводу.

Задачі дослідження. Для досягнення вказаної мети було необхідно вирішити наступні задачі :

1. Провести аналіз статистичних даних щодо аварій на нафтопроводах;

2. Оцінити вплив вуглеводнів на компоненти довкілля в разі їх потрапляння через розгерметизацію нафтопроводу;
3. Розрахувати площі забруднених територій та акваторій для модельної ділянки нафтопроводу.

Об'єкт дослідження – забруднення компонентів довкілля в наслідок розгерметизації нафтопроводу

Предмет дослідження – наслідки забруднення компонентів довкілля в наслідок аварійної розгерметизації нафтопроводу.

Практичне значення отриманих результатів.

Практичне значення одержаних результатів полягає в можливості застосування їх для здійснення оцінки ризиків забруднення довкілля при транспортуванні вуглеводневої сировини та збитків, що нанесені компонентам довкілля в наслідок розгерметизації ділянки нафтопроводу. Основні положення роботи використовувались при викладанні навчальної дисципліни «Техноекологія» в Національному університеті «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТЕНЦІЙНИХ РИЗИКІВ ПРИ РОЗГЕРМЕТИЗАЦІЇ НАФТОПРОВОДІВ

1.1 Характеристика та стан техногенно-екологічної безпеки нафтопровідної системи України

Система нафтопроводів складається з двох нез'єднаних між собою частин: Придніпровських магістральних нафтопроводів на сході і магістральних нафтопроводів "Дружба" на заході України, діяльність яких здійснюється, відповідно, державним акціонерним товариством "Придніпровські магістральні нафтопроводи" (далі - ДАТ "ПДМН") та державним акціонерним товариством "Магістральні нафтопроводи "Дружба" (далі - ДАТ "МН "Дружба").

Таблиця 1.1

Технічна характеристика нафтотранспортної системи України

Найменування параметрів	Одиниці виміру	Показники
Кількість нафтопроводів	шт.	18
Довжина нафтопроводів в одну нитку	км	4569,4
Довжина нафтопроводів по трасі	км	3368,3
Кількість підводних перетинів	шт.	181
Кількість повітряних перетинів	шт.	389
Кількість аварійно-відновлювальних пунктів (АВП)	шт.	24
Кількість майданчиків/нафтоперекачувальних станцій (НПС)	шт./шт.	28/51
Кількість резервуарів	шт.	80
Загальний об'єм резервуарів	тис. куб.м	1010
Кількість станцій електрозахисту (ЕХЗ)	шт.	473

Придніпровські магістральні нафтопроводи введено в експлуатацію в кінці 60-х років для експорту нафти через Одеський та Новоросійський морські порти, а також постачання нафти на нафтопереробні заводи України.

Нафтопровід "Дружба" споруджений як міжнародний магістральний нафтопровід для експорту російської нафти до країн Центральної Європи.

Перспективи подальшого функціонування та розвитку системи магістральних нафтопроводів України обумовлені вигідним географічним розташуванням України на головних маршрутах транспортування нафти між двома групами країн світу: виробниками та споживачами енергоносіїв, а також пошуком нових можливостей імпорту нафти для внутрішніх потреб і уникнення залежності від поставок російської нафти.

Безпосередньо на території Полтавської області пошукові роботи на нафту і газ почалися після війни - в 1948 році. Три роки по тому було відкрито Радченківське родовище. Ця подія засвідчила народження нової області не тільки на Полтавщині, а й у всій Східній Україні. В наступні роки в регіоні було відкрито і введено до експлуатації десятки родовищ нафти і газу. Це такі родовища, як Сагайдацьке (введено в 1952 році), Кібінцівське і Глинсько-Розбишівське (1959 р.), Новогригор'ївське (1965 р.), Голубовське (1967 р.), Лиманське (1968 р.), Чижовське (1969 р.), Решетняковське, Малосорочинське і Харковецьке (1971 р.), Гоголівське і Суходоловське (1972 р.), Клиньсько-Краснознаменське (1978 р.), Василівське (1984 р.), Андріяшівське та Юр'ївське (1985 р.), Рудовсько-Червонозаводське (1987 р.), Кампанське (1990 р.), Свиридівське (1991 р.), Краснолуцьке (1992 р.), Свистунківське (1994 р.).

Основна частина покладів рідкого палива належить до ніжньопермського і ніжньокам'яновугільного нафтогазоносних комплексів. В розрізі останнього виділяється до 35 продуктивних горизонтів потужністю від 1 до 50 метрів. Як правило, з кожною тонною нафти видобувається від 30-40 до 800-1000 м³ розчиненого газу.

З нарощуванням обсягів пошукових та експлуатаційних робіт істотно зростали і темпи видобутку нафти і газу. Так, перший мільйон тонн нафти було видобуто на протязі 10 років, другий - за 1 рік і 9 місяців, третій - за 13 місяців, а наступні 6000000 тонн було видобуто ї листопада 1964 по серпень 1969 року, тобто менше, ніж за 5 років.

Збільшення обсягів видобутку нафти відбувалося аж до 1972 року, коли з надр було вилучене рекордна кількість рідкого палива – 1,805 млн. тонн, або 12,5% від загального видобутку в Україні.

Сьогодні нафтогазовидобувне управління "Полтаванафтогаз" є одним з провідних виробництв своєї галузі в Україні. Організаційно нафтогазовидобувне управління "Полтаванафтогаз" є структурною одиницею публічного акціонерного товариства "Укрнафта". Адміністрація нафтогазовидобувного управління "Полтаванафтогаз" знаходиться в місті Полтава. Район робіт підприємства охоплює територію Полтавської області та прилеглих районів Дніпропетровської та Сумської областей. Загальна площа гірничих відводів становить 231,5 км.кв. Видобуток нафти і газу здійснюється на 23 родовищах, 8 з яких знаходяться в дослідно-промисловій експлуатації. Експлуатаційний фонд свердловин складає 326 одиниць.

Нафтогазовидобувне управління "Полтаванафтогаз" розташоване в межах найбільш розвиненою в господарському відношенні частини України - Донецько-Придніпровському економічному районі. Для нього характерні налагоджені виробничі зв'язки між областями та окремими підприємствами регіону, добре розвинена інфраструктура, наявність висококваліфікованої робочої сили.

Ще одним сприятливим фактором розвитку нафтогазового господарства є наявність у районі відповідної виробничої та збутової інфраструктури: розгалуженої трубопровідної мережі, в тому числі магістральної, переробних підприємств, розташованих до того ж поруч із промислами, - Качанівського газопереробного і Кременчуцького нафтопереробного заводів та інші. Зрештою, весь район являє собою досить місткий ринок збуту продукції.

Сприятливими також є і природні умови. Регіон перебуває в лісостеповій зоні терасових рівнин Придніпровської низини, яка відрізняється в цілому згладженим характером рельєфу (абсолютні відмітки становлять від 100 до 150 метрів) і помірно континентальними кліматичними умовами.

В геологічному відношенні Полтавський Нафтогазопромисловий район розташований в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), яка в свою чергу знаходиться в південно-західній частині Східноєвропейської платформи між Воронезьким кристалічним масивом та Українським кристалічним щитом. На південний схід ДДЗ контактує зі складчастим спорудою Донбасу, а на північний захід з'єднується з Прип'ятський прогином.

У процесі проектування та експлуатації нафтопроводи здійснюють вплив на довкілля внаслідок аварійних розливів. Нафтові фракції є джерелом підвищеної пожежовибухонебезпеки. Ця потенційна небезпека виявляється при виході нафти і нафтопродуктів з трубопроводів, до яких приводять аварійні ситуації. При цьому забруднюється значна земельна територія, просочуючись в ґрунт нафта змінює його фізико-хімічні властивості. В окремих випадках нафта може безпосередньо потрапляти у водоймища та підземні води, а випари розлитих на поверхні вуглеводнів забруднюють атмосферу.

Оскільки значна частина нафтопроводів перебуває в експлуатації вже понад 30 років, більшість аварій виникають внаслідок зношення труб, через внутрішню та зовнішню корозію (таблиці 1.2, 1.3). Внаслідок корозії відбувається значне зменшення перерізу трубопроводу, що різко підвищує екологічний ризик подальшої експлуатації таких конструкцій і актуалізує проблему оцінки їхнього залишкового ресурсу.

Таблиця 1.2

Тривалість експлуатації нафтопровідної системи України

Термін експлуатації	% нафтопроводів
Більше 30 років	26%

20 – 30 років	29%
Менше 20 років	45%

Таблиця 1.3

Причини аварій на магістральних нафтопроводах

Причини	Співвідношення
Внутрішня та зовнішня корозія	23,5%
Брак при будівельно-монтажних роботах	24,7%
Механічні пошкодження (кримінальні врізання)	34,7%
Помилки при експлуатації	4,7%
Заводський брак	12,4%

Забезпечення надійної експлуатації магістральних нафтопроводів є важливою складовою енергетичної безпеки України, звідси їхня надійність та довговічність постійно привертає увагу науковців та інженерів.

Таблиця 1.4.

Частота відмов в залежності від характеру відмови нафтопроводу

Характер відмови нафтопроводу	Частота відмов, подій \times км ⁻¹ \times рік ⁻¹
<i>Корозійна відмова.</i> Одиночний корозійний наскрізний дефект з еквівалентним діаметром 2 дюйми	$2,4 \times 10^{-4}$
<i>Структурна відмова.</i> Тріщина в стінці трубопроводу з еквівалентним діаметром 12 дюймів	$6,0 \times 10^{-5}$
<i>"Гільйотина".</i> Розрив труби на повний переріз в результаті зовнішніх впливів	$6,12 \times 10^{-5}$

Внаслідок експлуатації більше 30 років значної частини нафтопроводів

України зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, що негативно впливає на екологічну безпеку експлуатації нафтопроводів. Важливим напрямком забезпечення безаварійної роботи підземних трубопроводів є захист їх поверхні від ґрунтової корозії. З цією метою поверхню трубопроводів захищають відповідними покриттями. В процесі експлуатації під дією зовнішніх шкідливих факторів захисне покриття руйнується.

Так як експлуатація нафтопроводів нерозривно пов'язана з корозійним руйнуванням нафтогазового устаткування, зокрема, промислових трубопроводів, одним із шляхів підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів України є врахування факторів, що характеризують корозійні процеси на металі трубопроводів, попереджаючи утворення тріщин на поверхні трубопроводу та витікання нафти.

Особливо гостро дане питання стоїть стосовно нафтопроводів, що експлуатуються з ділянками де порушена ізоляція трубопроводу в умовах попадання на них електролітичних розчинів. Такі ділянки значно впливають на розвиток корозії трубопроводу, утворюючи умови для виникнення макрокорозійних пар. На підземних трубопроводах з ділянками, де порушена ізоляція, суттєво змінюються анодні і катодні поляризаційні характеристики сталі і як наслідок, потенціали сталі в цих місцях.

Зважаючи на те, що експлуатація нафтопроводу з ділянками, де порушена ізоляція пов'язана з електрохімічною корозією металу трубопроводу, основна увага для забезпечення екологічної безпеки експлуатації трубопроводу повинна приділятися визначенню корозійних втрат на трубопроводі в місцях порушення ізоляції внаслідок роботи корозійного елементу. Рішення питань своєчасного виявлення корозії трубопроводу, визначення її швидкості і зони поширення допоможе попередити створення аварійних ситуацій на нафтопроводі та забезпечить екологічну безпеку експлуатації нафтопроводу.

Аналіз отриманих даних дозволяє припустити, що в найближчий час значна частина нафтотранспортної мережі України вичерпає свій

експлуатаційний ресурс. Для попередження виникнення аварійних ситуацій необхідно розробити методи прогнозування, які допоможуть виявити потенційно небезпечні ділянки та своєчасно провести на них ремонтні роботи.

1.2 Аналіз аварій на нафтопроводах та їх наслідків

При виникненні аварії на ділянці нафтопроводу основна частина нафти потрапляє в ґрунт. При цьому необхідно враховувати і вплив нафтопродуктів на суміжні середовища. Крім того, майже жодна аварія на нафтопроводі не відбулася без пожежі.

Як правило, нафтові свердловини та обладнання, розміщені на сільськогосподарських угіддях. Хімічні речовини, які потрапляють в ґрунт, акумулюються та сприяють поступовим змінам різних властивостей ґрунту, погіршують його родючість, впливають на біорізноманіття екосистем. Нафтохімічне забруднення особливе тим, що результатом взаємодії вуглеводнів та продуктів їх розпаду з ґрунтовими речовинами є утворення токсичних сполук, що негативно впливають, насамперед, на стан родючості ґрунтів зони аерації та підземних вод.

Наприклад, 28 січня стався розрив нафтопроводу важкої сирової нафти в районі П'єдра-Фіна, провінція Напо, внаслідок каменепаду, спричиненого сильними дощами в регіоні, що призвело до пошкодження чотирьох труб. На кадрах з місця аварії, розміщених користувачами соцмережі, видно, як нафта під натиском б'є з труб, забруднюючи рослинність та ґрунт у районі інциденту, ллється потоками по землі вздовж трубопроводу, що йде з екваторської Амазонії до портів на тихоокеанському узбережжі.

За інформацією нафтотранспортної компанії, аварійна ділянка нафтопроводу знаходиться поза зоною безпосереднього контакту з водними джерелами. Фахівці розпочали усунення неполадок, вживаються заходи щодо недопущення зараження джерел питної води. Зазначається, що подача сировини нафтопроводом контролюється, аварія не вплине на

транспортування та експорт вуглеводнів. Відомості про обсяги витоку та площу забруднення не наводяться.

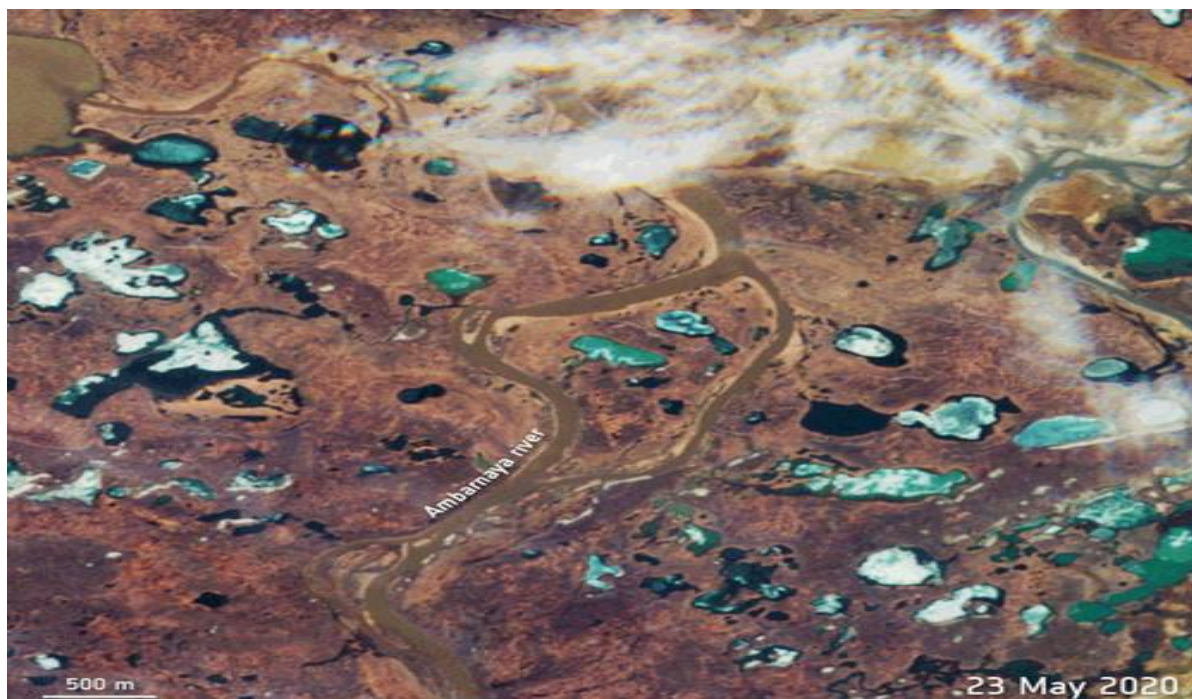


Рисунок 1.1 Розрив нафтопроводу важкої сирої нафти в районі П'едра-Фіна, провінція Напо

Ще один приклад — компанія British Petroleum, яка вже заплатила близько

65 мільярдів доларів за аварію у Мексиканській затоці. Тоді після вибуху на платформі Deepwater Horizon у море вилилося 650 тисяч тонн нафти, загинули до 100 тисяч птахів та тисячі інших тварин. Виплати отримали більше 200 тисяч позивачів, включаючи місцевих жителів, які постраждали від речовини Corexit: його розпоршували над затокою для розчинення нафтових плям і викликало хвороби дихальних шляхів.[1]

Витік нафти стався у п'ятницю ввечері на еквадорському нафтопроводі важкої сирої нафти (ОСР). Про це повідомила у ніч проти суботи прес-служба президента країни.

За даними Міністерства енергетики, у 2019 році на підприємствах паливно-енергетичного комплексу сталося понад 17 тисяч аварій із розливами нафти. З них 10,5 тисяч випадків на нафтопроводах. Це означає, що нафтові аварії трапляються в Росії кожні півгодини.

