

УДК 622.32:351.824.1

Л. Я. Побережний, д. т. н., проф.

А. В. Яворський, к. т. н.

В. С. Цих, к. т. н.

А. І. Станецький, к. т. н.

А. В. Грицанчук, аспірант

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019

## ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ТРУБОПРОВІДНИХ МЕРЕЖ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ

Екологічна безпека об'єктів нафтогазового комплексу – це безпечно для довкілля функціонування будь-якого об'єкта, з одного боку, і відсутність шкідливого впливу оточуючого середовища на об'єкт – з іншого. Забезпечення надійної та безпечної експлуатації трубопроводів, які транспортують цінну вуглеводневу сировину споживачеві, є найважливішим стратегічним напрямом стабільного розвитку цілої низки держав. Це багато в чому залежить від результатів аналізу відмов і руйнувань у системі трубопровідного транспорту. І тільки комплексний підхід до цього питання, що враховує специфіку прокладання й експлуатації трубопроводу, зможе дати реальну картину причин, які призводять до порушення стабільного режиму функціонування. Проаналізовано основні причини відмов тривало експлуатованих трубопроводів. Розроблено та запропоновано схему реалізації концепції безпечної експлуатації магістральних трубопроводів.

**Ключові слова:** трубопровідна система, екологічна безпека, нафтогазовий комплекс, показники аварійності, безпечна експлуатація.

**Постановка проблеми.** Антропогенне і техногенне навантаження на навколишнє природне середовище в Україні у кілька разів перевищує відповідні показники у розвинених країнах світу. Практично дві третини населення країни проживає на територіях, де стан атмосфери не відповідає гігієнічним нормативам. За рівнем раціонального використання водних ресурсів та якості води Україна, за даними ЮНЕСКО, серед 122 країн світу посідає 95-е місце.

Значне техногенне навантаження на довкілля мають підприємства, зокрема паливно-енергетичного комплексу. Так, викиди енергетичної галузі становлять близько 40 % викидів усіх секторів економіки. Загальні викиди забруднюючих речовин стаціонарними джерелами об'єктів нафтогазового комплексу сягають близько 4,7 млн т. Обсяги використання свіжої води та відведення забруднених вод підприємствами Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» становлять 7,5 млн м<sup>3</sup>.

Екологічна безпека об'єктів нафтогазового комплексу – це безпечно для довкілля функціонування будь-якого об'єкта, з одного боку, і відсутність шкідливого впливу оточуючого середовища на об'єкт – з іншого. Отже, у системі «природа–технічний об'єкт–людина» повинна бути збалансована взаємодія природних, технічних і соціальних систем, яка б забезпечувала оптимальні санітарно-гігієнічні, матеріально-технічні, естетичні та інші потреби людини в зоні дії виробничого об'єкта, за умови збереження природно-ресурсного та екологічного потенціалу природних систем та їх здатності до саморегулювання і відновлення.

Рівень небезпеки нафтогазового об'єкта для довкілля і здоров'я людини може бути різним – від найнезначнішого відхилення від норми до критичного і навіть катастрофічного. На поточний момент на балансі підприємств Компанії нарахо-

ується 1238 потенційно небезпечних об'єктів та 848 об'єктів підвищеної небезпеки. Загальні екологічні витрати підприємств Компанії за 2014 рік становлять близько 102 млн грн та мають тенденцію до збільшення. Це витрати на охорону навколишнього середовища (капітальні інвестиції, екологічний податок і поточні витрати) та капітальний ремонт. Рівень штрафних санкцій загалом по Компанії становить близько 40 тис. грн. [1].

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Виробнича діяльність підприємств нафтогазового комплексу України пов'язана як із визначеним та регламентованим впливом на навколишнє середовище, так і з можливістю виникнення негативних наслідків для довкілля у випадку техногенних чи природних катаклізмів. Характерною рисою цього впливу є його багатоплановість (одночасний вплив на різні елементи навколишнього середовища), розмаїтість характеру впливу (від механічних змін ландшафту до радіоактивного забруднення), а також масштаб (негативні ефекти проявляються не тільки на регіональному, але й на глобальному рівнях).

