

2 Krasowsky, A.Y., Dolgiy, A.A., Torop V.M. Charpy testing to estimate pipeline steel degradation after 30 years of operation. Proc. "Charpy Centary Conference", Poitiers. – 2001, Vol. 1. – P. 489-495.

3 Методические рекомендации Государственного комитета СССР по стандартам: МР 185-86. Расчеты и испытания на прочность. Методы испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах. – Москва: ВНИИМАШ, 1986. – 51 с.

4 Nykyforchyn H., Slobodyan D., Petrushchak O., Lunarska E. Rola wodoru w korozyjnym niszczeniu wewnetrznych powierzchni rurociagu naftowego. – Ochrona przed korozja. – 2002, Wydanie specjalne. – S. 445-449.

5 Улиг Г.Г., Ревы Р.У. Коррозия и борьба с ней. – Л.: Химия, 1989. – 455 с.

УДК 621.643

ЖИВУЧІСТЬ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ У КОРОЗИЙНО АКТИВНИХ СЕРЕДОВИЩАХ

Л. Я. Побережний

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)

e-mail: p o b e r e z h n y @ n u n g . e d u . u a

На основани анализ результатов коррозионно-усталостных испытаний определены области низкочастотной коррозионной усталости основного металла и сварных соединений морских нефтегазопроводов. Определены наиболее опасные диапазоны эксплуатационных нагрузок. Предложены методические подходы к прогнозированию живучести.

On the basis of fatigue tests results analysis the areas of low-frequency fatigue are obtained for marine pipelines steel. The method of its survivability prognostication is offered.

Геологічні дослідження останніх років показали, що значна частина світових запасів нафти і газу знаходиться в районах шельфів морів та океанів. Поверхня континентального шельфу до глибини 300 м складає 10% від поверхні всього океану. В зв'язку з цим швидко зростають обсяги щорічно споруджуваних морських сталевих трубопроводів [1, 2]. Вони володіють високою міцністю і успішно конкурують з трубопроводами з інших матеріалів, зокрема в тих випадках, коли продукт транспортується під високим тиском і при укладанні трубопроводу виникають високі напруження [3].

Деякі навантаження визначаються з точністю, достатньою для інженерних розрахунків, але безумовна більшість з них обчислюється надто наближено. Особливо складно врахувати навантаження, які спричинені дією навколишнього середовища, тим більше, що швидкість чи частота їх зміни на різних ділянках трубопроводу може істотно відрізнитися. Крім того, матеріал трубопроводу в процесі багаторічної експлуатації (20-30 років і більше) змінює свої фізико-механічні властивості.

Важливого значення набуває створення перспективних методичних підходів до вивчення корозійно-механічного руйнування морських трубопроводів, забезпечуючи при цьому ефективний контроль стадійного процесу деформації та руйнування за визначальними параметрами (міцність, довговічність, живучість)

і достовірність отриманих результатів. Особливо важливим це завдання стає з огляду на те, що значна частина нафтогазопроводів експлуатується вже 20-30 років і близька до вичерпання свого ресурсу. Для економіки України надзвичайно важливо збільшити строк безпечної служби існуючих трубопроводних систем. Не менш важливо змінити підходи до забезпечення їх безпеки на всіх стадіях життєвого циклу – від проектування до експлуатації. Зараз на практиці в основному приділяють увагу способам ліквідації наслідків аварій. На зміну застарілим підходам – «реагувати та виправляти» – прийшли більш сучасні – «передбачати і випереджувати». Необхідно удосконалити існуючі нормативні документи шляхом введення нових науково обґрунтованих специфічних критеріїв оцінки безпеки та надійності, які дадуть змогу коректніше прогнозувати ресурс та залишковий ресурс безпечної експлуатації.

В світлі формування оновленої концепції забезпечення безпеки та надійності трубопроводних систем потрібно широко запроваджувати елементи ризик-аналізу. Слід зосередитися на покращенні управління ресурсом нафтогазопроводів та на прогнозуванні і запобіганні аваріям та катастрофам. Одним з важливих критеріїв, орієнтованих на кількісне вирішення проблем безпеки трубопроводних систем, є живучість при виникненні пошкоджень на різних стадіях аварій та катастроф.