В Охтирському районі Сумської області стався розлив нафти внаслідок аварії на нафтопроводі. Площа забруднення становить близько 210 кв.м



Рисунок 1.2 Аварійний розрив нафтопроводу в Охтирському районі Сумської області

Відбулася розгерметизація нафтопроводу Лутище-Качанівка. Внаслідок аварії нафта розлилася на ділянці ораного поля.

Прорив нафтопроводу Туймизи – Омськ – Новосибірськ (ТОН-2) діаметром 720 міліметрів стався 13 вересня за три кілометри від Петропавловська о 19 годині 30 хвилин на 1056 кілометрі нафтопроводу Північно Казахстанського нафтопровідного управління Східної філії АТ «КазТранс». При проведенні земляних робіт з прокладання волоконно-оптичної лінії зв'язку ТОВ «МТУ КВАРЦ» в зоні, що охороняється, в результаті удару ківша екскаватора була пошкоджена труба нафтопроводу. У результаті місця пошкодження на поверхню почався вихід нафти. Площа розливу приблизно склала 1 тисяча квадратних метрів, обсяг нафти, що вийшла, спочатку склав 200 кубометрів.



Це далеко не повний перелік усіх аварій на трубопроводах. Тільки для природного газу Управління з безпеки трубопроводів та небезпечних матеріалів (PHMSA), агентство Міністерства транспорту США, збило дані про більш ніж 3200 аварій, визнаних серйозними або значними з 1987 року. Такі інциденти призводять до одного з наслідків:

- смертельний наслідок або травма, що вимагає стаціонарної госпіталізації

- 50 000 доларів чи більше загальних витрат, виміряних у доларах 1984 року.

- рідкі викиди з п'яти або більше барелів (42 галони США / барель)

- викиди, що призводять до ненавмисної пожежі або вибуху

PHMSA та Національна рада з безпеки на транспорті (NTSB) публікують дані про інциденти та результати розслідувань аварій, пов'язаних з трубопроводами, якими транспортуються різні продукти, включаючи природний газ, нафту, дизельне паливо, бензин, гас, реактивне паливо, двоокис вуглецю та інші речовини. Іноді трубопроводи перепрофілюються для транспортування різних продуктів. [2]

4 травня в окрузі Флемінг, штат Кентуккі, вибухнув і згорів газопровід. Травм не було. [3]

28 липня в окрузі Мартін, штат Техас, стався вибух газопроводу та пожежа, внаслідок якої постраждали чотири робітники. Вантажівка врізалася в існуючий газопровід високого тиску, що призвело до вибуху та пожежі. [4]

29 липня підрядник прорвав газопровід у Монт-Бельв'є, штат Техас, що призвело до вибуху та пожежі. Травм не було. [5]

14 серпня в природному заповіднику Олер недалеко від Хантерсвілля, Північна Кароліна, було виявлено протікання 40-дюймового трубопроводу Colonial Pipeline. Вилилося близько 1,2 мільйона галонів бензину. Витік стався біля раніше відремонтованої ділянки. [6]

18 серпня поблизу Мідленда, штат Техас, вибухнув газопровід Ель-Пасо. Травм не було. [7]

21 серпня днопоглиблювальне судно зіткнулося із затопленим пропановим трубопроводом Enterprise Products у гавані Корпус-Крісті, штат Техас, що призвело до вибуху та пожежі. П'ятеро членів екіпажу загинули, ще шестеро отримали поранення. [8], [9], [10].

10 вересня 12-дюймовий газопровід Florida Gas Transmission Sanford Lateral розірвався і згодом спалахнув у Сенфорді, штат Флорида. Розмір області опіку навколо місця розриву було визначено як 515 футів на 100 футів. 20 прилеглих будинків було евакуйовано, постраждалих немає. [10]

24 вересня 18-дюймовий трубопровід FLMEA-21 компанії Florida Gas Transmission розірвався, і в Лейк-Уерті, штат Флорида, у повітря було викинуто кілька шматків трубопроводу. Пожежі та травм не було, але зовнішня смуга руху на північ на Флоридській магістралі була закрита, поки FGT оцінювала збитки та розпочала ремонт. Невідома кількість людей була евакуйована з комерційних підприємств та прилеглої початкової школи. [10]

24 вересня 20-дюймовий трубопровід Індійського басейну компанії Natural Gas Pipeline of America розірвався, і в окрузі Едді, штат Нью-Мексико, було викинуто близько 31 757 000 кубічних футів (31 757 000 кубічних футів) природного газу. Пожежі та постраждалих не було. [11]

У серпні 1994 року внаслідок аварії на нафтопроводі під Усинськом, що працював понад 15 років без ремонту, у тундру вилилося близько 150 тисяч тонн нафти.

Нафтопровід діаметром 720 мм, введений в експлуатацію в 1975 році і працював весь цей час без ремонту, вже навесні 1994 року почав розсипатися на очах. До літа утворення свищів і дірок на нафтопроводі набуло необоротного характеру. Нафтовики латали нафтопровід «на живу нитку», а розливи нафти ретельно приховували від громадськості та контролюючих органів.

За офіційною оцінкою, забрудненими виявилися 115 гектарів тундри. Але сьогодні ясно, що ця цифра була сильно занижена. За повні чотири роки роботи в Усинську від нафти очищено понад 400 гектарів.

Фактично у зоні дії нафтового забруднення опинилися понад шістдесят тисяч жителів Усинського району. Вже восени 1994 року печорські рибалки відзначали, що впіймана в чистій Печорі риба має характерний присмак гасу. Викинута водою нафта накопичувалася в низинах, болотах, у річках і струмках, де в основному і пасуть худобу, а також заготовляють сіно жителі Припечор'я.

У наступні роки вчені відзначали збільшення захворюваності дорослих та дітей у селі Колва, спричинене ослабленням імунної системи організму. А в господарствах району до кінця 1994 року почалося зростання відмінка великої рогатої худоби. У 1996 році цей процес досяг свого піку. У ряді зразків картоплі, вирощеної в Усинському районі, вчені виявили високу вміст кадмію та цинку, а в молоці корів та жіночому молоці – свинець.

Пролита нафта завдала сильного удару і по всіх мешканців Приполяр'я. З 1995 року у річці Колва різко скорочується чисельність сига, нельми та харіуса. У ті ж роки спорожніли найбагатші нерестилища річки Уси. Загинула велика кількість перелітних птахів, що приземлилися на залиту нафтою землю.

У грудні 1994 року до Усинська прибула експертна комісія департаменту ООН з гуманітарних питань. Представники ООН, ЄС, Норвегії, США та Канади, що входили до комісії, запропонували свій план робіт з ліквідації наслідків аварії, заснований на досвіді боротьби з нафтовими розливами в різних точках світу [11].



Рисунок 1.3 Наслідки аварії на нафтопроводі під Усинськом

У ніч з 14 на 15 вересня біля населеного пункту Чабани, що у Київській області, відбулася розгерметизація газового трубопроводу високого тиску, що постачає газ до Європи. Через це відбувся вихід газу в навколишнє середовище [12]. Причиною аварії газопроводу біля Чабанів Київської області найімовірніше стала невідповідна якість зварного з'єднання, через що відбулася розгерметизація газогону.

Під Хустом сталася аварія та пожежа на газопроводі «Союз». Обладнання зафіксувало підземну розгерметизацію труби о 9.55 ранку. З місця пошкодження під тиском почав вириватися газ, який о 12.03 від випадкової іскри зайнявся, пояснили газовики. Внаслідок вибуху утворився вогняний стовп до 50 метрів у висоту, його бачили мешканці сіл кількох районів області



Рисунок 1.4 Вибух газопроводу на Полтавщині. Причини аварій з'ясовують.



Рисунок 1.5 Вибух газопроводу на Полтавщині. Причини аварій з'ясовують.

Розгерметизація нафтогазопроводів призводить до значних непоправних збитків навколишньому середовищу, часто призводить до загибелі людей та матеріальним втратам, через витік вуглеводневої сировини.

Наслідки негативного впливу розгерметизації нафтопроводу та потрапляння нафти і нафтопродуктів до компонентів нволишнього середовища наносять суттєвий збиток довкіллю. Тому, аналіз наслідків як початковий інструмент розроблення заходів запобігання є актуальним питанням сьогодення.

Викладене вище дало підставу для визначення **ідеї роботи**, яка аналізує потенційних небезпек та наслідків розгерметизації нафтогазопроводів.

Із врахуванням стану питання сформульовані мета, основні завдання бакалаврської роботи.

Мета роботи. Провести аналіз потенційних небезпек компонентам довкілля розгерметизації нафтопроводу.

Задачі дослідження. Для досягнення вказаної мети було необхідно вирішити наступні задачі :

- 1.Провести аналіз статистичних даних щодо аварій на нафтопроводах;
- 2.Оцінити вплив вуглеводнів на компоненти довкілля в разі їх потрапляння через розгерметизацію нафтопроводу;
- 3.Розрахувати площі забруднених територій та акваторій для модельної ділянки нафтопроводу.

Об'єкт дослідження – забруднення компонентів довкілля в наслідок розгерметизації нафтопроводу

Предмет дослідження – наслідки забруднення компонентів довкілля в наслідок аварійної розгерметизації нафтопроводу.

Практичне значення отриманих результатів.

Практичне значення одержаних результатів полягає в можливості застосування їх для здійснення оцінки ризиків забруднення довкілля при транспортуванні вуглеводневої сировини та збитків, що нанесені

компонентам довкілля в наслідок розгерметизації ділянки нафтопроводу. Основні положення роботи використовувались при викладанні навчальної дисципліни «Раціональне використання водних ресурсів» в Національному університеті «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

РОЗДІЛ II АНАЛІЗ ВПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ НА КОМПОНЕНТИ ДОВКІЛЛЯ

Аварійні нафтові розливи мають ряд негативних впливів на довкілля. Перш за все наслідки нафтових розливів шкодять водним об'єктам, морському життю, ґрунтовому середовищу та рослинам і тваринам на суші. Нафтові розливи можуть зруйнувати або пошкодити навіть інфраструктуру певної місцевості, довгострокові наслідки відчуються десятиріччями. Подолання наслідків нафтових розливів дуже дороговартісне.

2.1 Впливу вуглеводнів на атмосферне повітря

Розливи нафти негативно впливають на якість атмосферного повітря, через потрапляння легких фракцій вуглеводнів до атмосферного повітря, через випаровування токсичних хімікатів з ґрунтової та водної поверхні.

Нафтогазова діяльність вносить свій внесок у процес зміни клімату за допомогою викиду великої кількості таких «парникових» газів, як CO₂ та CH₄

Основна кількість даних викидів відбувається в результаті спалювання нафти або газу для виробництва енергії, необхідної для функціонування видобуткової платформи, а також при спалюванні попутного газу.

Викиди NO_x утворюються при спалюванні попутного газу та газу в турбінах, необхідних для отримання енергії. Вплив цього виду викидів локально, однак може завдати серйозних екологічних збитків береговим екосистемам, так як велике накопичення даної речовини в атмосфері може привести до "кислотних дощів".

Викиди nmVOC (летючі органічні вуглеводні неметанового ряду) утворюються в результаті випаровування сирої нафти при її зберіганні або перевантаженні на термінали, або розливах. Коли nmVOC вступають у реакцію з NO_x під впливом сонця, утворюється озон.

Високі концентрації озону в приземному шарі завдати шкоди здоров'ю людей, рослинності, будівлям та спорудам.

2.2 Вплив вуглеводнів на водне середовище

Нафтові компоненти існують у різних формах (масляниста, дисперсна, емульгована, адсорбована) у надлишку поверхневих вод. Під час варіння від 60 до 70% нафти осаджується в сипучому млині в основній масі води, емульгується та адсорбується. Назвіть емульговані компоненти ще двічі. Решту на 80-90% складають ароматичні вуглеводи (бензол, толуол, етилбензол, ксилол та індій), які можуть мати високу токсичність при виділенні води. Нафта, випита з поверхні води, надходить у гарячі фурми складок, і мало процесів, що не пережили тривіальності (ві-парування, поділ, емульгування, окислення, агрегація, осадження, біодеградація) [13]. Цей процес відкладається як у стані, так і в кількості нафти у водному середовищі та в головах водотоків (очевидно, у воді стовпів, наявності частинок, планктону, температурі, сольовому розчині, освітленні тощо). накопичення стійкості до тих пір, поки в ґрунтових відкладах не зосередиться біологічний розподіл компонентів (смола, асфальтенів, парафінів та ін.) і максимум нафтопродуктів. Блукаючі нижні заброднені відкладення викляє вторинні забруднені води, прокладені нижче за течією річки, з метою зменшення діаметра частинок та пропускності річкового стоку.

При великих аваріях, коли родовище повністю покрите нафтою та не проводяться спеціальні експлуатаційні заходи, донні відкладення покриваються нафтовою кулькою та спостерігається деградація ґрунтових груп.

З урахуванням факторів, що безпосередньо стимулюють розкладання нафти, сприймається низька прозорість води, що сприяє фотоокисленню (переважно в середовищі), а також знижена температура, що призводить до нестачі кислотності, що спричиняє заморозки в період зима. Встановлено, що через наявність УФ коливань швидкість хімічної деструкції нафти зменшується вдвічі [14], а при зниженні температури на 10° - у 2-4 рази [15]. Зниження температури безпосередньо з зниженням біохімічних процесів, що з руйнуванням і трансформацією різних дискурсів. При анаеробному натиску

або кислотному голодуванні відбувається не окислення, а відновлення сульфатів та перетворення метану. При цьому у воді накопичуються токсичні для гідробіоту (меркаптанові, цирководні тощо) [16]. Найбільш забруднювальна і багата на важливі для окислення вуглеводами водна фракція може містити до 90% токсичних ароматичних забруднювачів.

2.3 Вплив вуглеводнів на ґрунтове середовище

При розгерметизації та аваріях на нафтопроводів відбувається розлив нафтопродуктів та забруднення ґрунтів. Забруднення значних площ можливо при фонтануванні нафти із робочих свердловин на стадії експлуатації під час буріння. Таке забруднення ґрунтів безумовно викликає серйозні екологічні негативні наслідки. Встановлено, розлита нафта, що потрапила в ґрунт, опускається вертикально вниз під впливом сили тяжіння; при цьому одночасно розповсюджується вшир, проникає в пори між частинками ґрунту. Забруднення нафтою призводить до суттєвих змін фізичних та хімічних властивостей ґрунтів. Наприклад, в результаті руйнування структур ґрунту знижується водопроникність ґрунтів. У забруднених нафтою ґрунтах значно зростає співвідношення між вуглецем і азотом за рахунок вуглецю нафти. Це погіршує азотний режим ґрунтів, порушує кореневе живлення рослин. Негативний вплив забруднення нафтою ґрунтів по харчовим ланцюгам негативно впливає і на людину [17].

В Україні нормування вмісту нафти і нафтопродуктів в ґрунті не встановлено. ГДК нафти і продуктів її переробки в ґрунті не визначена. Згідно санітарних норм та правил вміст нафтопродуктів у ґрунті не нормується. Існує лише посилання на орієнтовно допустиму концентрацію (ОДК) 0,2 г/кг у "Методиці визначення збитку, обумовленого забрудненням і засміченням земельних ресурсів у результаті порушення природоохоронного законодавства".

У РД 41-5804046-200-91 "Охорона навколишнього середовища при будівництві розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ" визначена ОДК для ґрунту – 4 г/кг, яка використовується для оцінювання

ступеня забрудненості ґрунтів нафтопродуктами. Цей показник декілька завищений, тому і оцінка забрудненості орієнтовна, враховуючи те, що кларк вмісту нафтових вуглеводнів у ґрунті в європейських країнах коливається у межах 0,01–0,5 г/кг, а у великих містах України досить звичні показники 1–3 г/кг. На територіях, прилеглих до підприємств переробки, видобування та зберігання нафтопродуктів, фон досягає 6 г/кг [18].

2.4 Вплив вуглеводнів на тваринний та рослинний світ

Токсична дія нафти та нафтопродуктів на зоопланктон встановлюється при концентрації від 0,001 мл/дм³. При концентрації нафтопродуктів 0,1 мг/дм³ зоопланктон гине. Для водних організмів нафта і нафтопродукти є високотоксичними речовинами і належать до групи нервово-паралітичних отрут. Вуглеводні нафти мають руйнівну дію на ранніх стадіях розвитку гідробіонтів, проте не призводять до швидкого вимирання дорослих організмів. Для ікри, молоді риби та ракоподібних концентрація олії становить лише 0,1-0,01 мг/дм³, а на дорослі організми така концентрація не має токсичного впливу. Нафти та нафтопродукти мають наркотичну дію у гідробіонтів, яка пов'язана з розчинним компонентом, а токсична – з важкими фракціями, які викликають порушення газо- і водообміну, процесів фільтрації, пошкоджують зовнішні плівки, проникають в організм, що спричиняє пошкодження хромосом. Нафтові вуглеводні можуть переходити з травного тракту в кровотік і проникати в жирову тканину, що створює небезпеку транспорту нафтових вуглеводнів у загальних трофічних взаємовідносинах гідробіоценозів і проникнення цих речовин в організм людини. ГДК нафтопродуктів (у розчиненому та емульгованому стані) у водних об'єктах господарсько-питного та культурного призначення становить 0,3 мг/дм³, для рибогосподарських водойм – 0,05 мг/дм³ [18, 19].