Серед основних екологічних проблем, пов'язаних з функціонуванням нафтогазової галузі, необхідно виділити [2]:

– геологорозвідувальні та бурові роботи під час пошуків, розвідки та підготовки до експлуатації нафтогазових об'єктів. На цій стадії виконують роботи з оцінки впливу на навколишнє природне середовище безпосередньо у ході проведення геологорозвідувальних робіт та експлуатаційного буріння. В технологічному аспекті ця проблема має бути вирішена у контексті переходу на безамбарне буріння;

– видобування і транспортування нафти й газу та вирішення проблеми екологічної безпеки під час експлуатаційних робіт. Цей напрям базується на

необхідності управління екологічним станом геосферного простору одночасно з недопущенням екологічних аварій і катастроф, пов'язаних із видобуванням та експлуатацією;

– екологічна безпека під час зберігання нафти та газу і транспортування магістральними газо- та нафтопроводами.

Стан магістрального трубопроводу, при якому він відповідає всім вимогам документації, називають справним. Якщо магістральний трубопровід не відповідає хоча б одній з вимог документації, то його стан називають несправним. Стан магістрального трубопроводу, при якому значення всіх параметрів, що характеризують його здатність виконувати задані функції, відповідають вимогам документації, називають працездатним. В загальному випадку вводиться проміжне поняття часткової працездатності. Прикладом частково працездатного стану може служити такий стан магістрального трубопроводу, при якому він здатний виконувати необхідні функції з перекачування продукту зі зниженими показниками, зокрема зі зниженою продуктивністю (за більш низького тиску, ніж номінальний). Перехід об'єкта у граничний стан має наслідком тимчасове або остаточне припинення експлуатації об'єкта. За досягнення граничного стану об'єкт повинен бути знятий з експлуатації, направлений на середній або капітальний ремонт, списаний, знищений або переданий для використання не за призначенням. Для об'єктів, що ремонтуються, виділяють два або більше видів граничних станів.

Під відмовою розуміють будь-яку подію, що полягає в порушенні працездатного стану магістрального трубопроводу. Відмова може бути повною, коли внаслідок відмови настає повний непрацездатний стан, і частковою, коли настає частково непрацездатний стан. Необхідно розрізняти відмови від пошкоджень, тобто від порушень справного стану об'єкта при збереженні його працездатного стану. Серед всіх відмов виділяють особливо небезпечні – катастрофічні відмови, настання яких створює загрозу для життя і здоров'я людей та для навколишнього середовища або призводить до значних економічних втрат. До критичних відносяться відмови, виникнення яких призводить до невиконання відповідального завдання. Висновок про критичність (катастрофічність) відмови можна зробити з аналізу затрат праці і часу на усунення наслідків відмов, можливості, доцільності та необхідності ремонту, тривалості простоїв, рівня зниження продуктивності при відмові, що призводить до часткового непрацездатного стану.

Ознака чи сукупність ознак порушення справного стану при збереженні працездатного стану магістрального трубопроводу називається критерієм пошкодження. Ознака чи сукупність ознак порушення працездатного стану магістрального трубопроводу називається критерієм відмови. Основна вимога до трубопроводів як до транспортних систем підвищеної відповідальності з точки зору забезпечення безпеки полягає у

збереженні герметичності й конструкційної цілісності протягом всього терміну служби. Тому будь-яка подія, пов'язана з порушенням герметичності конструкції трубопроводу, має бути класифікована як відмова. Для газопроводів, як правило, локальне порушення герметичності (свищ, тріщина) вже являє собою критичну відмову. Нафтопроводи є більш живучими об'єктами, ніж газопроводи. Тому, як наслідок, нафтопровід зі свищем або наскрізним отвором може зберігати часткову працездатність. Тобто не обов'язково розглядати локальне порушення герметичності як критичну відмову.

Довготривала експлуатація трубопроводів, починаючи від транспортування та зберігання труб, спричиняє різні види їх пошкоджень; зокрема це: пошкодження ізоляційного покриття (див. рис. 1, а) [3–4]; корозійні пошкодження (див. рис. 1, б) [5–7], забоїни в металі труби (див. рис. 1, в), розгалужені тріщини (див. рис. 1, г), тріщини у зварних швах тривалої експлуатації (див. рис. 1, д) і тріщини біля зварних швів (див. рис. 1, е).