Таблиця 1 – Тривалість останньої стадії низькочастотної корозійної втоми основного металу та зварного з'єднання

Основний метал		Зварне з'єднання	
σ , МПа	живучість, цикли	σ , МПа	живучість, цикли
140	100000	100	4950
180	21000	180	2100
250	10200	280	460
310	6724	300	220
380	1050	350	120
420	120	400	65

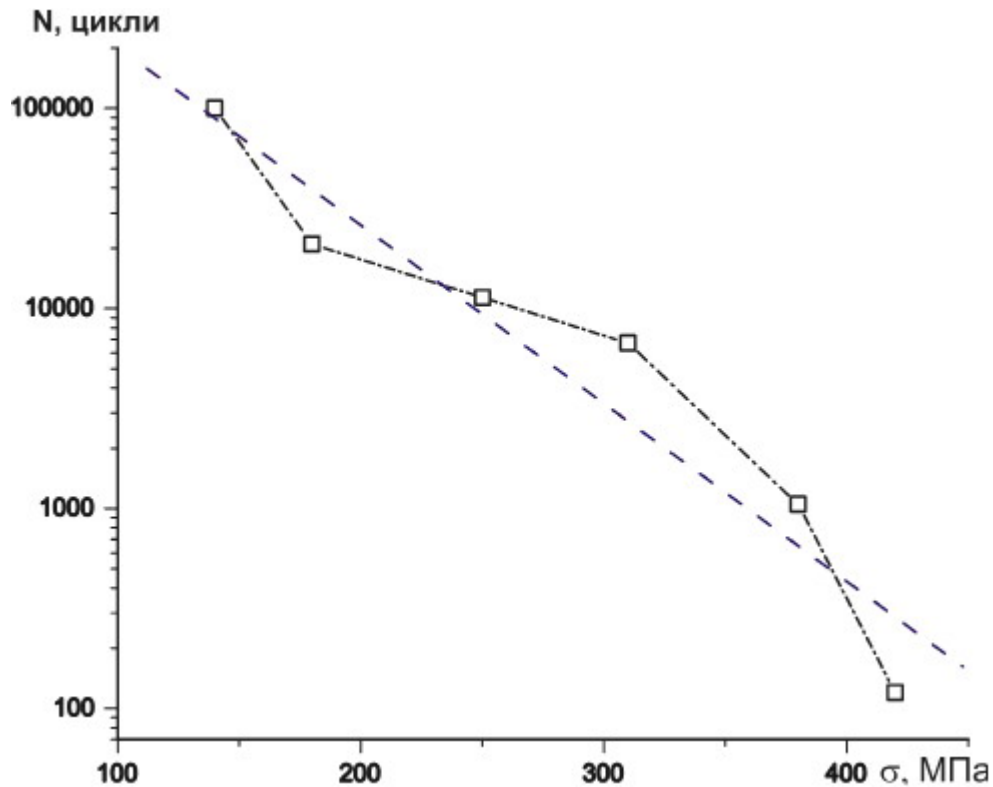


Рисунок 1 – Живучість основного металу у морській воді

За результатами проведених випробовувань, ґрунтуючись на кінетичних кривих деформації та використовуючи розроблену методикою [4, 5], визначено області низькочастотної корозійної втоми для основного металу та зварного з'єднання морських трубопроводів. Тривалість останньої стадії, яка відповідає області прискороного росту корозійно-втомних макротріщин, запропоновано вважати мірою живучості.

Застосувавши деформаційно-кінетичне трактування процесу руйнування та представивши одержані експериментальні дані у напівлогарифмічних координатах одержали залежності, які доволі добре описуються математично, а значить можуть використовуватися для наступного прогнозування живучості нафтогазопроводів у нештатних ситуаціях (рис. 1, 2). Так, для основного металу похибка методу не перевищує 4%, а для зварного з'єднання – 1%. Причому, на відміну від випробовувань на повітрі, одержані результати дають змогу прогнозувати

поведінку основного металу трубопроводу на всьому розмаху амплітуд.