Розливи нафти можуть проникнути в структуру оперення птахів, хутро ссавців, при цьому знизиться їх теплоізоляційна здатність. Це робить тварин більш вразливими до коливань температури і набагато менш плавучими у воді. Морські птахи, залиті нафтою, стали яскравим зображенням наслідків

розливів нафти, а хімічні речовини, що виділяються при розливах нафти, здатні порушувати функції їх організму до такої міри, що біолог Сільвія Гауст стверджувала, що вбивство птахів, просочених нафтою, було б добрішим, ніж очищення їх.

Ефект розливу нафти може покривати пір'я птахів, унеможливаючи політ і видаляючи природну ізоляцію та гідроізоляцію, яку забезпечують пір'я.

Розливи нафти можуть забруднити шляхи міграції та місця гніздування. Доцент Йоркського університету Торонто Гейл Фрейзер сказала: «Смертність морських птахів викликає занепокоєння через особливості їхнього життєвого шляху.

Вплив розливу нафти на дику природу може негативно вплинути на людей. Наприклад, забруднення місцевих екосистем може вплинути на спільноти, які покладаються на ці екосистеми для виживання. Однак сільськогосподарські культури та джерела їжі стають отруйними або зникають зовсім у результаті дестабілізації харчових ланцюгів.

Постачання води в прилеглих районах піддаються ризику забруднення через розлив нафти. У 2013 році через розливи нафти було перервано водопостачання 300,000 XNUMX людей в Мірі, Малайзія і 80,000 XNUMX людей у Кока, Еквадор. Рибалки та місцеві корабельні працівники можуть втратити свої джерела доходу через проблеми зі здоров'ям, пов'язані з впливом нафти, такі як ураження органів дихання, зниження імунітету та підвищений ризик раку.

Висновки за розділом 2

Таким чином, не існує жодного компонента природного середовища, на який не вплинув б аварійний розлив нафти (повітряне середовище, мікроклімат, водне, ґрунтове середовище....). За статистичними даними, при аварійних виливах нафти близько 80% нафти потрапляє у ґрунтове середовище, 17% - у водне середовище

Схематичне зображення негативного впливу на компоненти довкілля розгерметизації нафтопроводу наведено на рис. 2.1

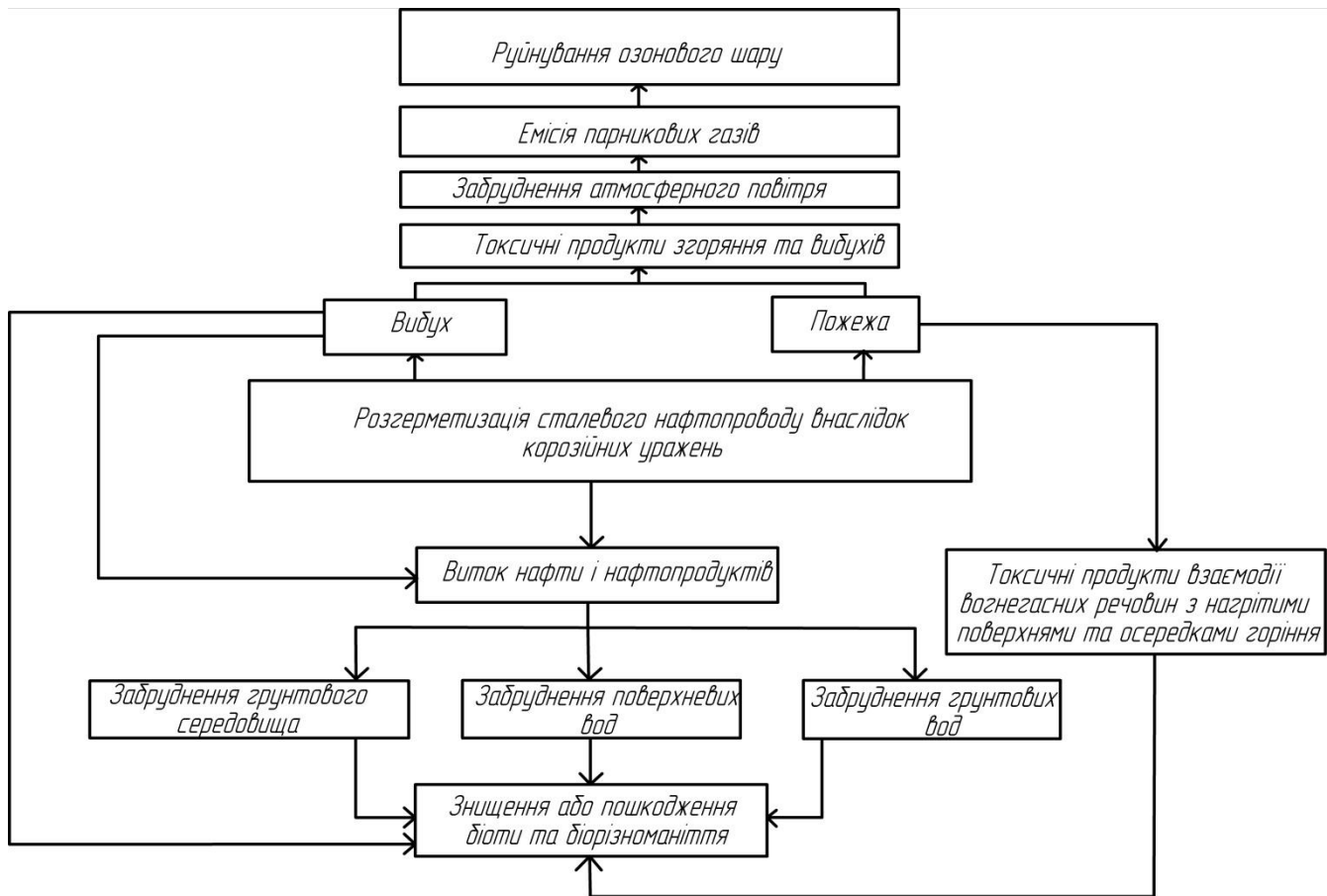


Рисунок 2.1 – Схематичне зображення негативного впливу на довкілля внаслідок корозійних процесів з розгерметизацією сталевих нафтопроводів

РОЗДІЛ III РОЗРАХУНОК ПОТЕНЦІЙНИХ НЕБЕЗПЕК ДОВКІЛЛЮ ПРИ РОЗГЕРМЕТИЗАЦІЇ НАФТОПРОВОДУ

3.1 Оцінювання ступеня екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів за допомогою побудов дерева подій

Для аналізу наслідків розгерметизації нафтопроводів доцільно використовувати фактори: витрата і об'єм нафти, площу забрудненої території. Об'єм нафти обчислюється як витрата помножена на час витікання. Витрата нафти, яка витікає з отвору пошкодженого нафтопроводу залежить від коефіцієнта витрати, площі отвору та напору в точці витікання.

Площа забрудненої території внаслідок аварійного розливу значною мірою залежить від уклону місцевості, типу ґрунту та його властивостей.

Аналіз можливих наслідків розгерметизації нафтопроводу є одним із етапів оцінювання екологічних ризиків.

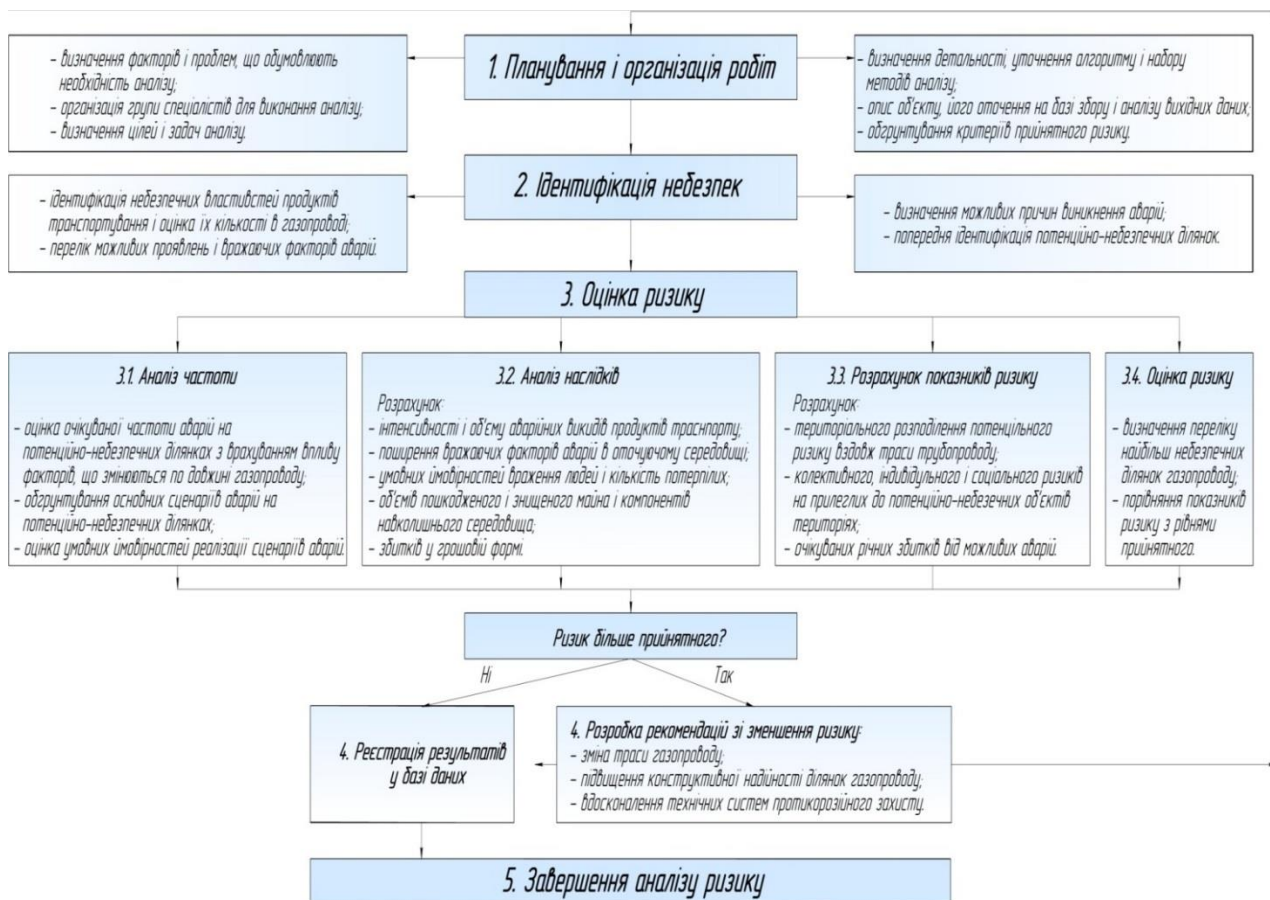


Рисунок – 3.1 Блок-схема оцінювання екологічних ризиків функціонування нафтопроводів

Для аналізу можливих наслідків та сценаріїв розвитку подій після розгерметизації нафтогазопроводу, як складної системи, доцільно використовувати метод «дерева подій». Послідовність подій (не тільки відмов системи, а й зовнішніх впливів на неї), які призводять до аварії, можна простежити за допомогою «дерева подій». На відміну від структурних схем і «дерева відмов» «дерево подій» має глибший фізичний зміст. Якщо основною перевагою «дерева відмов» порівняно з блок-схемами є облік причинно-наслідкового зв'язку між відмовами елементів, то «дерево подій» дає картину фізичних процесів, які призводять елементи і систему до критичних станів. Аналіз «дерева подій» дає змогу відповісти на запитання: які аварійні ситуації можуть виникнути і які ймовірності цих подій? Відповідь можна отримати за допомогою аналізу можливих сценаріїв розвитку аварії. Термін «сценарій» розглядають при цьому як відносну картину можливого розвитку подій, розроблену з метою зосередження уваги на вивченні причинно-наслідкових зв'язків і на тих моментах розвитку небезпечних подій, які потребують прийняття управлінських рішень з метою недопущення їх переростання у надзвичайну ситуацію. Сценарій має давати послідовні відповіді на такі запитання: як саме, крок за кроком, може виникати та чи інша гіпотетична ситуація; які альтернативні розв'язки існують на кожному етапі розвитку подій для того, щоб вплинути на даний процес і вжити превентивних заходів безпеки.

В роботі побудовані дерева можливих подій при розгерметизації ділянки нафтогазопроводу в загальному випадку (рис. 3.2-3.4) [20-23].

ДЕРЕВО ПОДІЙ ВПЛИВУ РОЗЛИВУ НАФТИ НА АТМОСФЕРУ

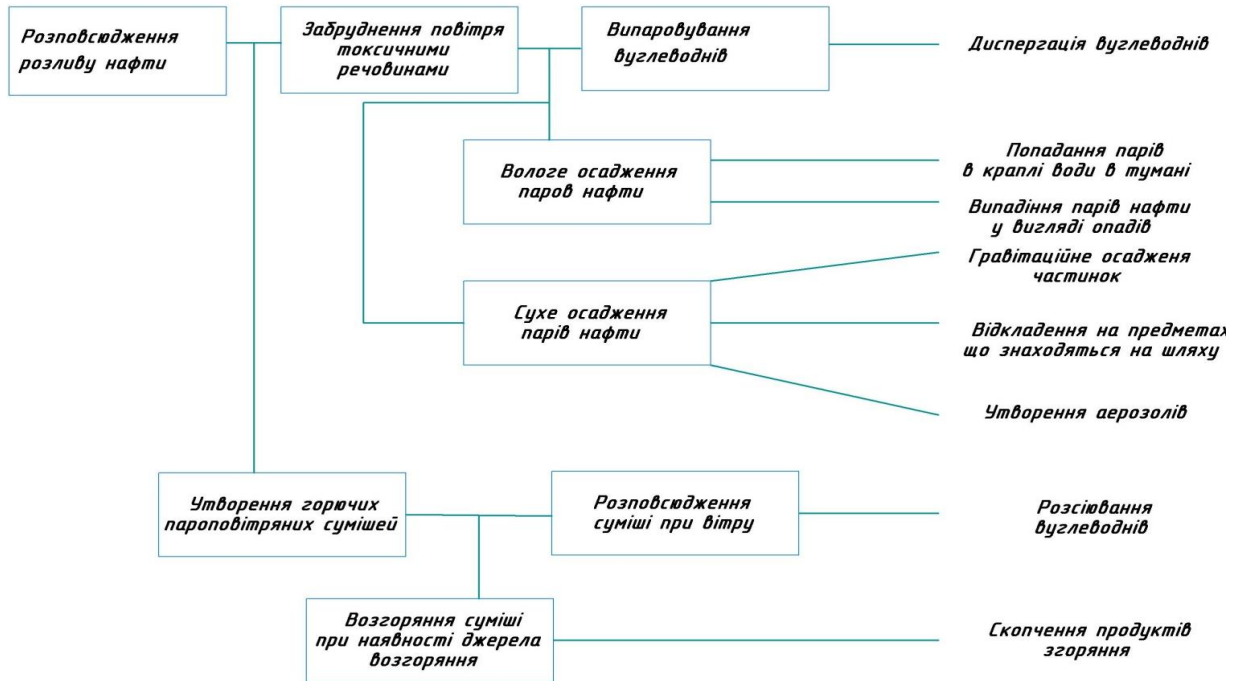


Рисунок – 3.2 Схема «дерева подій» впливу розливу нафти на атмосферне повітря

ДЕРЕВО ПОДІЙ ВПЛИВУ РОЗЛИВУ НАФТИ НА ВОДНІ РЕСУРСИ

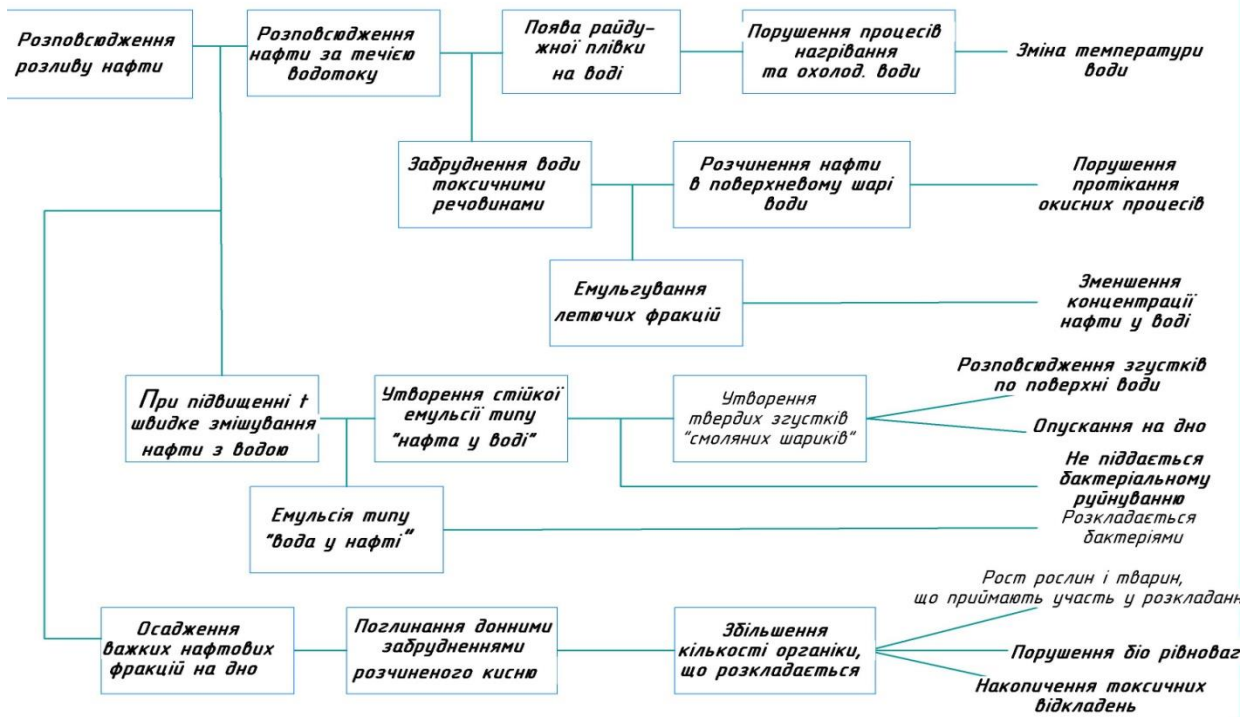


Рисунок – 3.3 Схема «дерева подій» розливу нафти на водні ресурси

ДЕРЕВО ПОДІЙ ВПЛИВУ РОЗЛИВУ НАФТИ НА ЗЕМЕЛЬНІ РЕСУРСИ



Рисунок – 3.4 Схема «дерева подій» впливу розливу нафти на земельні ресурси.