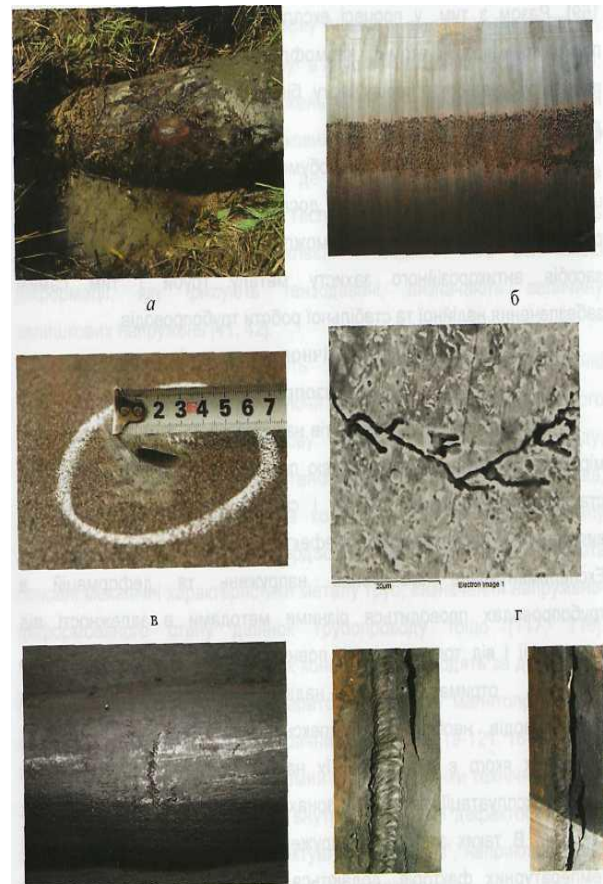


Рисунок 1 – Типові пошкодження трубопроводів тривалої експлуатації: а – пошкодження ізоляційного покриття; б – корозійні пошкодження тіла труби; в – забоїни в металі труби; г – розгалужені тріщини; д – тріщини у поздовжніх зварних швах; е – тріщини біля кільцевих зварних швів

Вказані пошкодження за подальшої експлуатації трубопроводів знижують їх надійність. Такі пошкодження при контакті із зовнішніми технологічними

середовищами спричиняють корозійні, механічні та корозійно-механічні процеси, що призводять до руйнування труб [8–10].

Для діючих трубопроводів основними чинниками впливу на довкілля є виtokи продукту [11–13] (газу,

нафти, аміаку тощо) та важкі аварійні ситуації (вибухи, розриви внаслідок просідань ґрунту, корозійне розтріскування чи стрес корозії), які несуть у собі небезпеку як для довкілля загалом, так і для життя та здоров'я людей зокрема (див. рис. 2).



а



б

Рисунок 2 – Наслідки для довкілля від вибуху газу на трубопроводі «Уренгой–Помари–Ужгород»

На жаль, досі в Україні немає чіткої методології забезпечення безпеки трубопровідних систем. При проектуванні, згідно наявних нормативних документів, якщо проект відповідає усім сьогоdnішнім вимогам, окремий аналіз безпеки та ґрунтовний ризик-аналіз із оцінкою кількості можливих відмов та прогнозуванням їх наслідків (побудова «дерева відмов») не проводиться. Така практика призводить до того, що все частіше ми чуємо про значні аварії на трубопровідному транспорті. Зокрема в 2007 р. сталася велика аварія

на одній з основних артерій газотранспортної системи трубопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород» загальною протяжністю майже 4500 км та потужністю транспортування 32 млрд. куб. м на рік. Внаслідок вибуху газу залишилася воронка діаметром близько 100 м. Територія в радіусі кілометра повністю випалена (див. рис. 2). Деревя обвуглилися, земля перетворилася на яскраво-оранжевий субстрат. Окремі частини труби вибухом відкинуло на 60–70 м (див. рис. 3, а).



а



б

Рисунок 3 – Руйнування трубопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород» внаслідок вибуху газу

#### Постановка завдання та його вирішення.

Перша група основних причин, які призводять до виникнення аварій та інших інцидентів, пов'язана з порушенням технологічних регламентів під час проведення робіт у період будівництва чи ремонту об'єктів трубопроводів.