Складнопрогнозована ділянка в області більше 380 МПа зникає. Це дасть змогу ще на стадії проектування зробити коректний розрахунок експлуатаційних ризиків як в зоні екстремальних (аварійних) навантажень, так і в зоні робочих (експлуатаційних) навантажень шляхом моделювання аварійної ситуації та її наслідків та, ґрунтуючись на розрахованій живучості (стійкості в основному до зовнішніх навантажень та впливів з боку навколишнього середовища при виникненні й розвитку допустимих пошкоджень) розробити для кожного прогнозованого випадку комплекс заходів із попередження позаштатної (аварійної) ситуації та зведення експлуатаційних ризиків до прийнятнього рівня.

Проаналізувавши експериментальні дані, можемо помітити, що живучість зварного з'єднання в корозійному середовищі істотно менша, ніж у основного металу (див. табл. 1) і в

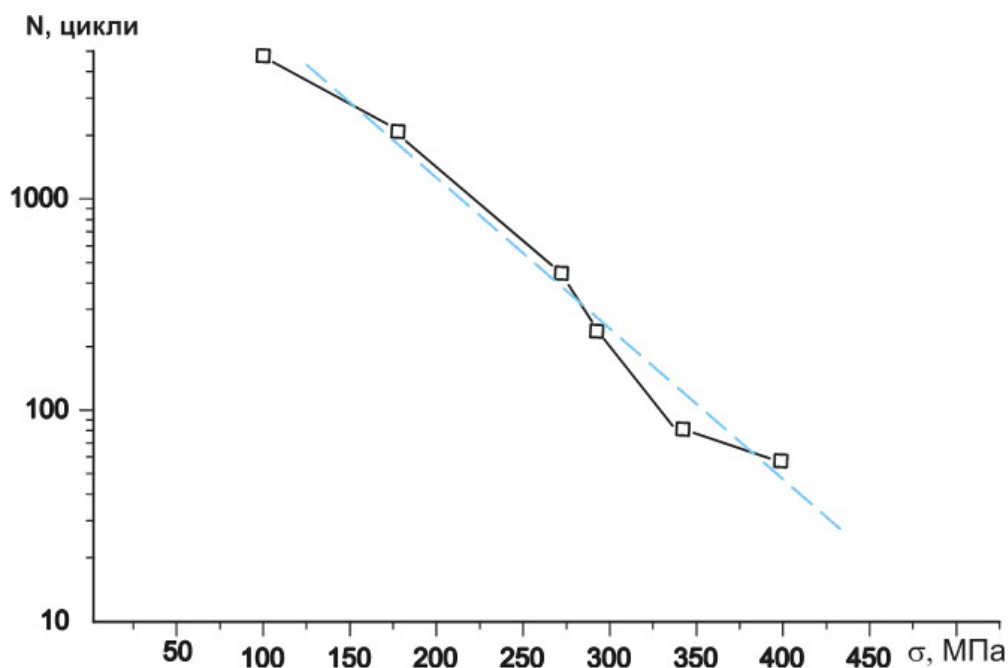


Рисунок 2 – Живучість зварного з'єднання у морській воді

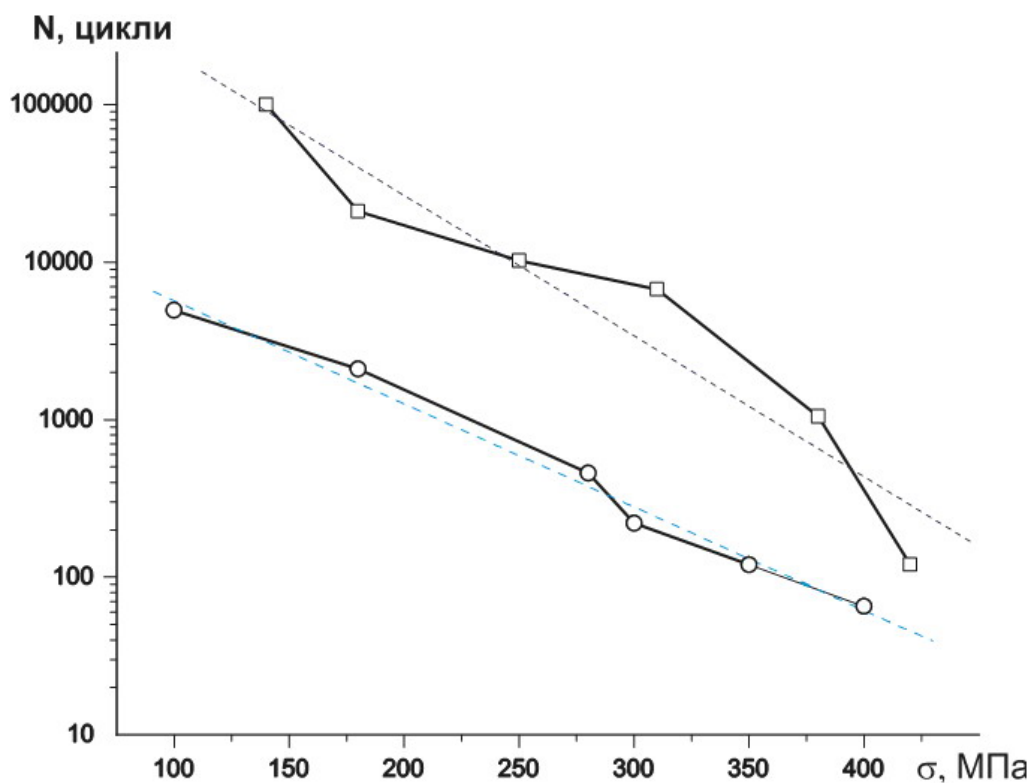


Рисунок 3 – Прогнозування живучості у корозійно-активних середовищах (морська вода, сталь 20, □ – основний метал, ○ – зварне з'єднання)

області експлуатаційних навантажень ця різниця становить від 10 до 30 разів. Беручи до уваги, що в зоні зварного з'єднання значно більша імовірність розвитку тріщин внаслідок дефектів зварювання та, при пошкодженні чи втраті герметичності захисного покриття, утворення гальванічної пари «основний метал – зварне з'єднання», яка відчутно прискорює перебіг корозійних процесів, і, що найнебезпечніше,