3.2 Розрахунок потенційних небезпек компонентам довкілля при розгерметизації нафтопроводу

Для визначення можливих потенційних небезпек при виливах нафти і нафтопродуктів з пошкодженої ділянки нафтопроводу використано методику [23] для досліджуваної ділянки магістрального нафтопроводу.

Протяжність ділянки становить $l = 148,3$ км, діаметр труби $D = 530$ мм. Різниця геодезичних позначок становить $\Delta Z = 42$ м. Прийнято витрату нафти у діючому нафтопроводі при працюючих насосних станціях $Q_0 = 1,08$ м³/с витрата нафти в пошкодженому нафтопроводі $Q_в = 1,35$ м³/с; тиск на початку і в кінці ділянки трубопроводу в пошкодженому стані становить $P_1 = 50,4 \cdot 10^5$ Па та $P_2 = 5,05 \cdot 10^5$ Па відповідно. Густина нафти досліджуваного родовища складає $838 - 872$ кг/м³, приймаємо середню $\rho = 855$ кг/м³. Умовно прийнято гідравлічний ухил при перекачуванні нафти по діючому

нафтопроводу $i_0 = 0,006$ мм. Протяжність від насосної станції до місця пошкодження $x = 83$ км. Показник режиму руху нафти по нафтопроводу $m_0 = 1,75$. Умовно прийнемо, що аварія сталася о $\tau_a = 8$ год 15 хв, час зупинки насосів $\tau_o = 8$ год 30 хв, час закриття засувок $\tau_3 = 9$ год 00 хв, тоді $\tau_1 = 15$ хв (900 с), а $\tau_2 = 45$ хв (2700 с).

Розраховано об'єм нафти, яка вилілася з нафтопроводу з моменту розгерметизації до зупинки роботи насосів (для всіх сценаріїв):

$$\begin{aligned} V_1^h &= Q_1 \times \tau_1 = 1,347 \times 900 = 1212,3 \text{ м}^3 \\ V_2^h &= Q_1 \times \tau_2 = 1,347 \times 2700 = 3636,9 \text{ м}^3 \end{aligned} \quad (3.1)$$

Витрата нафти через місце пошкодження Q_1 становитиме:

$$Q_1 = Q - Q_0 \left\{ 1/(l-x) \times \left[Z_1 - Z_2 + \frac{(P_1 - P_2)}{\rho \times g} - i_0 \times x \times \left(\frac{Q}{Q_0} \right)^{2-m_0} \right] / i_0 \right\}^{\frac{1}{2}-m_0} \quad (3.2)$$

$$Q_1 = 1,35 - 1,08 \left\{ 1/(148300 - 12500) \times \left[250 - 201 + \frac{(50,4 \times 10^5 - 50,05 \times 10^5)}{0,855 \times 9,81} - 0,006 \times 12500 \times \left(\frac{1,35}{1,08} \right)^{2-1,75} \right] / 0,006 \right\}^{\frac{1}{2}-1,75} = 1,347 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Розрахуємо об'єм нафти, яка вилілася з трубопроводу з моменту зупинки перекачування нафти до закриття засувок. Для розрахунків тривалість витікання нафти τ_2 з моменту зупинки перекачування τ_o до закриття засувок τ_3 розбивається на елементарні інтервали τ_i , усередині яких режим витікання (напір і витрата) приймається незмінним. Зазвичай достатня точність розрахунків отримується при $\tau_i = 0,25$ год:

$$\begin{aligned} V_2^q &= Q_{1i} \times \tau_2 = 0,0114 \times 1800 = 20,524 \text{ м}^3 \\ V_2^q &= Q_{2i} \times \tau_2 = 0,0712 \times 1800 = 128,276 \text{ м}^3 \\ V_2^q &= Q_{3i} \times \tau_2 = 0,0285 \times 1800 = 514,056 \text{ м}^3 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Витрата нафти через вибрані дефектні отвори:

$$Q_{1i} = \mu \times \omega \times \sqrt{2 \times g \times h_i} = 0,595 \times 0,0007 \times \sqrt{2 \times 9,81 \times 37,5} = 0,0114 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_{2i} = \mu \times \omega \times \sqrt{2 \times g \times h_i} = 0,595 \times 0,0044 \times \sqrt{2 \times 9,81 \times 37,5} = 0,0712 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (3.4)$$

де: μ – коефіцієнт витрати нафти через отвір нафтопроводу;

ω – площа дефектного отвору;

g – прискорення сили тяжіння;

h_i – напір в отворі.

$$Q_{3i} = \mu \times \omega \times \sqrt{2 \times g \times h_i} = 0,595 \times 0,0176 \times \sqrt{2 \times 9,81 \times 37,5} = 0,2850 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Напір в отворі:

$$h_i = Z_i - Z_m - h_m - h_a = 250 - 201,5 - 1 - 10 = 37,5 \text{ м} \quad (3.5)$$

де Z_m – геодезична відмітка місця пошкодження, м;

h_T – глибина закладання нафтопроводу від верху труби до поверхні землі, м;

h_a – атмосферний тиск, м.

Коефіцієнт витрати нафти через отвір нафтопроводу μ відповідного діаметра визначається залежно від числа Рейнольдса. Розраховане число Рейнольдса для усіх трьох розмірів дефектного отвору є більшим за 300000, а отже коефіцієнт витрати нафти через отвір нафтопроводу μ становить 0,595.

Площа дефектного отвору ω становить:

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

$$\omega_2 = 0,785 \times d^2 = 0,785 \times 0,75^2 = 0,0044 \text{ м}^2 \quad (3.6)$$

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

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

$$V_3 = \frac{\pi \times D_{\text{вн}}^2 \times l_e}{4} = \frac{3,14 \times 0,53^2 \times 5400}{4} = 1190,73 \text{ м}^3 \quad (3.7)$$

де l_e – сума довжин ділянок між перевальними точками.

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

$$V_1^c = V_1^q + V_3 = 20,524 + 1190,73 = 1211,3 \text{ м}^3 \quad (3.8)$$

$$V_2^c = V_1^q + V_3 = 128,276 + 1190,73 = 1339,5 \text{ м}^3$$

$$V_3^c = V_2^q + V_3 = 514,056 + 1190,73 = 1704,78 \text{ м}^3$$

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

$$V_1^y = V_{11}^n + V_1^c = 1212,3 + 1211,3 = 2423,35 \text{ м}^3$$

$$V_2^y = V_{12}^n + V_1^c = 3636,9 + 1211,3 = 4848,2 \text{ м}^3$$

$$V_3^y = V_{21}^n + V_2^c = 1212,3 + 1339,5 = 2551,8 \text{ м}^3 \quad (3.9)$$

$$V_4^y = V_{22}^n + V_2^c = 3636,9 + 1339,5 = 4976,4 \text{ м}^3$$

$$V_5^y = V_{31}^n + V_3^c = 1212,3 + 1704,78 = 2917,1 \text{ м}^3$$

$$V_6^y = V_{32}^n + V_3^c = 3636,9 + 1704,78 = 5341,7 \text{ м}^3$$

Середня (з врахуванням сценаріїв аварій) кількість втрат M_3 нафти визначається за формулою:

$$M_3 = \rho \sum_{i=1}^{12} f_i \times V_i (1 - K_{зб}) = 855 \times (0,55 \times 0,7 \times 2423,3 + 0,55 \times 0,3 \times 4848,2 + 0,35 \times 0,7 \times 2551,8 + 0,35 \times 0,3 \times 4976,4 + 0,1 \times 0,7 \times 2917,1 + 0,1 \times 0,3 \times 5341,7) = 2774389,5 \text{ кг} \quad (3.10)$$

де $K_{зб}$ – величина частки зібраної нафти, може становити 0,5 – 0,9 при тривалості зупинки перекачування 15 хв і тривалості перекриття засувок 30 хв (приймаємо $K_{зб} = 0,7$);

f_i – ймовірність для кожного сценарію, прийнято на основі [13].

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

$$R_v = \omega \times M_3 = 0,408 \times 2774389,5 \text{ кг} \quad (3.11)$$

де ω – інтенсивність аварійних відмов на ділянці траси

$$\omega_n = \frac{\omega_{сер} \times F_n}{B_{сер}} = \frac{0,245 \times 10^4 \times 5}{3} = 0,408 \times 10^{-4} \quad (3.12)$$

де $\omega_{сер}$ – середньостатистичне значення аварій на всіх діючих МН за останні 5 років, становить $0,245 \times 10^{-4}$, 1/км рік;

$B_{сер}$ – бальна оцінка середньостатистичного нафтопроводу, приймається 3;

F_n – бальна оцінка різних ділянок магістрального нафтопроводу, що залежить від терміну їх експлуатації і місця пролягання. Приймається 5, оскільки термін експлуатації перевищує 30 років і лінійна частина трубопроводу за розміщенням може бути віднесена до ділянок траси, що проходять через місцевість з підвищеною щільністю населення, в яких можливі витіки нафти з магістральних нафтопроводів через розкрадання нафтопродуктів, вандалізм і інші дії з боку третіх осіб та ділянок траси, що примикають до НПС, які є «джерелами» або «приймачами» циклічних навантажень на МН, пов'язаних із змінами режиму перекачування і виникненням при цьому гідравлічних хвиль. За отриманими даними згідно з [25] можемо оцінити забруднення земель та водних об'єктів. З точки зору тяжкості екологічних наслідків в загальному випадку можна виділити три види взаємного розташування місця аварії на нафтопроводах з природними об'єктами:

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

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

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

3.2.1. Оцінювання ймовірної площі забруднення ґрунтів

Використовуючи методику [24] виконаємо оцінку ступеню забруднення земель.

Ступінь забруднення земель визначається нафтонасиченістю ґрунту.

Нафтонасиченість ґрунту або кількість нафти, що поглинулася ґрунтом, визначається із відношення:

$$M_{en} = K_n \times \rho \times V_{гр}, кг \quad (3.13)$$

$$M_{en} = 0,38 \times 3552,44 \times 855 = 1154187,76 кг = 1154,2 т$$

$$V_{en} = K_n \times V_{гр}, м^3 \quad (3.14)$$

$$V_{en} = 0,38 \times 3552,44 = 1349,93 м^3$$

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

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

$$V_z = F_{гр} \times h_{гр}, м^3 \quad (3.15)$$

$$V_z = 71048,9 \times 0,05 = 3552,44 м^3$$

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

3.2.2 Оцінювання ступеню забруднення водних об'єктів

Ступінь забруднення водних поверхонь визначається масою розчиненої та емульгованої у воді нафти. Маса нафти, що забруднює товщу води, визначається за формулою (для середніх водотоків – річок):

$$M_{не-к} = 8,7 \times 10^{-4} \times M_p (C_n - C_\phi) \quad (3.16)$$

де C_n – концентрація насичення, приймається в залежності від типу водного об'єкта ($C_n = 122$ г/м³ для річок);

$C_\phi = 0,05$ г/м³ – фонові концентрації розчиненої та емульгованої нафти в річці до аварії;

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

$$M_p = (m_p - m_\phi) F_n \times 10^{-6} + (C_p - C_\phi) V_p \times 10^{-6} т \quad (3.17)$$

де F_n – площа поверхні річки, покрита нафтою, м²;

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

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

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

$$M_p = (70 - 2)324,5 \times 10^{-6} + (8 - 0,05) \times 973,47 \times 10^{-6} = 6,37t$$

3.3 Кількісний аналіз ризику можливих розливів нафти при аваріях на магістральних нафтопроводах

Мережа нафтопроводів України є важливим елементом міжнародної системи транспортування нафти і відіграє значну роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни. Магістральні нафтопроводи, довжина яких становить близько 5000 км, прокладені через регіони з різними кліматичними зонами та інженерно-геологічними умовами.

У разі відмов магістральних нафтопроводів, що виникають під дією різних факторів, порушується природний режим ґрунтів і водних об'єктів, забруднюється атмосфера, що часто призводить до екологічного лиха.

Аварії на нафтопроводах в результаті яких виникають надзвичайні ситуації, що становлять загрозу людям, об'єктам економіки та навколишньому природному середовищу – це аварії з розливами нафти, пожежами та забрудненням прилеглих територій. Для попередження і ліквідації подібних надзвичайних ситуацій необхідно кількісно оцінити ризик можливих розливів нафти та їх наслідок, та розробити на цій основі заходи направлені на їх попередження.

Експертиза декларацій промислової безпеки, а також спеціальні розрахунки з використанням числового моделювання, показали, що аварії на ділянках нафтоперегінних будівель та споруд (за виключенням морських терміналів) не можуть являтися джерелом надзвичайних ситуацій з ураженням населення та значним екологічним збитком. Основний ризик аварій та надзвичайних ситуацій на магістральних нафтопроводах пов'язаний з аваріями на лінійних ділянках.

Найбільший ризик аварій виникає на ділянках, що мають тріщини, підводні переходи, перетини з іншими трубопроводами, автомобільними та залізничними дорогами, лініями електропередач, а також на ділянках з вмонтованою запірною арматурою, ділянках, що пролягають поблизу населених пунктів (оскільки можливі несанкціоновані врізання з метою крадіжки нафтопродуктів та шкоди для жителів) та об'єктів підвищеної господарської діяльності.

Незважаючи на важливість безаварійної експлуатації магістральних нафтопроводів, проблемі прогнозування ризиків, за результатами внутрішнього трубного та зовнішнього діагностування з урахуванням технологічних режимів і рельєфу місцевості, приділена недостатня увага. Необхідно розглядати у взаємозв'язку технічний та екологічний ризики, які пов'язані з технологічними режимами експлуатації та з прогнозуванням можливих витікань нафти і площ забрудненої території в разі виникнення аварійної ситуації.

При аваріях на магістральних нафтопроводах забруднюється значна територія. В окремих випадках нафта безпосередньо потрапляє у водоймища. Крім того можуть забруднюватися і підземні води. Внаслідок випаровування нафти, що розлилася, атмосфера забруднюється легкими вуглеводнями.

Експерти-дослідники П.П. Бородавкін, Р.М. Говдяк, В.Я. Грудз, Б.І. Кім, Ю.О. Кузьменко, А.Г. Телегін, Я.М. Семчук, Л.С. Шлапак виділяють цілий ряд причин відмов трубопроводів, що створюють технічний ризик. Важливо зазначити, що технічний ризик нерозривно пов'язаний з екологічним, оскільки без першого не було б другого. Екологічний ризик дає змогу оцінити масштаби впливу відмов нафтопроводів на довкілля.

Отже, для запобігання екологічної небезпеки прогнозування ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів є актуальним і вимагає комплексного дослідження факторів, які впливають на них.

З аналізу літературних джерел випливає, що для трубопроводів тривалої експлуатації характерна значна кількість дефектів. Дефекти в тілі труби

відрізняються глибиною та довжиною. Причини виникнення дефектів можуть бути різноманітними: від електрохімічної корозії металу до механічних пошкоджень внаслідок врізання та браку під час виконання монтажних робіт. Більш небезпечними є глибокі дефекти невеликої довжини, ніж дефекти, у яких глибина незначна, але велика протяжність.

Для прогнозування екологічного ризику можна використати фактори, які впливають на нього – витрата і площа забрудненої території. Витрата нафти, яка витікає з отвору пошкодженого нафтопроводу залежить від коефіцієнта витрати, площі отвору та напору в точці витікання.

При експлуатації трубопровідних систем часто виникають різні зміни в режимах роботи технологічного обладнання, які залежать від фізико-хімічних характеристик транспортованих нафт, напрямків їх транспортування, дотримання передбачених вимог тощо. В процесі заміщення легких нафт важчими, в яких суттєво відрізняються густини, наприклад, $\rho = 790 \dots 900 \text{ кг/м}^3$, тиск на початку трубопроводу зростає від 3,7 МПа до 4,2 МПа, що може призвести до виникнення аварійної ситуації. Тому для прогнозування технічного ризику необхідно враховувати стрибкоподібну зміну тиску.