До другої групи причин аварійних ситуацій, які порушують умови безпеки транспортування та безпосередньо транспортованого продукту, відносяться корозійні та стрес-корозійні дефекти, виниклі внаслідок як внутрішньої, так і зовнішньої корозії.

До третьої групи факторів відносяться дефекти обладнання та матеріалу, пов'язані із заводським браком та порушенням режиму експлуатації.

Четверта група пов'язана з порушенням вимог експлуатації та помилковими діями обслуговуючого персоналу, зумовленими недостатньою його підготовкою чи недобросовісним ставленням до ряду виконуваних робіт.

До п'ятої групи аварійних ситуацій відносяться аварії, які виникають під дією природних чинників, – стихійних лих, різних геодинамічних чинників тощо.

Ще одним наслідком негативних впливових факторів може бути розгерметизація трубопровідних систем. Розгерметизація магістральних газопроводів є наслідком появи і розвитку різного роду дефектів, спричинених різними чинниками (у тому числі й геодинамічними). Це може призвести до виникнення аварійних ситуацій з витокami природного газу, згубні наслідки яких вимагають прогнозування і попередження розгерметизації. Найбільш інтенсивного руйнування зазнає об'єкт у місцях перетину геодинамічної зони та у випадку розміщення в межах самої геодинамічної зони, що є особливо актуальним для трубопровідних систем.

Крім того, враховуючи можливі викиди метану в навколишнє середовище в галузі нафтогазової промисловості, Україна знаходиться в п'ятірці «лідерів» за цим показником [14].

Причин, що викликають витoki газу на підземних газопроводах, декілька.

По-перше, електрохімічна корозія металу труб в анодній зоні й у місцях пошкодження ізоляційного покриття газопроводу.

По-друге, незадовільна якість зварювальних робіт, наслідком чого під дією температурних напружень і динамічних навантажень є розрив на підземних газопроводах. Прокладений у зонах геодинамічного ризику газопровід піддається впливу зовнішніх сил, що викликають додаткові напруження в тілі труби, особливо в місцях стикових з'єднань. Механізм впливу зовнішніх чинників на газопровід є дуже складним, (і не піддається визначенню), а високий ступінь випадкових збігів впливів різних зовнішніх чинників може призвести до виникнення напружень у тілі труби або зварному з'єднанні, які перевищують границю плинності металу і його розрив.

Розриви зварних з'єднань виникають, як правило, раптово, тому витoki газу, пов'язані з ними, важко вчасно виявити й усунути. Особливо небезпечними ці два види витоків газу є в зимовий період, коли через замерзання верхнього шару ґрунту погіршуються умови для виходу газу в атмосферу. Саме в цей період року може збільшитися кількість випадків проникнення газу в підвали будинків та інші інженерні комунікації.

По-третє, механічні пошкодження підземних газопроводів під час проведення земляних робіт пов'язані з випадковим збігом ряду помилок і неточностей у проектно-виконавчій документації, помилковими діями технічних і адміністративних працівників, які виконують підземні роботи поблизу газопроводів.

Лабораторні дослідження, проведені в ряді газових господарств України, свідчать про те, що швидкість поширення (фільтрації) і знаходження газу в ґрунті коливається від 1 до 4 м/год. і залежить від складу ґрунту (глина, пісок, насипний ґрунт тощо), його стану (ступеня вологості й промерзання), глибини закладення газопроводів, а також від робочого тиску газу в підземному газопроводі.

Однак існує також велика кількість інших умов, які можуть спричинити виникнення аварійних ситуацій на трубопроводах.

Практика експлуатації газотранспортних систем у складних умовах виявила недостатню надійність газопроводів, прокладених в умовах боліт, заболоченої й обводненої місцевості. Ґрунти в такій місцевості характеризуються структурною нестійкістю, значним стисненням і малою заземлюючою здатністю. Ділянки газопроводу в непроєктному положенні відносяться до потенційно-небезпечних ділянок. Аналіз їх технічного стану повинен носити комплексний характер. Таким чином, було б доцільно сформулювати певну концепцію, яка дозволила б запобігати виникненню небезпечних процесів. Така концепція повинна передбачати наступне:

- визначення потенційно й аварійно-небезпечних ділянок на трубопроводах;
- локалізація активних геодинамічних зон і тектонічних порушень;
- виявлення прихованих тріщин відриву ґрунтів і площин ковзання ґрунтових мас на ділянках схилів під час прокладання та експлуатації трубопроводів;
- знаходження ділянок розвитку корозійних процесів.