призводить до їх локалізації, можемо з упевненістю говорити про необхідність окремої оцінки ризику для основного металу та зварного з'єднання. Адже наші проведені раніше дослідження засвідчили, що синергічна дія механічного та корозійного чинників призводить до зростання швидкості корозії в десятки та сотні разів! Особливо відчутна така руйнівна дія на погано баластованих ділянках, ділянках, які

знаходяться в зоні дії підводних течій, де, внаслідок вимивання гранту з-під трубопроводу, він починає провисати та зазнавати низькочастотного втомного навантаження і в місцях виходу на поверхню, де навантаження (через нерівномірну інтенсивність хвилювання моря) є ще й негармонійним і може за відносно короткий час істотно змінювати амплітуду напружень (наприклад при сильному вітрі чи виникненні шторму) та діставати ударну складову. В таких умовах зафіксовані локальні корозійно-втомні ураження глибиною 10-15 мм, які утворювалися менш ніж за рік. За наявності таких глибоких пошкоджень надзвичайно важливо оцінити можливість та термін безпечної експлуатації нафтогазопроводу з метою визначення черговості проведення ремонтних робіт та заходів з відновлення нормального його функціонування і забезпечення подальшої безпечної експлуатації. Одним з оптимальних критеріїв для цього є живучість – стійкість в основному до зовнішніх (головна відмінність від надійності) впливів з боку навколишнього середовища при виникненні й розвитку допустимих пошкоджень.