Використовуючи окремо технічний або екологічний ризику, не можна дати правильної оцінки небезпеки тієї чи іншої досліджуваної ділянки магістрального нафтопроводу.

Площа забрудненої території внаслідок аварійного розливу в значній мірі залежить від рельєфу місцевості. Формування стоку нафти відбувається методом найшвидшого спуску. Розрахунок розподілу кількості розлитої нафти дає порівняння кількості розлитої нафти, яка просочується з поверхні землі, випаровується та стікає по рельєфу місцевості, з якого впливає, що за різко пересіченого профілю траси у випадку аварійних витікань основна маса нафти стікає по схилах, а за наявності в зоні розтікання водних об'єктів – забруднює їх. Для прогнозування оцінки забруднення навколишнього середовища нафтою можна використати показник екологічної небезпеки, яку

створює нафтопровід у випадку його відмови. Результати розрахунків показують, що найінтенсивнішому забрудненню піддаються водні об'єкти, а найменшому – атмосферне повітря.

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

$$R_{ек.в} = \frac{R_{ек.дійсне}}{R_{ек.доп}} = \frac{\lambda}{\lambda_{сер}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_{max} \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_{max} \cdot n} \quad (3.18)$$

де λ - частота виникнення аварій, 1/(рік*км) – таблиця 1;

$\lambda_{сер}$ - середньостатистична частота виникнення аварій, 1/(рік*км) – таблиця 1;

n – кількість дефектів в тілі труби (за результатами діагностування приймаємо 3-5);

Q_i = 0,78 м³/год – прогнозована витрати нафти;

Q_{max} = 0,97 м³/год – максимально допустима витрата нафти;

S_i = 10583,6 м² – площа забруднення земель при витраті Q_i ;

S_{max} = 23504,5 м² – максимально можлива площа забруднення.

Відносний екологічний ризик для досліджуваної ділянки магістрального нафтопроводу за формулою (1) буде дорівнювати:

$$R_{ек.в} = \frac{0,24}{0,245} \cdot \left(\frac{0,78}{0,97 \cdot 3} + \frac{0,78}{0,97 \cdot 4} + \frac{0,78}{0,97 \cdot 5} \right) \cdot \left(\frac{10583,6}{23504,5 \cdot 3} + \frac{10583,6}{23504,5 \cdot 4} + \frac{10583,6}{23504,5 \cdot 5} \right) = 0,217 \quad (3.19)$$

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

Відносний технічний ризик при експлуатації трубопроводу оцінюється

$$\text{за такою залежністю: } R_{\text{т.в}} = \frac{\lambda}{\lambda_{\text{сер}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{p_{\text{експ.}i}}{p_{n.i} \cdot n} \quad (3.20)$$

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

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

$$R_{\text{т.в}} = \frac{0,24}{0,245} \cdot \left(\frac{5,04}{4,94 \cdot 3} + \frac{5,04}{4,94 \cdot 4} + \frac{5,04}{4,94 \cdot 5} \right) = 0,783 \quad (3.21)$$

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

Таблиця 3.1 - Статистичні дані про аварії на нафтопроводах за 1987-2007 роки

<i>Рік</i>	<i>Довжина нафтопроводів, тис. км</i>	<i>Число аварій</i>	<i>Число аварій, наведене до 1000 км нафтопроводів</i>
1987	43,7	50	1,21
1988	45,7	31	0,71
1989	45,4	47	1,03
1990	48,0	25	0,52
1991	50,9	37	0,73
1992	54,2	23	0,42
1993	56,2	22	0,39
1994	56,6	18	0,32
1995	57,1	18	0,31
1996	59,5	16	0,27
1997	60,4	24	0,40
1998	62,2	27	0,43

1999	64,2	24	0,37
2000	64,1	16	0,25
2001	65,9	25	0,38
2002	66,3	17	0,26
2003	66,7	17	0,25
2004	49,7	10	0,20
2005	49,7	10	0,20
2006	49,7	12	0,24
2007	49,6	12	0,24

Частота виникнення аварій на лінійній частині магістральних нафтопроводів за період експлуатації має наступні кількісні значення:

- Частота виникнення аварій на лінійній частині магістральних нафтопроводів в Росії дорівнює $2,98 \times 10^{-4}$ подій \times км⁻¹ \times рік⁻¹;

- Частота виникнення аварій на лінійній частині магістральних нафтопроводів в Західній Європі дорівнює $1,92 \times 10^{-4}$ подій \times км⁻¹ \times рік⁻¹.

Середнє значення наведених вище частот виникнення аварій на лінійній частині магістральних нафтопроводів $2,45 \times 10^{-4}$ подій \times км⁻¹ \times рік⁻¹.

Крім того, є відомості про частоту відмов нафтопроводів в залежності від характеру відмови або пошкодження (таблиця 3. 2).

Таблиця 3.2 - Частота відмов в залежності від характеру відмови нафтопроводу

Характер відмови нафтопроводу	Частота відмов, подій \times км ⁻¹ \times рік ⁻¹
<i>Корозійна відмова. Одиночний корозійний наскрізний дефект з еквівалентним діаметром 2 дюйми</i>	$2,4 \times 10^{-4}$
<i>Структурна відмова. Тріщина в стінці трубопроводу з еквівалентним діаметром 12 дюймів</i>	$6,0 \times 10^{-5}$

<p>"Гільйотина". Розрив труби на повний переріз в результаті зовнішніх впливів</p>	<p>$6,12 \times 10^{-5}$</p>
--	---

3.4 АНАЛІЗ НАСЛІДКІВ РОЗГЕРМЕТИЗАЦІЇ НАФТОПРОВОДА НА ПОТЕНЦІЙНО НЕБЕЗПЕЧНИХ ДІЛЯНКАХ

Аналіз техногенного ризику (ризика аварій) на підприємствах, що займаються видобуванням, переробкою і транспортуванням вуглеводнів, є необхідним елементом управління екологічною безпекою. Ця процедура включає систематизацію всієї доступної інформації про стан небезпечного об'єкту і його оточення з точки зору промислової безпеки, ідентифікацію небезпек, оцінку ризику аварій, аналіз отриманих показників ризику, розробку рекомендацій щодо зниження ризику і перевірку їх ефективності у наступному циклі аналізу об'єктів.

Цілі і завдання аналізу ризику на різних етапах життєвого циклу небезпечних об'єктів розрізняються і повинні бути конкретизовані для кожного етапу: на етапі обґрунтування інвестицій (коли вирішуються завдання оцінки доцільності реалізації проекту, пошуку прийняттого варіанту розміщення таких об'єктів, порівняльної оцінки економічної ефективності, оцінки побічних соціальних та екологічних наслідків), розробки проектної документації на будівництво і розширення таких об'єктів, введення в експлуатацію (виведення з експлуатації) об'єктів, експлуатації об'єктів, при реконструкції і технічному переозброєнні об'єктів, при капітальному ремонті на небезпечних промислових об'єктах.

Основними кількісними складовими ризику є:

- очікувана частота аварій;
- розміри зон негативного впливу вражаючих факторів аварій;
- кількість потерпілих, у тому числі загиблих і поранених (при реалізації конкретного сценарію аварії);

- умовна ймовірність ураження людей (при реалізації конкретного сценарію аварії);
- збиток від аварії (при реалізації конкретного сценарію аварії).

Основними кількісними показниками ризику є: очікуваний річний збиток; потенційний територіальний ризик; колективний ризик; індивідуальний ризик та соціальний ризик.

Структура, зміст етапів алгоритму і методичний підхід до аналізу ризику лінійної частини магістральних газопроводів визначаються специфікою лінійної частини, що характеризується наступними особливостями:

1. Висока продуктивність магістральних газопроводів і значна протяжність секцій між лінійними кранами – властивості, що об'єктивно зумовлюють у разі розриву трубопроводів викид у довкілля великих кількостей природного газу.
2. Прямий контакт магістральних газопроводів з природним середовищем, що визначає наявність взаєморуйнуючих процесів у системі «трубопровід-середовище», що знижують конструктивну надійність трубопроводу;
3. Лінійна протяжна макрогеометрії, яка обумовлює:
 - той факт, що різні ділянки траси кожного конкретного трубопроводу експлуатуються в неоднакових ґрунтових, гідрогеологічних, ландшафтно-топографічних, сейсмічних, соціально-демографічних, господарсько-економічних і пов'язаних з ними антропогенних і техногенних умовах при змінних по трасі конструктивно-технологічних та експлуатаційних параметрах самого трубопроводу, що визначає відмінність на різних ділянках траси значень очікуваної частоти аварій і видів та обсягів можливого збитку від аварій;
 - непередбачуваність точного місця виникнення аварії по довжині траси, що ускладнює методичні підходи до розрахунку показників ризику на прилеглий до траси трубопроводу території;
 - проходження значної частини магістральних газопроводів по густонаселених територіях при відсутності огорожі трас, яка обумовлює підвищення

ймовірності антропогенних впливів на трубопровід і виникнення великого соціально-економічного збитку в результаті викликаних цими впливами аварій.

При проведенні аналізу ризику лінійної частини магістральних газопроводів під аварією на лінійній частині магістральних газопроводів слід розуміти розрив газопроводу на повний переріз з викидом природного газу із займанням або без займання в навколишнє середовище.

Першим етапом аналізу ризику лінійної частини магістральних газопроводів є планування і організація робіт, що включає:

- визначення факторів і проблем, що обумовлюють необхідність аналізу;
- організація групи спеціалістів для виконання аналізу;
- визначення цілей і задач аналізу;
- визначення детальності, уточнення алгоритму і набору методів аналізу;
- опис об'єкту, його оточення на базі збору і аналізу вихідних даних;
- обґрунтування критеріїв прийнятного ризику.

На другому етапі необхідно ідентифікувати небезпеки, тобто:

- ідентифікація небезпечних властивостей продуктів транспортування і оцінка їх кількості в газопроводі;
- перелік можливих виявлень і вражаючих факторів аварій;
- визначення можливих причин виникнення аварій;
- попередня ідентифікація потенційно-небезпечних ділянок.

Останнє є дуже важливим для подальшого аналізу ризику. Розглянемо даний підетап детальніше.

Під потенційно-небезпечними ділянками магістральних газопроводів розуміють ділянки траси, аварії на яких можуть призвести до значного соціально-економічного збитку (загибелі і травмування людей), збитку компонентам майнового комплексу і природного середовища, а також ділянки з підвищеною ймовірністю виникнення аварій.

Виділення потенційно-небезпечних ділянок на магістральних газопроводів слід проводити за допомогою плану їх траси з прилеглою

територією з урахуванням даних із технологічної схеми магістральних газопроводів.

В якості таких ділянок в першу чергу необхідно виділяти:

а) ділянки магістральних газопроводів, поблизу яких, на відстані не більше 0,5 км від їх осі, розташовані населені пункти, окремі громадські будівлі, місця масового скупчення людей і комплекси будівель, споруд, обладнання сторонніх організацій.

Розташування та довжина кожної ділянки для об'єктів наближено визначаються наступним чином. Серединою ділянки є точка перетину з віссю газопроводу перпендикуляра, проведеного до його осі з найближчої до газопроводу точки розглянутого об'єкта. Довжина ділянки визначається виразом:

$$L = 2 \sqrt{I_{\text{ед}}^2 - L_{\text{тп}}^2}, \quad (3.22)$$

де $L_{\text{тп}}$ – відстань від осі газопроводу до найближчої до газопроводу точки об'єкта, км;

$H_{\text{кр}}$ – дальність розповсюдження від місця аварії переважаючого вражаючого фактору аварії (теплової радіації від пожежі), обчислюється як:

$$I_{\text{ед}} = 0,5 \sqrt{\frac{P_0}{10} \cdot \frac{\dot{A}_0}{1400}}, \quad (3.23)$$

де P_0 – фактичний тиск газу на розглянутій потенційно-небезпечній ділянці до аварії, МПа;

D_y – умовний діаметр газопроводу в межах розглянутої потенційно-небезпечної ділянки, мм.

б) підземні переходи через автомобільні і залізні дороги і прилеглі до них ділянки газопроводів ($L_{\text{азд}} = H_{\text{кр}}$ км в обидва боки від переходів).

Додатково в якості потенційно-небезпечних ділянок рекомендується розглядати наступні ділянки:

а) ділянки газопроводів, що проходять по оброблюваним сільськогосподарським угіддям;

б) ділянки газопроводів, поблизу яких, на відстані не більше 0,5 км від осі газопроводів, розташовані лісові угіддя;

в) ділянки газопроводів, на яких розташовані майданчики кранових вузлів, газовимірювальні станції, включаючи ділянки завдовжки $H_{кр}$ в обидві сторони по трасі газопроводу від місць розташування наземного обладнання;

г) підводні переходи газопроводів з береговими розмивними ділянками;

д) ділянки перетинів магістральних газопроводів з різними трубопроводами, включаючи ділянки газопроводів довжиною $H_{кр}$ в обидві сторони від місць перетинів;

е) ділянки газопроводів, на яких коли-небудь мали місце розриви і свищі або за діагностуванням виявлено небезпечні дефекти в стінці труби;

ж) ділянки, що прилягають до компресорних станцій з боку нагнітання [26].

Слід позначити на плані траси магістральних газопроводів кордони всіх потенційно-небезпечних ділянок для подальшого аналізу, визначити кілометраж їх кордонів по трасі і пронумерувати такі ділянки порядковими номерами. Наступні етапи аналізу проводяться вже для кожної виділеного на трасі газопроводу потенційно-небезпечної ділянки.

У Полтавській області наявні умови для створення потенційно-небезпечних ділянок магістральних газопроводів, оскільки вони проходять поряд або безпосередньо через с/г угіддя, лісові угіддя, землі природно-заповідного фонду, водні джерела; перетинають автомобільні і залізничні шляхи, розташовані близько до населених пунктів.

На рис 3.1 показано, що магістральні газопроводи Полтавської області проходять через лісові масиви, тобто у цих місцях вони виступають потенційно-небезпечними ділянками.

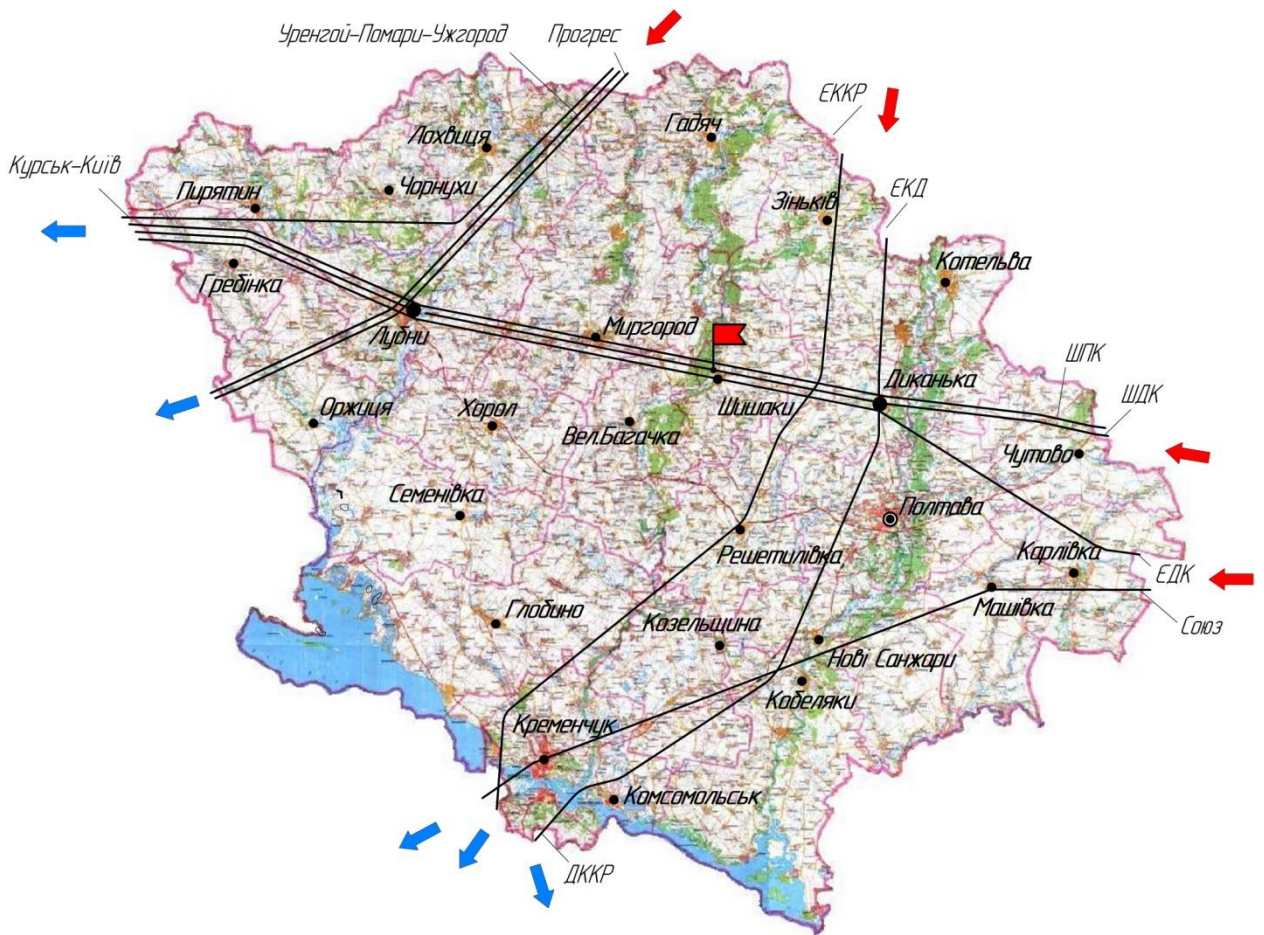


Рисунок 3.1 – Проходження магістральних газопроводів Полтавської області через лісові масиви

На малюнку для прикладу прапорцем позначено місце розриву газопроводу. Розглянемо рекомендований порядок визначення площі знищених та пошкоджених лісових угідь від теплового впливу.