Як приклад, до типових видів ділянок магістральних газопроводів у непроєктному положенні відносять:

- ділянки газопроводу, з порушеним ґрунтом засипання й оголенням поверхні труби;
- ділянки газопроводу, які впливли на поверхню;
- випучування ділянок газопроводу (випучування і арочні викиди);
- просілі ділянки газопроводу (просадки);
- ділянки газопроводу, які провисають (провиси).

Відсутність постійного контролю для вище наведених ділянок магістральних газопроводів, особливо у важкодоступній місцевості, може призвести до розвитку незворотних аварійних процесів. Слід відмітити, що наведені вище досліджувані ділянки газопроводу відносяться до найнебезпечніших корозійних ділянок. На рисунку 4 представлено запропоновану нами схему реалізації концепції безпеки експлуатації характерного прикладу трубопровідних систем – магістральних трубопроводів за технічним станом на основі даних неруйнівного контролю.

Згідно з «концепцією безпечної експлуатації складних технічних систем» оцінка технічного стану трубопровідних потенційно небезпечних інженерних мереж здійснюється за параметрами технічного стану, які забезпечують їх надійну та безпечну експлуатацію. Аналіз працездатності й оцінки залишкової міцності базується на параметрах технічного стану, зміна яких може вивести з ладу трубопровід. Визначення цих параметрів реалізується методами і засобами неруйнівного контролю.

Старіння металевих комунікацій проявляється у деградації властивостей металу, розвитку пошкоджень і дефектів у стінках труб чи у про-

відниках кабельних мереж. Із плином часу експлуатаційні пошкодження і дефекти металу стають основною причиною відмов і руйнувань підземних трубопровідних систем.

Працездатність і безпека експлуатації таких потенційно небезпечних інженерних мереж в умовах їхнього старіння забезпечується шляхом реалізації взаємопов'язаних заходів:

- оцінки допустимості виявлених при неруйнівному контролі недосконалостей, пошкоджень та дефектів, ранжування їх за ступенем безпеки, визначення пріоритетів ремонтних робіт і періодичності діагностичних обстежень;

- вибіркового ремонту, які мають проводитися з використанням даних неруйнівного контролю, що забезпечують повне відновлення несучої здатності пошкоджених ділянок, продовження терміну

експлуатації трубопровідних систем.

Важливе значення має визначення періодичності контролю, яке напряму пов'язане із забезпеченням надійності комунікацій. За час до чергової інспекції дефекти не повинні набути розвитку до критичних розмірів і стати причиною відмови або аварії.

Таким чином, визначення періодичності неруйнівного контролю потребує врахування впливу як факторів, що визначають можливість виникнення аварії, так і факторів, які характеризують величину збитків від можливих аварій.

Статистичні дані про відмови та аварії у роботі трубопровідних систем, а також аналіз механізмів виникнення і розвитку дефектів дав змогу виявити основні фактори можливості виникнення аварій (див. табл. 1).



Рисунок 4 – Схема реалізації концепції безпечної експлуатації магістральних трубопроводів

Серед цих факторів основною є інформація про дефекти (див. група 1 табл. 1). Фактори технічного стану досліджуваної ділянки трубопроводу за даними внутрішньотрубних інспекцій визначають вплив на імовірність аварії кількості та параметрів дефектів, виявлених внутрішньотрубними снарядами.

Висока точність вимірів геометричних параметрів дефектів внутрішньотрубними снарядами з високою

роздільною здатністю дає змогу виконувати розрахунки дефектних ділянок на міцність.

В результаті розрахунку на міцність визначаються небезпечні дефекти, в зонах яких може статись руйнування трубопроводу. Небезпечні дефекти підлягають якнайшвидшому ремонту.