З рис. 3 випливає, що неомогенність зварного з'єднання (яке можна вважати композицією «зварний шов – зона термічного впливу») небезпечно зменшує корозійно-втомну витривалість саме в області експлуатаційних навантажень, про що свідчить розходження усереднених кривих живучості. Це дуже небезпечна тенденція, адже в такому режимі трубопровід повинен експлуатуватися **штатно** (тобто протягом планового ресурсу роботи), а одержані результати свідчать, що зварне з'єднання в такому режимі веде себе гірше, ніж у високоамплітудній області, створюючи додаткові експлуатаційні ризики. Ще раз переконуємось у тому, що живучість є надзвичайно важливим критерієм, адже корозійна витривалість зварного з'єднання та основного металу відрізняються незначно, і саме живучість дала змогу виявити приховані експлуатаційні небезпеки та додаткові, невраховані раніше ризики, які можуть спричинити важкі аварії та, як наслідок, спричинити значну шкоду довкіллю. Особливо значною ця шкода може бути саме при аварії морських трубопроводів, адже море – унікальна збалансована екосистема і наслідки витоку газу, а особливо конденсату або нафти можуть спричинити руйнацію біосферних заповідників, загибель рідкісних видів риб та іншої морської фауни та флори, забруднення узбережжя тощо. Окремо слід виділити вплив на здоров'я людини, оскільки нафтопродукти, потрапляючи через харчовий ланцюжок в організм риб, спричиняють виродження та переродження їх внутрішніх органів, відкладаються у м'ясі і далі можуть потрапити в людський організм та спричинити ризик здоров'ю. А людина – основний об'єкт «турботи», і українське законодавство говорить: всяка діяльність, яка створює неприйнятний ризик для її життя і здоров'я, повинна бути припинена незалежно від вигоди, яку вона приносить. Тому потрібно вести по-

стійний пошук таких спеціалізованих критеріїв та параметрів, які дадуть змогу якісної, а головне вчасної (бажано ще на стадії проектування) оцінки експлуатаційних ризиків, що, в свою чергу, допоможе вчасно розробити заходи з попередження аварійних ситуацій та зменшення ризиків до прийнятних.

Для спрощення і покращення прогнозування живучості та експлуатаційних ризиків пропонуємо представити криві живучості основного металу та зварного з'єднання в об'єднаному вигляді (рис. 3).

Така інтерпретація дає змогу введення коефіцієнтів, які дозволять урахувати меншу довговічність й більшу схильність до корозійно-втомного руйнування зварного з'єднання та коректніше розраховувати і прогнозувати експлуатаційні ризики. Живучість основного металу описується рівнянням $lg N = 46.2 - 0.009\sigma$, зварного з'єднання $lg N = 4.41 - 0.00655\sigma$. Взавши за основу залежність для основного металу, шляхом нескладних математичних перетворень отримаємо для зварного з'єднання залежність типу $lg N = 46.2K1 - 0.009K2\sigma$, де K1 та K2 дорівнюють відповідно 0,0955 та 0,73. Це особливо важливо для стандартизації інженерних розрахунків при перевірці на стадії проектування на відповідність критеріям безпеки і надійності, а також для проведення всебічного ризик-аналізу та прогнозу експлуатаційних ризиків в штатних та позаштатних режимах роботи, визначенні ресурсу (залишкового) безпечної експлуатації, побудові дерева відмов і розробці для кожного випадку комплексу конкретних заходів з мінімізації експлуатаційних ризиків та попередження виникнення аварійних ситуацій. Такі коефіцієнти дадуть змогу швидко, без тривалих випробувань, закласти в проект трубопроводу необхідні характеристики міцності надійності та довговічності.

Розроблені підходи покликані спростити прогнозування експлуатаційних ризиків та забезпечити коректну оцінку залишкового ресурсу нафтогазопроводів, які експлуатуються у складних умовах. Без сумніву, запропонований спосіб потребує подальшого удосконалення у плані комплексного прогнозування живучості, залишкового ресурсу та експлуатаційних ризиків. Необхідно створити підходи, які дадуть змогу достатньо коректно описувати агресивну дію корозійного середовища та математично пов'язати живучість і залишковий ресурс на повітрі (при непошкодженому покритті) та у корозійних середовищах шляхом введення відповідних коефіцієнтів. Це дасть змогу максимально спростити та прискорити інженерні розрахунки, а також проводити точнішу оцінку ресурсу (залишкового ресурсу) та коректніший прогноз експлуатаційних ризиків на всіх стадіях життєвого циклу нафтогазопроводів.