Для території навколо розглянутої точки розриву магістрального газопроводу з нанесеним контуром лісових угідь розраховується розподіл питомого теплового потоку опромінення на момент часу $t_{хар} = 90$ с після початку витікання газу і будується зона теплового впливу у вигляді ізолінії теплового потоку $q_y = 7$ кВт/м².

Потім визначається площа знищеного лісу $S_{ліс}$, що потрапляє в зону теплового впливу, обмежену ізолінією 7 кВт/м² і контуром лісових угідь.

Для характерного випадку простягання лісу за межі зони 7 кВт/м² (по всьому її периметру) площа $S_{ліс}$ для кругової зони теплового впливу наближено розраховується (див. Рис. 3.1) так:

$$S_{\text{ліс}} = 0,0001 \cdot (\pi \cdot R_7^2 - 2 \cdot R_7 \cdot L_{\text{кор}}), \quad (3.24)$$

де R_7 – радіус кругової зони теплового впливу, обмеженою ізоляцією 7 кВт/м^2 , м;

$L_{\text{кор}}$ – ширина коридору трубопроводів з урахуванням ширини розчищених від рослинності смуг по обидві сторони від коридору, м (очищаються смуги по 3 м від осей крайніх ниток).

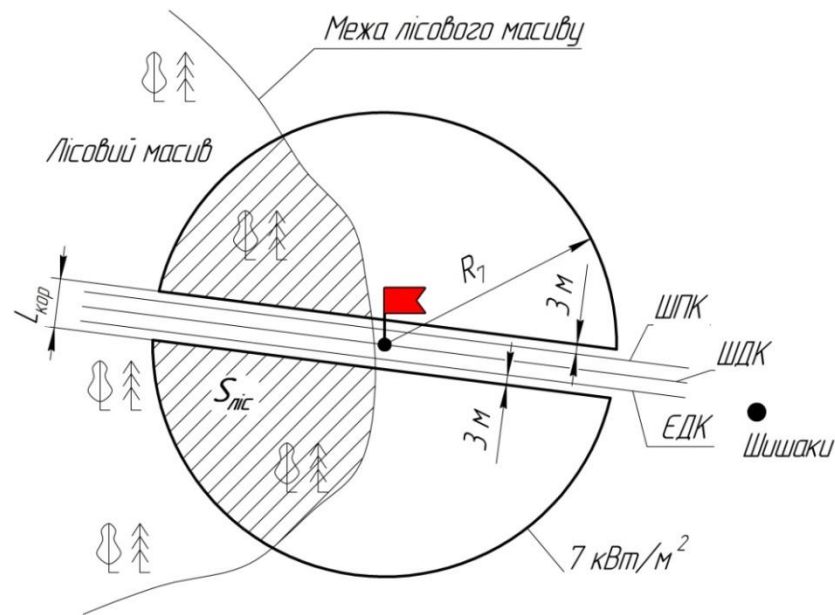


Рисунок 3.2 – Площа знищеного лісу в результаті теплового впливу від аварії на магістральному газопроводі

Для зони теплового впливу у формі еліпса з великою віссю, що збігається з віссю магістрального газопроводу (для аварії з групи «Пожежа в котловані» з похилим уздовж осі газопроводу полум'ям у формі циліндра) (рисунок 3.3, а):

$$S_{\text{ліс}} = 0,0001 \cdot (\pi \cdot L_m \cdot L_b - 2 \cdot L_b \cdot L_{\text{кор}}), \quad (3.25)$$

де L_b , L_m - довжина, відповідно, великої і малої осей еліпса, утвореного ізоляцією 7 кВт/м^2 , м;

Для зони теплового впливу у формі еліпса з великою віссю, перпендикулярною осі газопроводу (для аварії групи «Пожежа в котловані» з похилим поперек осі газопроводу полум'ям у формі циліндра) (рис. 3.3, б):

$$S_{\text{ліс}} = 0,0001 \cdot (\pi \cdot L_m \cdot L_b - L_b^2 / L_m \cdot L_{\text{кор}}), \quad (3.26)$$

Для зони теплового впливу у формі двох однакових «пелюсток», центральносиметричних відносно точки розриву газопроводу, з поздовжніми осями, що збігаються з віссю газопроводу (для аварії з групи «струменеві полум'я») (рисунок 3.3, в):

$$S_{лис} = 0,0001 \cdot (L_M \cdot L_{\delta} - 2 \cdot L_{\delta} \cdot L_{кор} + L_{\delta} \cdot L_{кор}^2 / L_M), \quad (3.27)$$

де L_{δ} - довжина поздовжньої осі «пелюстки», утвореного ізолінією 7 кВт/м^2 , м;

L_M - максимальна ширина цієї ж «пелюстки», м.

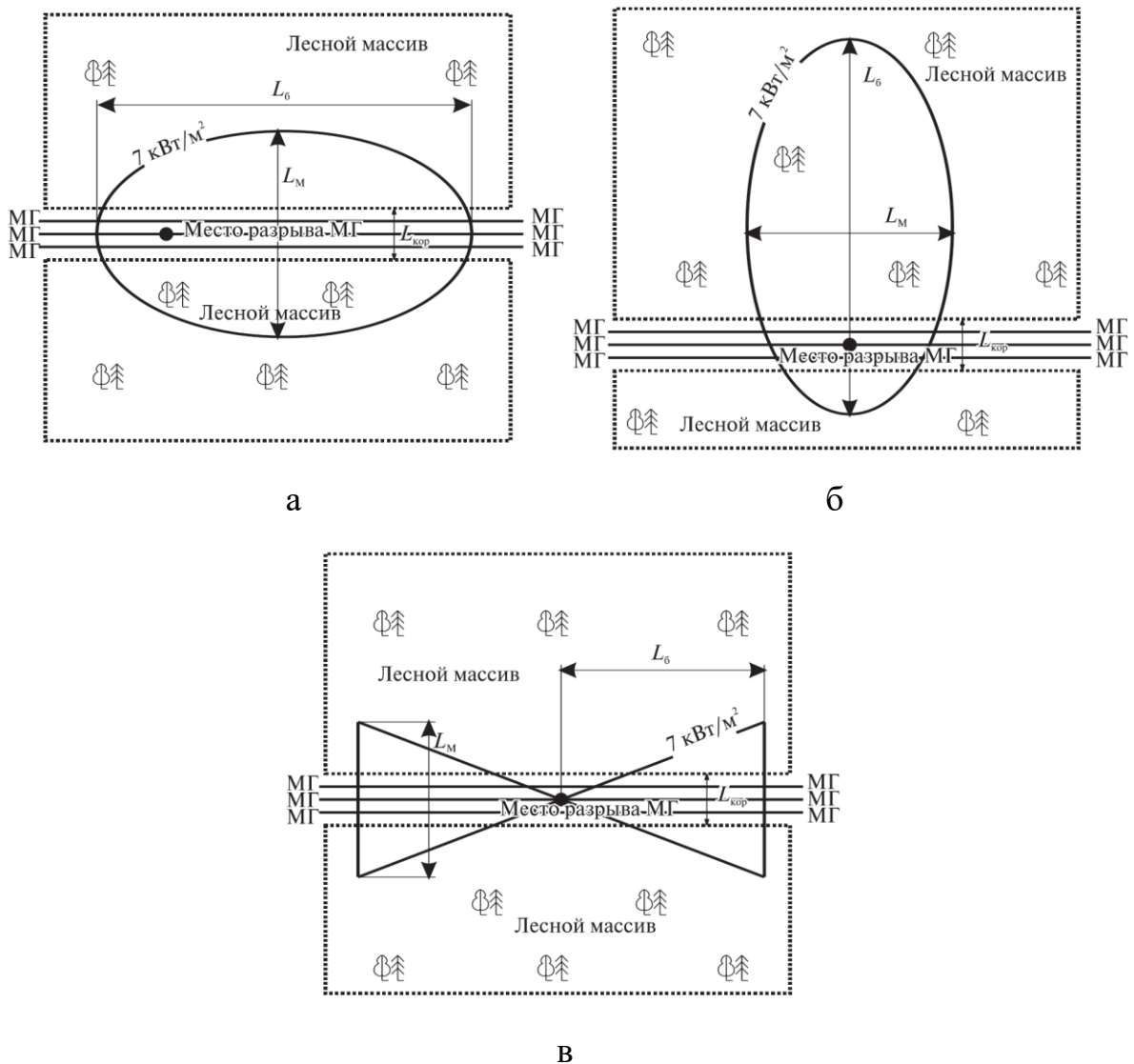


Рисунок 3.3 – Зони теплового впливу при аваріях на магістральних газопроводах:

а – для зони теплового впливу у формі еліпса з великою віссю, що збігається з віссю магістрального газопроводу;

б – для зони теплового впливу у формі еліпса з великою віссю, перпендикулярною осі газопроводу;

в – для зони теплового впливу у формі двох «пелюсток».

Наступним етапом є оцінка ризику. Даний етап має чотири під етапи:

1. Аналіз частоти – оцінюється очікувана частота аварій на потенційно-небезпечних ділянках з врахуванням впливу факторів, що змінюються по довжині газопроводу, обґрунтуються основні сценарії аварій та оцінюються умовні ймовірності реалізації сценаріїв аварій.
2. Аналіз наслідків передбачає проведення розрахунку інтенсивності і об'єму аварійних викидів продуктів транспорту, поширення вражаючих факторів аварій в оточуючому середовищі, умовних ймовірностей враження людей і кількість потерпілих; об'ємів пошкодженого і знищеного майна і компонентів навколишнього середовища, а також збитків у грошовій формі.
3. Розрахунок показників ризику включає розрахунок територіального розподілення потенціального ризику вздовж траси трубопроводу, колективного, індивідуального і соціального ризиків на прилеглих до потенційно-небезпечних об'єктів територіях та очікуваних річних збитків від можливих аварій.
4. Оцінка ризику – це визначення переліку найбільш небезпечних ділянок газопроводу та порівняння показників ризику з рівнями прийняттого.

Після виконання цих підетапів з'ясовують, чи є ризик більшим за прийнятний. Якщо ні, то отримані результати реєструються у базі даних і аналіз ризику вважається завершеним. Якщо так, тоді отримані результати також реєструються у базі даних та розробляються рекомендації зі зниження ризику, наприклад змінюють трасу газопроводу, вживають заходи для підвищення надійності експлуатації газопроводів, вдосконалюють систему протикорозійного захисту тощо. Після цього знову проводять аналіз ризику, починаючи з першого етапу, до тих пір, доки ризик не буде менше прийняттого. В цьому і полягає циклічність його проведення.

Висновки за розділом 3.

Використовуючи модельну ділянку нафтопроводу , розраховано технічний та екологічний ризики розгерметизації ділянки труби. Встановлені потенційні небезпеки при розгерметизації нафтопроводу та розраховано маса нафтим, що буде втрачена до закриття засуваок, площа забрудненого ґрунту та водного дзеркала найближчого водного об'єкта.

Встановлено, що проведення аналізу ризиків магістральних нафтогазопроводів є важливою складовою в системі заходів, спрямованих на підвищення надійності, ефективності та безпечності експлуатації газопроводів. Аналіз дасть змогу виявити фактичне становище на ділянках газопроводів, спрогнозувати можливі негативні наслідки в разі виникнення надзвичайних ситуацій та дозволить вчасно вжити необхідні заходи з метою їх попередження.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній бакалаврській роботі на основі аналізу наукової та науково-технічної літератури проведений аналіз статистичних даних щодо аварій на нафтогазопроводах. За результатами аналізу встановлено, що 70% нафтогазопроводів України вичерпали свій експлуатаційний ресурс. Динаміка аварійних ситуацій має позитивну тенденцію як в світі, та і в Україні.

Встановлено, що при розгерметизації нафтогазопроводу не існує жодного компонента природного середовища, на який не вплинув б аварійний витік вуглеводнів (повітряне середовище, мікроклімат, водне, ґрунтове середовище....). За статистичними даними, при аварійних виливах нафти близько 80% нафти потрапляє у ґрунтове середовище, 17% - у водне середовище

Використовуючи модельну ділянку нафтопроводу , розраховано технічний та екологічний ризику розгерметизації ділянки труби. Встановлені потенційні небезпеки при розгерметизації нафтопроводу та розраховано масу нафти, що буде втрачена до закриття засуваок, площу забрудненого ґрунту та водного дзеркала найближчого водного об'єкта до місця розгерметизації труби.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <https://istories.media/investigations/2020/10/15/neftyanie-avarii-sluchayutsya-kazhdie-polchasa-issledovanie-realnikh-masshtabov-zagryaznenii-prirodi/>
2. <https://web.archive.org/web/20191213220458/https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/pipeline-incident-flagged-files>
3. https://www.wdrb.com/news/gas-pipeline-explosion-in-rural-kentucky-shoots-flames-into-the-sky/article_33eb732c-8f2a-11ea-875c-67603e87e26a.html
4. https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_pipeline_accidents_in_the_United_States_in_2020#:~:text=newswest9.com
5. <https://www.fox26houston.com/news/city-of-mont-belvieu-fire-contained-at-lone-star-ngl-facility>
6. <https://web.archive.org/web/20210122232113/https://www.wsocvtv.com/news/local/deq-gasoline-spill-huntersville-12-million-gallons-much-higher-than-estimated/W5SZ3F27ANAXHNMTKYBU65SXG4/>
7. <https://www.naturalgasintel.com/nymex-natural-gas-futures-flat-as-traders-mull-stronger-exports-ballooning-storage/>
8. <https://www.icis.com/explore/resources/news/2020/08/21/10543984/texas-propane-pipeline-blast-restricts-ship-traffic-at-corpus-christi-port>
9. <https://www.argusmedia.com/en/news/2135257-port-of-corpus-reopens-after-pipeline-fire-update>
10. <https://portal.phmsa.dot.gov/analytics/saw.dll?Dashboard>
11. https://network.bellona.org/content/uploads/sites/4/2015/07/fil_Bellona-Glava4.pdf
12. <https://zaxid.net/news/>
13. Егоров Н.Н., Шипулин Ю.К. Особенности загрязнения природных вод и грунтов нефтепродуктами // Водные ресурсы. – 1998. – Т. 25. – № 5. – С. 598–602.

14. Сохина Л.И., Щербаков О.Н. Особенности деструкции нефти в прибрежных районах Баренцева моря // Мониторинг окружающей среды в условиях Крайнего Севера / Под ред. В.В. Крючкова. – Мурманск, 1984. – С. 15–16.
15. Морозов Н.В., Николаев В.Н. Влияние условий среды на развитие нефтеразлагающих микроорганизмов // Гидробиологический журнал. – 1978. – Т. 14. – № 4. – С. 55–61.
16. Кондратьева Л.М. Вторичное загрязнение водных экосистем // Водные ресурсы. – 2000. – Т. 27. – № 2. – С. 221–231.
17. <https://uk.wikipedia.org/wiki>
18. Шестопалов О. В. Охорона навколишнього середовища від забруднення нафтопродуктами: навч. посіб. / Шестопалов О. В., Бахарєва Г. Ю., Мамєдова О. О. та ін.– Х. : НТУ «ХПШ», 2015. – 116 с.
19. Пукіш А. В. Підвищення екологічної безпеки при спорудженні нафтогазових свердловин : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 21.06.01 – екологічна безпека / Пукіш А. В. – Івано-Франківськ, 2008. – 22 с.
20. Степова О.В., Хоменко А.С. Оцінка рівня техногенно-екологічної експлуатації нафтопроводів. Матеріали XX Міжнародної науково-практичної конференції «Екологія. Людина. Суспільство». (Київ, 23 травня 2019 р.). Київ: НТУУ «КПШ імені І. Сікорського». 2019. С. 101 – 102
21. Гомеля М.Д., Степова О.В. Оцінка рівня техногенно-екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів. *Екологічні науки: науково-практичний журнал* / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА. 2019. №(2)25. Т.2 С. 12 – 15.
22. Степова О.В. Техногенна безпека експлуатації магістральних нафтопроводів. *Збірник наукових праць (галузеве машинобудування, будівництво*. Вип. 2(30). Полтава: ПолтНТУ. 2011. С. 266 – 269
23. Бабаджанова О.Ф., Павлюк Ю.Е., Сукач Ю.Г. Пожежонебезпечні аварійні виливи нафти з лінійної частини магістрального нафтопроводу. *Пожежна безпека: Зб. наук. праць*. Львів, 2010. №16. С.84-91.

24. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.)

25. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.)

26. Копей Б.В., Кузьмін О.О., Венгринюк Т.П. Аналіз поривів промислових трубопроводів в експлуатаційних умовах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2(55)С. 103 – 110

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Національний університет
“Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка”**

**Аналіз потенційних небезпек при аварійних
ситуаціях на нафтопроводах**

Виконав студент групи 401СЕ

Томаш М.Б.

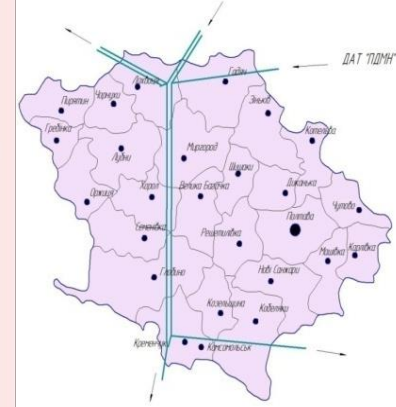
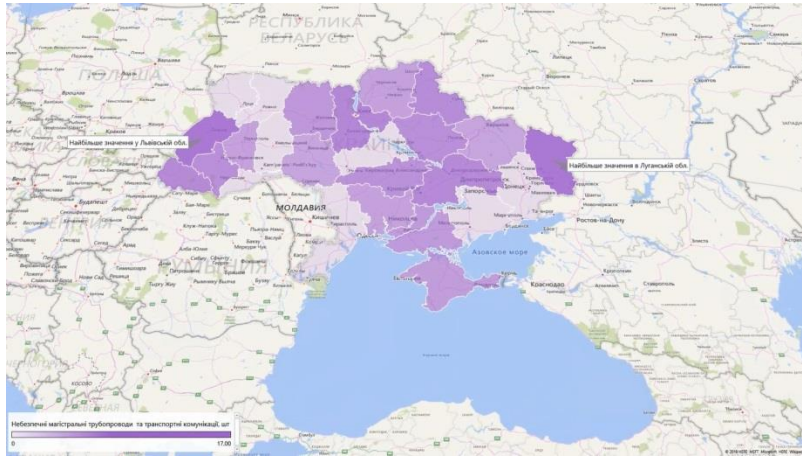
Керівник: д.т.н., професор

Степова О.В.

АКТУАЛЬНІСТЬ ДОСЛІДЖЕНЬ

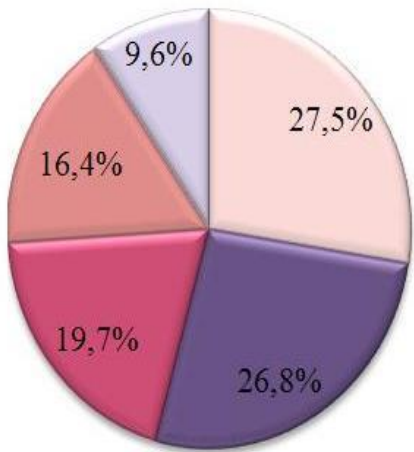
Потенційно небезпечні нафтопроводи України

Нафтотранспортна система України та Полтавської області



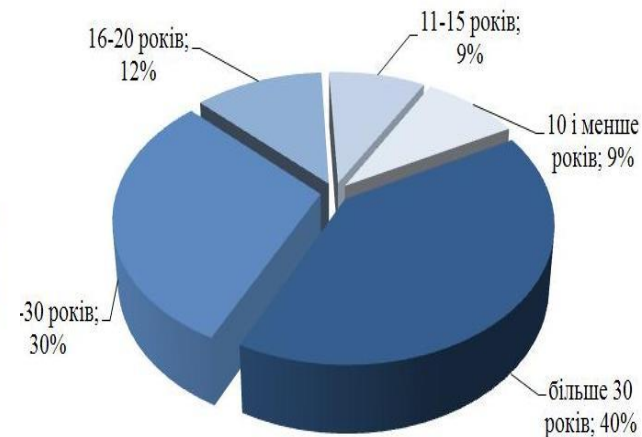
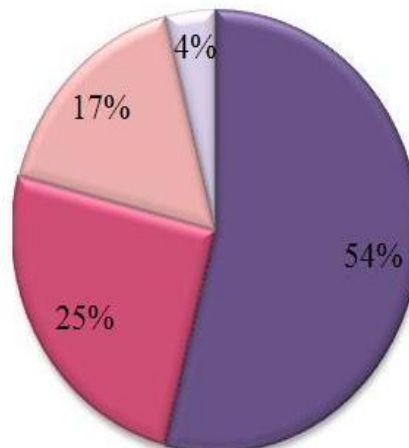
Причини аварій нафтопроводів та їх структура за тривалістю експлуатації

1990-2003р.р.



- Дефекти зварювання
- Корозія
- Заводський брак
- Механічні пошкодження
- Нависне ушкодження
- Інші

2012-2015р.р.



ВПЛИВ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ



Компонент довкілля	• Наслідки
Грунтово-рослинний покрив	<ul style="list-style-type: none"> • пошкодження, забруднення і знищення; зміна видового складу; зменшення пасовищних і лісових площ; ерозія, <u>зсувоутворення</u>, заболочування
Рельєф	<ul style="list-style-type: none"> • порушення природного рельєфу і мікрорельєфу, утворення ярів; зниження стійкості схилів
Земельні ресурси	<ul style="list-style-type: none"> • втрати земель; незручності в землекористуванні; забруднення ґрунту і погіршення його властивостей; пошкодження і знищення с/г посівів; зниження біологічної продуктивності
Тваринний світ	<ul style="list-style-type: none"> • зменшення тварин; обмеження їх пересування; створення перешкод міграційному шляху; <u>розлякування</u> і перерозподіл популяційних груп; погіршення умов проживання
Атмосферне повітря	<ul style="list-style-type: none"> • забруднення атмосфери; пригнічення росту рослин; інтоксикація тварин і населення
Водні ресурси	<ul style="list-style-type: none"> • забруднення води; руйнація берегів і прибережної смуги; перекриття, зміна, замулення і заростання русел; порушення <u>задернованості</u>, водного режиму і умов проживання водних організмів.

АКТУАЛЬНІСТЬ ДОСЛІДЖЕНЬ

Мета досліджень - провести аналіз потенційних небезпек компонентам довкілля при розгерметизації нафтопроводу.

Об'єкт дослідження - забруднення компонентів довкілля в наслідок розгерметизації нафтопроводу

Предмет дослідження - наслідки забруднення компонентів довкілля в наслідок аварійної розгерметизації нафтопроводу.

Використані методи: аналітичні, математичні

Задачі дослідження. Для досягнення вказаної мети було необхідно вирішити наступні задачі :

- 1.Провести аналіз статистичних даних щодо аварій на нафтопроводах;
- 2.Оцінити вплив вуглеводнів на компоненти довкілля в разі їх потрапляння через розгерметизацію нафтопроводу;
- 3.Розрахувати площі забруднених територій та акваторій для модельної ділянки нафтопроводу.

передбачає здійснення

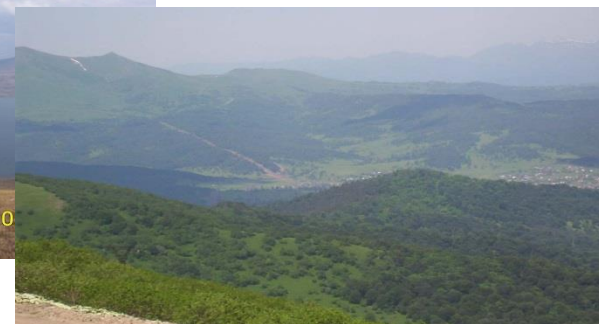
- **ІДЕНТИФІКАЦІЇ І ОЦІНКИ ФАКТОРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА, ЩО МОЖУТЬ ВПЛИВАТИ НА ЗБІЛЬШЕННЯ АБО ЗМЕНШЕННЯ ПОТЕНЦІЙНОГО РИЗИКУ АВАРІЇ**
- **ВИЯВЛЕННЯ КОМПОНЕНТІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА, ЯКІ МОЖУТЬ БУТИ ВРАЖЕНІ В НАСЛІДОК АВАРІЇ.**
- **ОЦІНКА СТУПЕНЯ ВПЛИВУ ДІЇ**
- **ОЦІНКА ІСНУЮЧОГО ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВІДІВ ТА ОБЛАДНАННЯ**
- **ВИЯВЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ АВАРІЙНО НЕБЕЗПЕЧНИХ ДІЛЯНОК ТРУБ**