Частина дефектів, які залишаються на момент, наприклад, проведення внутрішньотрубно́ї діагности-

ки, для трубопроводів не вимагають прийняття термінових дій з проведення ремонтів, але вони в подальшому можуть розвиватись і досягти стану небезпечних.

Конструктивно-технологічні фактори (див. група 2 табл. 1) визначають вплив на імовірність виникнення аварії конструктивних особливостей трубопровідних систем і якості будівельно-монтажних та ремонтних робіт.

Фактори експлуатаційного навантаження потенційно небезпечних трубопроводів (див. група 3 табл. 1) визначають вплив на імовірність виникнення аварії ступеня навантаження споруди у процесі експлуатації та враховують циклічність навантаження внутрішнім або зовнішнім тиском транспортування, розміщення насосно-компресорних станцій на досліджуваній ділянці, можливість появи гідроударів.

Фактори корозійного впливу (див. група 4

табл. 1) визначають вплив на імовірність виникнення аварії трубопровідних систем параметрів, які сприяють виникненню і розвитку корозійних дефектів.

Антропогенні фактори (див. група 5 табл. 1) визначають імовірність пошкодження трубопровідних мереж внаслідок антропогенної активності в зоні їх прокладання, що полягає у збільшенні ризику пошкодження тіла трубопроводу в результаті несанкціонованих робіт на їх трасах і аварій на сусідніх об'єктах.

Фактори природних впливів – це параметри, які характеризують можливість пошкодження трубопроводу внаслідок руху ґрунту. Ці фактори визначаються ландшафтно-геохімічним положенням, кліматичними і гідрогеологічними умовами території пролягання досліджуваних об'єктів контролю, а саме – нафто- та газопроводів.

Таблиця 1 – Фактори оцінювання можливості виникнення аварій на нафто- та газопроводах

Найменування групи факторів	Найменування факторів
Фактори технічного стану ділянки нафтогазопроводу за даними неруйнівного контролю	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Кількість небезпечних дефектів;</li> <li>2. Відносний показник втрати міцності комунікації, зумовлений наявністю небезпечних дефектів;</li> <li>3. Термін ремонту ділянок із небезпечними дефектами;</li> <li>4. Кількість виявлених незначних дефектів;</li> <li>5. Ймовірність розвитку незначних дефектів до досягнення стану небезпечних.</li> </ol>
Конструктивно-технологічні фактори	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Довжина ділянки комунікації;</li> <li>2. Конструктивно-габаритні параметри комунікації;</li> <li>3. Фактична товщина стінок комунікації;</li> <li>4. Марка сталі, її механічні характеристики;</li> <li>5. Термін експлуатації досліджуваної ділянки;</li> <li>6. Виробник комунікацій;</li> <li>7. Категорія ділянки за складністю проведення робіт;</li> <li>8. Наявність захисних покриттів;</li> <li>9. Характеристики підводних переходів.</li> </ol>
Фактори експлуатаційного навантаження трубопроводу	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Паспортна продуктивність;</li> <li>2. Середньорічні об'єми технологічного навантаження;</li> <li>3. Дані про робочий тиск;</li> <li>4. Несуча здатність ґрунту;</li> <li>5. Фізико-хімічні характеристики продукту транспортування.</li> </ol>
Фактори корозійного впливу	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Корозійна активність ґрунту;</li> <li>2. Кліматичний район;</li> <li>3. Тип зовнішнього ізоляційного покриття (матеріал, конструкція і спосіб нанесення);</li> <li>4. Тривалість експлуатації комунікації без заміни ізоляційного покриття;</li> <li>5. Захищеність ділянки по довжині засобами електрохімічного захисту;</li> <li>6. Дані про наявність ділянок, де комунікація виходить із ґрунту у воду або на повітря і навпаки;</li> <li>7. Корозійна активність транспортованого продукту.</li> </ol>
Антропогенні фактори	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рівень господарської активності поблизу ділянки пролягання підземної комунікації;</li> <li>2. Розміщення сусідніх промислових об'єктів; (газопроводів, продуктопроводів, доріг тощо).</li> </ol>
Фактори природних впливів	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Можливість деформації ґрунту (обвали, зсуви, просідання та здійснення ґрунту тощо);</li> <li>2. Можливість нерівномірного осідання ґрунту;</li> <li>3. Можливість розмиву ґрунту через зміну русла річок або дію підґрунтових вод;</li> <li>4. Зміна рельєфу місцевості.</li> </ol>

Для оцінки імовірності та важкості відмов використовують два типи моделей. Спрощені моделі використовують комбінацію історичної інформації, статистичної кореляції та спрощених алгоритмів. Таке моделювання переважно застосовується зараз на підприємствах нафтогазового комплексу. Однак воно недостатньо коректно та точно оцінює імовірність відмов, їх важкість й наслідки для довкілля. Запропоновано загальний алгоритм оцінки наслідків відмови.