Висновки

Для економіки України надзвичайно важливо збільшити термін безпечної служби існуючих трубопровідних систем.

Необхідно удосконалити існуючі нормативні документи шляхом введення нових науково обґрунтованих специфічних критеріїв оцінки безпеки та надійності, які дадуть змогу коректніше прогнозувати ресурс та залишковий ресурс безпечної експлуатації нафтогазопроводів у корозійно-активних середовищах.

Живучість нафтогазопроводів в корозійних середовищах досить добре піддається математичній інтерпретації і може служити важливим критерієм для оцінки експлуатаційних ризиків, залишкового ресурсу роботи елементів трубопроводу із пошкодженням та визначення черговості виконання ремонтних робіт і заходів з відновлення їх нормального функціонування.

Необхідно розробити комплексні максимально зручні та прості для розрахунків підходи оцінки живучості на всіх стадіях експлуатації.

Розроблені підходи дадуть змогу спростити прогнозування експлуатаційних ризиків та забезпечити коректну оцінку залишкового ресурсу нафтогазопроводів, які експлуатуються у складних умовах.

1 Панов Ю.Е. Тенденции развития трубопроводного транспорта и защита среды при его эксплуатации // ИНТ ВИНТИ. Сер. Трубопроводный транспорт. – 1990. – № 13. – С. 3-62.

2 Никитин Б.А., Вовк В.С., Гриценко А.И. Проблемы обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений // Пром-сть России. – 2000. – № 10-11. – С. 95-97.

3 Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Деформаційні ефекти при укладанні трубопроводу на дно моря S-методом // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – № 2. – С. 35-39.

4 Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Методологічні аспекти дослідження взаємозв'язку процесів деформації та руйнування трубопроводів // Нафт. і газова пром-сть. – 2002. – № 5. – С. 33-38.

5 Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Методологія дослідження деформації та руйнування трубопровідних систем // Матеріали III міжнародної конференції „Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій”. – Львів, 2004. – С. 419-424.

УДК 622.691.4

МЕТОДИКА ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК НА ЕНЕРГОВИТРАТНІСТЬ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ

Л.Д. Пилипів, М.Д. Середюк, В.Т. Болонний

*ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166
e-mail: tzn g@n u n g . e d u . u a*

Путем обработки результатов промышленных экспериментов разработана методика определения коэффициента гидравлического сопротивления и энергоёмкости трубопроводного транспорта при перекачке нефти с противотурбулентной присадкой Liquid Power™ фирмы “Коноко”.

Method of evaluation of hydraulic resistance coefficient and power output of pipeline transport of oil with drag-reducing agent Liquid Power™ of “Conoco” corporation were developed by means of industrial experiment adaptation.

На сьогоднішній день системою магістральних нафтопроводів України транспортується на експорт переважно російська нафта сорту Urals, яка за реологічними властивостями є ньютонівською рідиною. Для покращання транспортательних властивостей і зменшення енерговитратності перекачування нафт, що характеризуються ньютонівськими властивостями, доцільно використовувати протитурбулентні присадки. На магістральному нафтопроводі Снігурівка–Одеса з метою зменшення енерговитратності та збільшення обсягів перекачування ще з 1999 року почали застосовувати протитурбулентну присадку Liquid Power™ фірми “Коноко”. Технологічно можливим є застосування протитурбулентних присадок на будь-якому вітчизняному нафтопроводі. Технологічні розрахунки нафтопроводів при пере-

качуванні малов'язких нафт з додаванням протитурбулентних присадок мають низку особливостей і не можуть бути виконані за існуючими методиками розрахунку процесу перекачування нафт, транспортательні властивості яких не змінювали тим чи іншим способом.

Тому виникла практична необхідність розробки наукового та методологічного забезпечення реалізації спеціальної технології перекачування нафтопроводами України російської нафти сорту Urals з додаванням протитурбулентної присадки Liquid Power™. Для оцінки ефективності застосування протитурбулентної присадки на будь-якому нафтопроводі необхідно встановити взаємозв'язок між реологічними характеристиками малов'язкої нафти та енерговитратністю її трубопровідного транспорту.