Перетин поверхневої водойми



Перетин басейну водозбору



Перетин лісових масивів



Полтавщина, наслідки з'ясовуються



Суми, наслідки з'ясовуються



Приамурський край



Росія



Канада



*Росія, площа забруднених земель
1000 кв км*

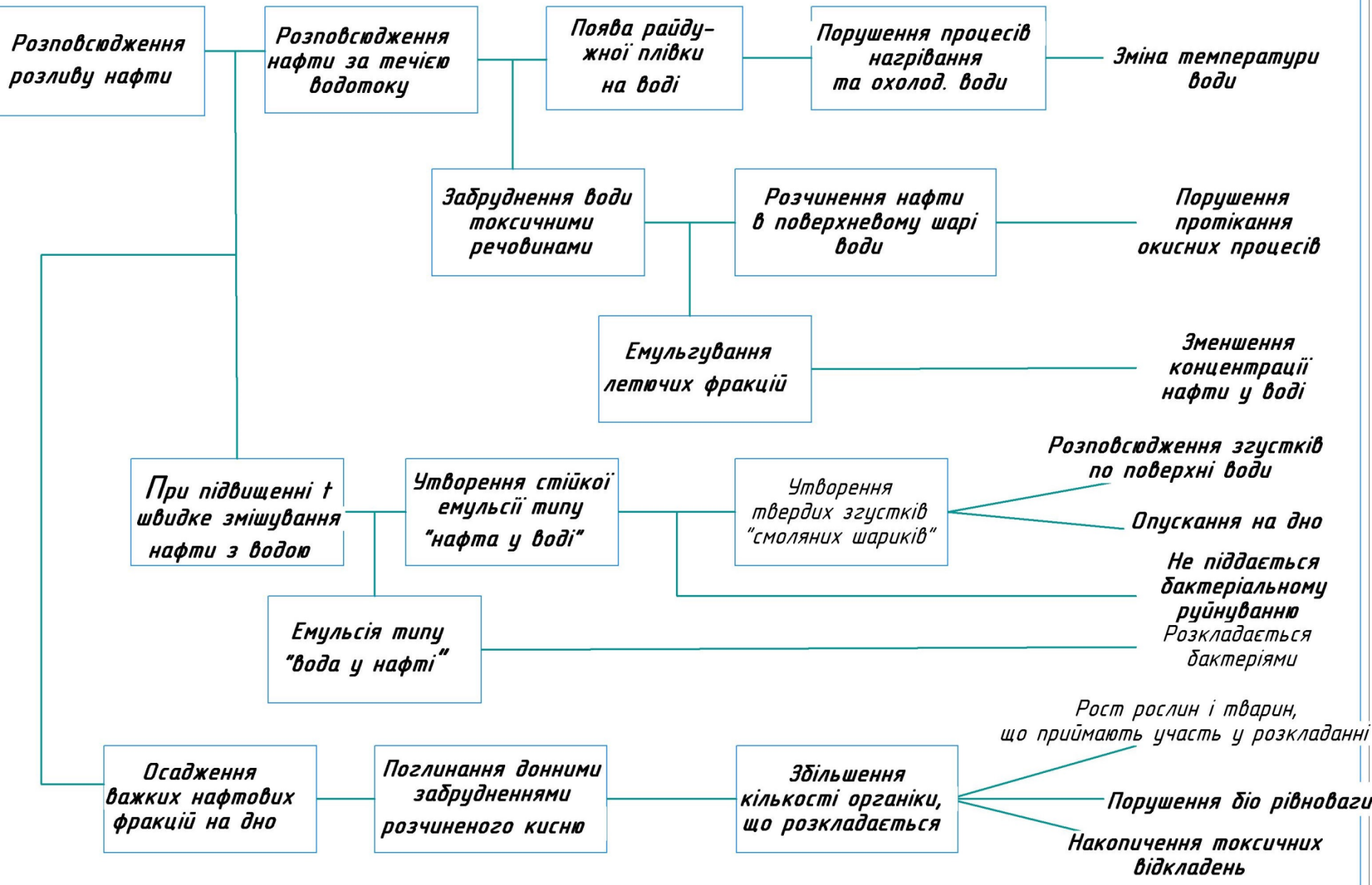


Львівщина, наслідки з'ясовуються

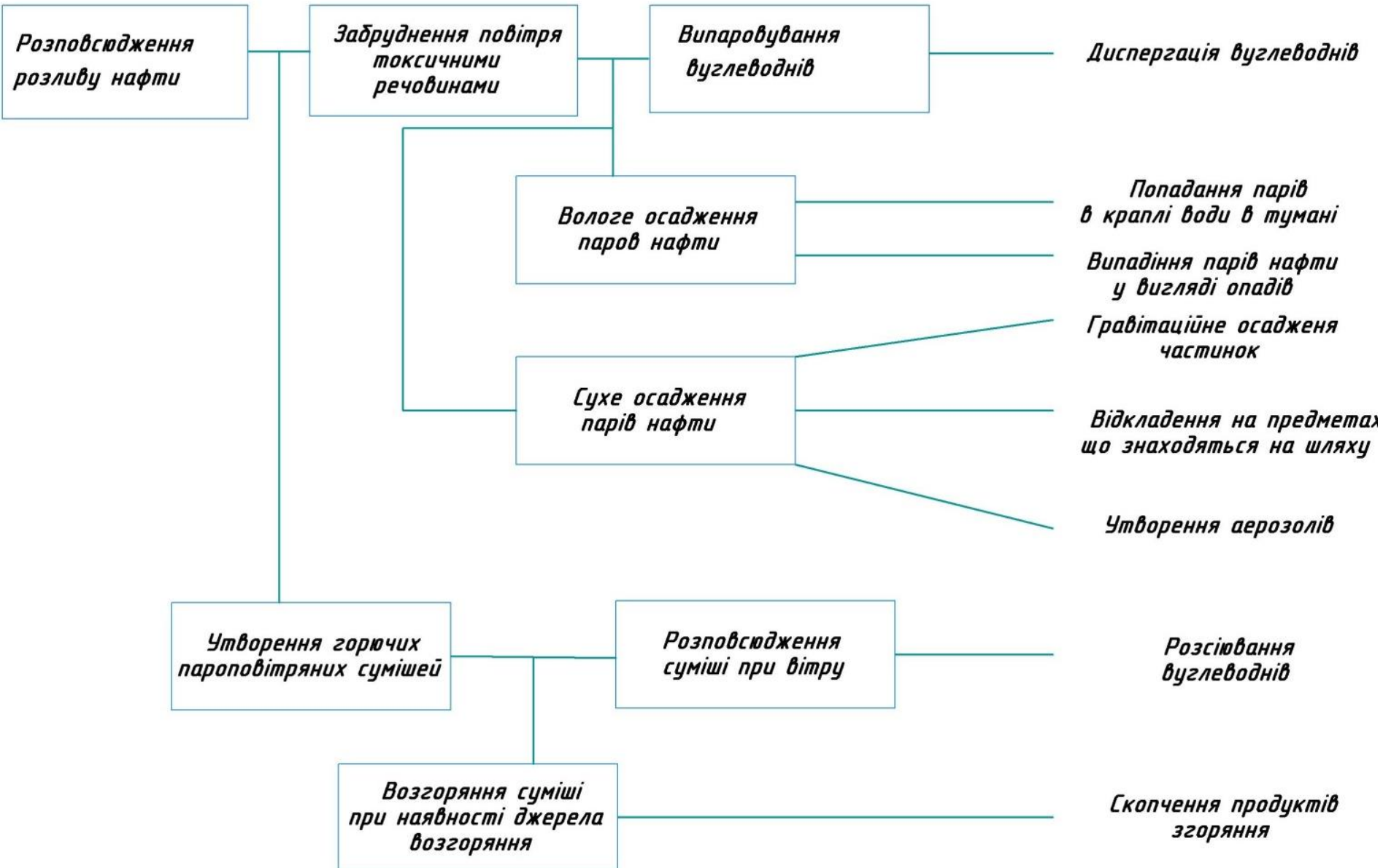


*Росія, площа забруднених земель
115 га тундри*

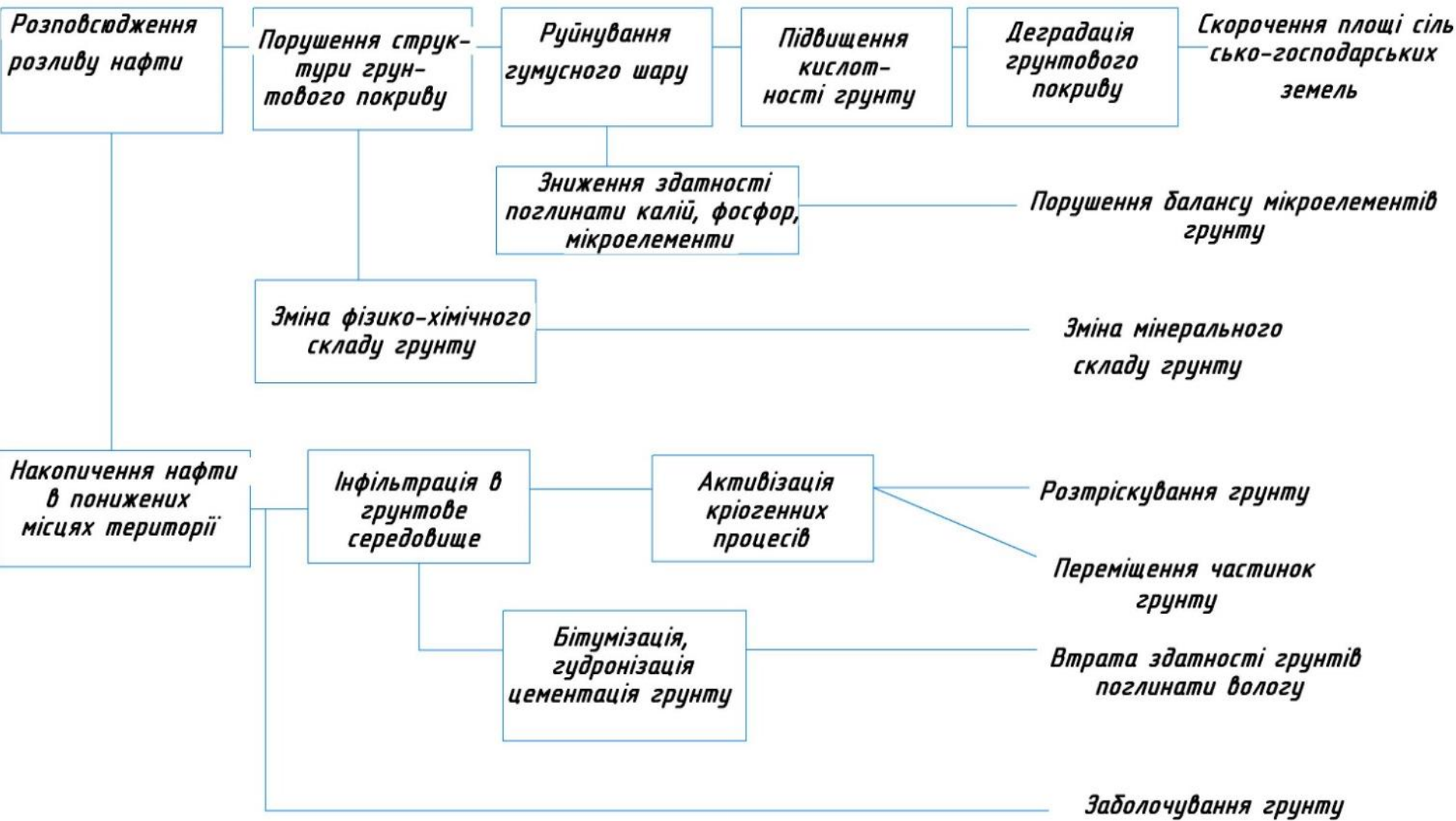
ДЕРЕВО ПОДІЙ ВПЛИВУ РОЗЛИВУ НАФТИ НА ВОДНІ РЕСУРСИ



ДЕРЕВО ПОДІЙ ВПЛИВУ РОЗЛИВУ НАФТИ НА АТМОСФЕРУ



ДЕРЕВО ПОДІЙ ВПЛИВУ РОЗЛИВУ НАФТИ НА ЗЕМЕЛЬНІ РЕСУРСИ



ХАРАКТЕРИСТИКА МОДЕЛЬНОЇ ДІЛЯНКИ НАФТОПРОВОДУ

ПОЧАТКОВІ УМОВИ: Протяжність ділянки становить $l = 148,3$ км, діаметр труби $D = 530$ мм. Різниця геодезичних позначок становить $\Delta Z = 42$ м. Витрата нафти $Q_0 = 1,08$ м³/с

тиск на початку і в кінці ділянки трубопроводу в пошкодженому стані становить $P_1 = 50,4 \cdot 10^5$ Па та $P_2 = 5,05 \cdot 10^5$ Па відповідно.

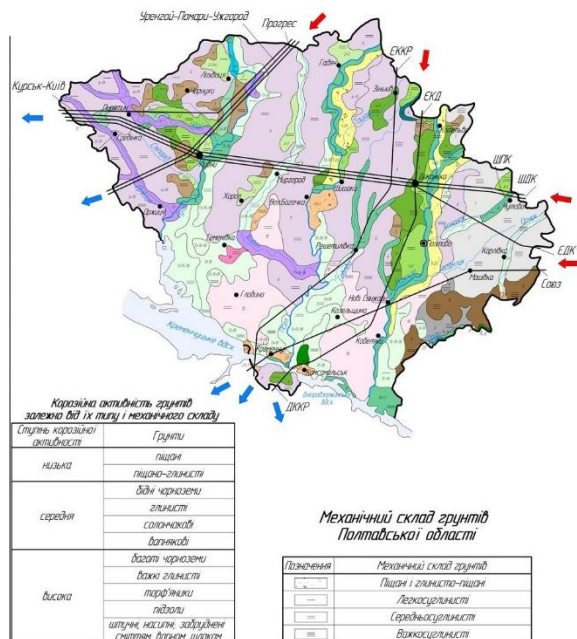
Густина нафти досліджуваного родовища складає $\rho = 855$ кг/м³.

Гідравлічний ухил $i_0 = 0,006$ мм.

Протяжність від насосної станції до місця пошкодження $x = 83$ км.

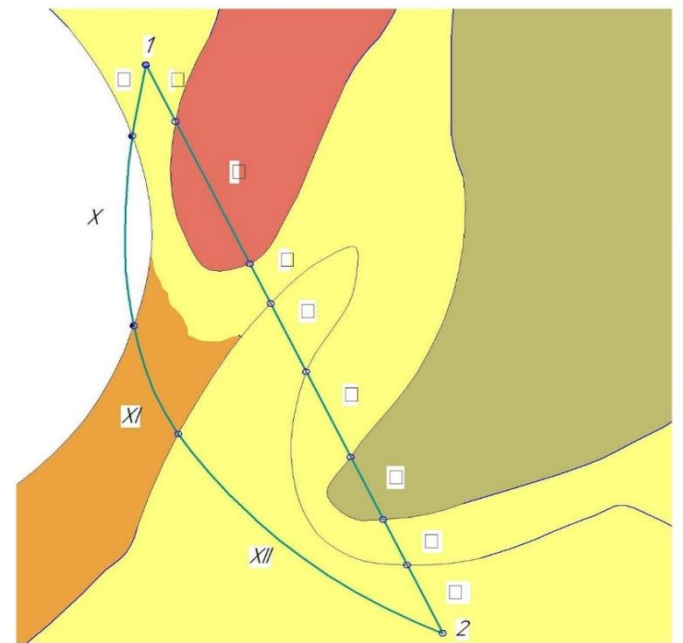
Показник режиму руху нафти по нафтопроводу $m_0 = 1,75$.

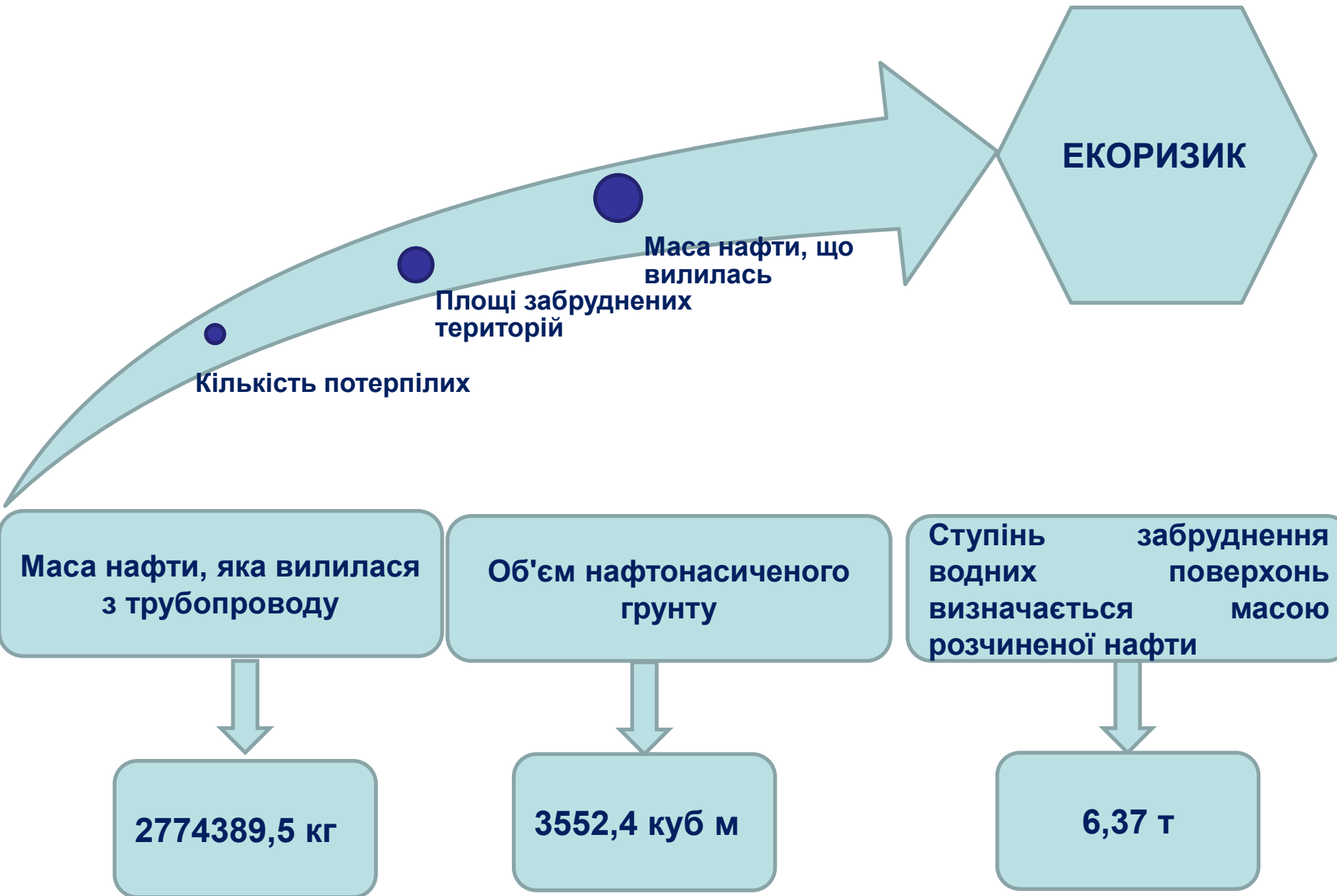
Аварія сталася о $t_a = 8$ год 15 хв, час зупинки насосів $t_0 = 8$ год 30 хв, час закриття засувок $t_z = 9$ год 00 хв



Типи та підтипи ґрунтів Полтавської області

Позначення	Типи та підтипи ґрунтів
1	Дерново-підзолисті ґрунти на діабазових і вапняко-вапняко-вапнякових відкладах і мерелі - дерново-слабопідзолисті піщані і глинисто-піщані Діабазові ґрунти (зміш і незміш) переважно на лесових пародах і валюгах - ясно-сірі та сірі опідзолені - темні-сірі опідзолені - чорноземні опідзолені
2	Регродовані ґрунти (зміш і незміш) переважно на лесових пародах - чорноземні регродовані
3	Чорноземні типів (зміш і незміш) на лесових пародах - чорноземні типів мезокальцисті і слабокальцистові
4	Чорноземні типів середьєкальцистові
5	Чорноземні зливишні (зміш і незміш) на лесових пародах - чорноземні зливишні мезо- і середьєкальцистові популяції - чорноземні зливишні мезокальцистові
6	Чорноземні зливишко-солончакові на лесових пародах - чорноземні типів зливишко-солончакові
7	Лісно-чорноземні ґрунти переважно на лесових пародах - лісно-чорноземні поберівецько-солончакові - лісно-чорноземні зливишко-солончакові
8	Лісні ґрунти на діабазових і опідзоливих відкладах - лісні - лісні солончакові
9	Болотні ґрунти на опідзоливих діабазових і вапняко-вапняко-вапнякових відкладах - лісно-болотні та болотні
10	Торфяно-болотні ґрунти і торфянища - торфяно-болотні ґрунти і торф'янисті низини
11	Солончі - солончі переважно солончакові
12	Осолоділі ґрунти - лісно-чорноземні і дерново-осолоділі глинисті ґрунти і савани Дерново-лісові ґрунти - дерново-переважно осередні піщані, глинисто-піщані і сирішні ґрунти в каньйонах і слабокальцистових пісках







КІЛЬКІСНІ СКЛАДОВІ РИЗИКУ

Очікувана частота аварій, величина технічного та екологічного ризику

Розміри зон негативного впливу вражаючих факторів аварій

Кількість потерпілих

Збиток від аварії



КІЛЬКІСНИЙ АНАЛІЗ РИЗИКУ МОЖЛИВИХ РОЗЛИВІВ НАФТИ ПРИ АВАРІЯХ НА МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДАХ

Відносний екологічний ризик

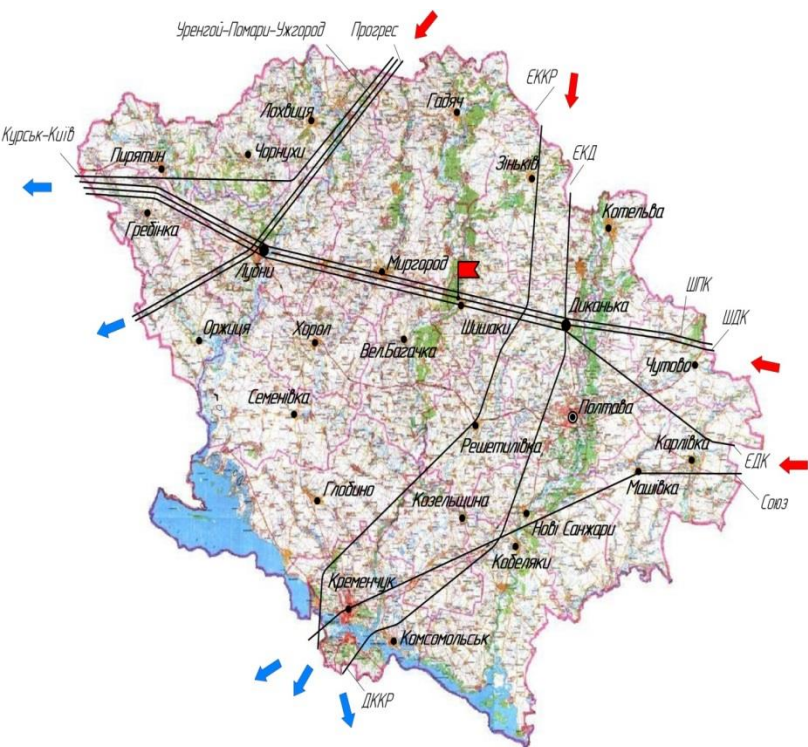
$$\bullet R_{\text{ек.в}} = \frac{R_{\text{ек.дійсне}}}{R_{\text{ек.план}}} = \frac{\lambda}{\lambda_{\text{сер}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_{\text{сер}} \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_{\text{max}} \cdot n}$$

$$R_{\text{ек.в}} = \frac{0,24}{0,245} \cdot \left(\frac{0,78}{0,97 \cdot 3} + \frac{0,78}{0,97 \cdot 4} + \frac{0,78}{0,97 \cdot 5} \right) \cdot \left(\frac{10583,6}{23504,5 \cdot 3} + \frac{10583,6}{23504,5 \cdot 4} + \frac{10583,6}{23504,5 \cdot 5} \right) = 0,217$$

Відносний технічний ризик

$$R_{\text{т.в}} = \frac{\lambda}{\lambda_{\text{сер}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{p_{\text{експ.і}}}{p_{\text{н.і}} \cdot n}$$

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



ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній бакалаврській роботі на основі аналізу наукової та науково-технічної літератури проведений аналіз статистичних даних щодо аварій на нафтогазопроводах. За результатами аналізу встановлено, що 70% нафтогазопроводів України вичерпали свій експлуатаційний ресурс. Динаміка аварійних ситуацій має позитивну тенденцію як в світі, та і в Україні.

Встановлено, що при розгерметизації нафтогазопроводу не існує жодного компонента природного середовища, на який не вплинув б аварійний витік вуглеводнів (повітряне середовище, мікроклімат, водне, ґрунтове середовище....). За статистичними даними, при аварійних виливах нафти близько 80% нафти потрапляє у ґрунтове середовище, 17% - у водне середовище

Використовуючи модельну ділянку нафтопроводу , розраховано технічний та екологічний ризику розгерметизації ділянки труби. Встановлені потенційні небезпеки при розгерметизації нафтопроводу та розраховано маса нафтим, що буде втрачена до закриття засуваок, площа забрудненого ґрунту та водного дзеркала найближчого водного об'єкта.

Дякую за увагу!