Необхідно ширше впроваджувати запропоновані передові моделі, що базуються на структурних методах надійності. Ці методи розраховують імовірність відмов, використовуючи структурні моделі, які визначають несучу здатність труби (відомий як розробка критичних моделей оцінки) і дають змогу оцінки та прогнозування зміни властивостей матеріалу трубопроводу з урахуванням експлуатаційних навантажень та впливів. Для визначення імовірності відмов через корозійну та стрес-корозійну деградацію запропоновано використовувати корозійні діаграми та діаграми стабілізаційних потенціалів. Для оцінки зменшення несучої здатності в результаті взаємодії з навколишнім середовищем – закономірності низькотемпературної корозійної повзучості. Такі методологічні підходи дають змогу гнучко реагувати на нові входні дані (планової та позапланової діагностики, проведення ремонтних робіт тощо) для кожного сегмента трубопроводу, а також шляхом моделювання оцінити ефективність різних способів усунення дефектів та розробити оптимальний комплекс заходів зі зменшення імовірності відмов на трубопроводі.

При розрахунку періодичності виконання неруйнівного контролю стану досліджуваних трубопроводів необхідно враховувати фактори, які визначають величину збитків навколишньому середовищу і населенню від можливої аварії [15]. Величина збитків визначається:

- площею забруднення території, викликаного аварією;
- відновлюваною після забруднення території площею;
- природно-кліматичними характеристиками території, де знаходиться досліджуваний трубопровід;
- густиною населення в районі пролягання комунікації;
- об'ємом втрачених енергетичних та сировинних продуктів;
- економічними збитками від зупинки і простою трубопроводу.

Згідно статистичних даних вагомими важко передбачуваними причинами впливу на технічний стан протяжних інженерних споруд є фактори природних впливів, які значною мірою залежать від геодинамічних неоднорідностей в зоні пролягання трубопровідних мереж.

**Висновки.** Проаналізовано основні джерела впливу об'єктів нафтогазового комплексу на довкілля. Визначено основні причини виникнення позаштатних ситуацій на нафтогазопроводах. Запропоновано класифікацію факторів оцінювання можливості виникнення аварій на нафто- та газопроводах. Розроблено алгоритм реалізації концепції безпечної експлуатації трубопровідних систем.

### Література

1. Сторчак С. О. Актуальні аспекти екологічної політики в нафтогазовому комплексі (на прикладі Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» / С. О. Сторчак, В. Г. Маслюченко, В. В. Дмитрик // Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 2. – С. 40–45.
2. Екологічні проблеми нафтогазового комплексу: матеріали науково-практичної конференції – К. : Науково-просвітницький центр «Екологія. Наука. Техніка» Товариства «Знання» України, 2003. – 159 с.
3. Roche M. Corrosion hazards related to pipes: How to control them / M. Roche // Conference Paper, Offshore Hazards and their Prevention, London, April 30–May 1, 1990.
4. Legghe E. Loss of adhesion of three layers pipelines coatings under cathodic protection / E. Legghe, E. Aragon, L. Belec, A. Margaiilan, D. Mélot, M. Roche // 17th Pipeline Protection Conference, BHRG, Edinburg, UK, 2007.
5. Parkins R. N. Transgranular Stress Corrosion Cracking of High-Pressure Pipelines in Contact with Solutions of Near Neutral pH / R. N. Parkins, W. K. Blanchard, B. S. Delanty // CORROSION. – 1994 – № 50 (5). – P. 394–408.
6. Beavers J. A. The Influence of Soil Chemistry on SCC of Pipelines and the Application of the 100 mV Polarization Criterio / J. A. Beavers, C. L. Durr, and K. C. Garrity // CORROSION. – 2002. – № 02426.
7. Choi J. B. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B Choi, B. K Goo, J. C Kim, Y. J Kim, W. S Kim // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – Vol. 80. – Issue 2. – P. 121–128.
8. Features of in-service degradation of structural metallic materials in volume under the action of aggressive media / Н. М. Nykyforchyn, О. Т. Tsyrlunyk // Probl. Prochn. – 2009 – № 6 – P. 79–94.
9. Крижанівський С. І. Деградація матеріалів нафтогазових об'єктів довготривалої експлуатації та шляхи забезпечення їх працездатності / С. І. Крижанівський // Розробка родовищ. – 2014. – С. 241–253.
10. Marushchak P. O. Study of Main Gas Pipeline Steel Strain Hardening After Prolonged Operation / P. O. Marushchak, U. V. Salo, R. T. Bishchak, L. Y. Poberezhnyi // Chemical and Petroleum Engineering. – 2014. – № 50 (1–2). – P. 58.
11. Tollefson J. Methane leaks erode green credentials of natural gas / J. Tollefson // Nature 493, doi:10.1038/493012a.
12. Howarth R. W. Methane emissions from natural gas systems / R. Howarth, D. Shindell, R. Santoro, A. Ingraffea, N. Phillips and A. Townsend-Small // Background paper prepared for the National Climate Assessment. – 2012. – Reference number 201–0003.

13. Alvarez R. A. Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure / R. A. Alvarez, S. W. Pacala, J. J. Winebrake, W.L. Chameides, and S.P. Hamburg // Proceedings of the National Academy of Sciences. – 2012. – № 109. – P. 6435–6440.

14. Oil and Natural Gas Industry Methane Emissions: Worldwide – Top 5 Emitting Countries. Режим доступу : <http://www.epa.gov/gasstar/basic-information/index.html#sources>.

15. Крижанівський Є. І. Захист довкілля від аварій і катастроф трубопровідних систем в складних умовах експлуатації / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний, Л. Є. Шкіца // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 1 (22). – С. 77–82.

*Стаття надійшла до редакції 06.03.2017*

**Л. Я. Побережний, А. В. Яворский, В. С. Этих, Ф. И. Станецкий, А. В. Грицанчук**  
**ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА УКРАИНЫ**

Экологическая безопасность объектов нефтегазового комплекса – это безопасное для окружающей среды функционирование любого объекта, с одной стороны, и отсутствие вредного влияния окружающей среды на объект – с другой. Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов, транспортирующих ценное углеводородное сырье потребителю, является важнейшим стратегическим направлением устойчивого развития целого ряда государств. Это во многом зависит от результатов анализа отказов и разрушений в системе трубопроводного транспорта. И только комплексный подход к данному вопросу, учитывающий специфику прокладки и эксплуатации трубопровода, сможет дать реальную картину причин, которые приводят к нарушению стабильного режима функционирования. Проанализированы основные причины отказов длительно эксплуатируемых трубопроводов. Разработана и предложена схема реализации концепции безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов.

**Ключевые слова:** трубопроводная система, экологическая безопасность, нефтегазовый комплекс, показатели аварийности, безопасная эксплуатация.

**L. Poberezhny, A. Yavorsky, V. Tsyh, A. Stanetsky, A. Grytsanchuk**  
**IMPROVING THE ENVIRONMENTAL SAFETY OF PIPELINE NETWORKS OF OIL AND GAS COMPLEX OF UKRAINE**

The environmental safety of oil and gas means a safe environment for the operation of any object on the one hand, and the absence of harmful effects of the environment on the object on the other. Providing reliable and safe operation of pipelines transporting hydrocarbons valuable to the consumer is the most important strategic direction of the stable development of a number of states. This largely depends on the results of the analysis of failures and damage to the pipeline system. Only a comprehensive approach to this issue, taking into account the specifics of laying and operation of the pipeline, will be able to give a real picture of the causes that lead to violations of the stable mode of operation. The basic causes of the long term exploited pipelines failures were analyzed. The scheme of the concept of safe operation of pipelines is developed and proposed.

**Keywords:** pipe system, environmental safety, oil and gas sector, accident rates, safe operation.