

ВПЛИВ КОРОЗІЙНОГО СЕРЕДОВИЩА НА СУЧАСНІ СТАЛІ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Д. Ю. Петрина, Л. Г. Петрина

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: pepperiko1974@gmail.com

Сучасний стан сталей магістральних трубопроводів значною мірою залежить від впливу корозійного середовища на внутрішні та зовнішні поверхні труб. Присутність водню та подальше водневе розтріскування, пошкодження зовнішнього покриття – чинники, які теж залежать від середовища і впливу його на основний метал труби. Все частіше в якості трубних сталей застосовуються низьковуглецеві високоміцні сталі нового покоління, які виготовлені за сучасними технологічними процесами і повинні забезпечити безперервну роботу трубопроводів за відповідних робочих параметрів. Використання сталей нового покоління для будівництва нових трубопроводів та ремонту старих вносить певні ризики через недостатнє дослідження впливу вже згаданих чинників на роботоздатність газотранспортної системи України. Змінність показників та порядку технологічного процесу, хімічний склад сталей, нормативні документи з обслуговування трубопроводів – чинники, які здатні вплинути на довговічність експлуатації системи. Системний підхід у вивченні експлуатаційних, експериментальних та аналітичних досліджень сталей магістральних нафтогазопроводів має розглядатися для створення рекомендаційних документів та стандартів. Для захисту труб від корозії та зношування перспективним є застосування різних типів покриттів.

Ключові слова: магістральні трубопроводи, високотемпературний прокат, корозійне окрихчення, корозійна стійкість, продукти корозії, покриття.

Современное состояние сталей магистральных трубопроводов в значительной степени зависит от воздействия коррозионной среды на внутренние и внешние поверхности труб. Присутствие водорода и последующее водородное растрескивание, повреждение наружного покрытия – факторы, также зависящие от среды и воздействия его на основной металл трубы. Все чаще в качестве трубных сталей применяются низкоуглеродистые высокопрочные стали нового поколения, которые изготовлены по современным технологическим процессам и должны обеспечить непрерывную работу трубопроводов при соответствующих рабочих параметрах. Использование сталей нового поколения для строительства новых трубопроводов и ремонта старых вносит определенные риски из-за недостаточного исследования влияния указанных факторов на работоспособность газотранспортной системы Украины. Сменность показателей и порядка технологического процесса, химический состав сталей, нормативные документы по обслуживанию трубопроводов – факторы, способные повлиять на долговечность эксплуатации системы. Системный подход в изучении эксплуатационных, экспериментальных и аналитических исследований сталей магистральных нефтегазопроводов должен рассматриваться для создания рекомендательных документов и стандартов. Для защиты труб от коррозии и изнашивания перспективным является использование различных типов покрытий.

Ключевые слова: магистральные трубопроводи, високотемпературний прокат, корозійне окрихчення, корозійна стійкість, продукти корозії, покриття.

The current state of the steels of the main pipelines largely depends on the influence of the corrosive environment on the inner and outer surfaces of the pipes. The presence of hydrogen and subsequent hydrogen cracking and damage to the outer coating are factors that also depend on the environment and its impact on the base metal of the pipe. Increasingly, low-carbon high-strength steels of the new generation are used as main pipeline steels, which are manufactured according to modern technological processes and must ensure the continuous operation of pipelines at the appropriate operating parameters. The use of new generation steels for constructing new pipelines and repairing old ones poses certain risks due to insufficient research into the impact of the above-mentioned factors on the efficiency of Ukraine's gas transmission system. Variability of indicators and order of technological process, the chemical composition of steels, normative documents on service of pipelines - the factors capable of influencing the durability of system operation. A systematic approach in the study of operational, experimental, and analytical studies of steels of main oil and gas pipelines should be considered to create guidelines and standards. To protect metal pipes from corrosion and wear, it is promising to use different types of coatings.

Key words: main pipelines, high-temperature steel, corrosion embrittlement, corrosion resistance, corrosion products, coating.

Вступ

Довговічність і безаварійне функціонування магістральних нафто- і газопроводів залежить, головним чином, від технологічної культури їхнього проєктування, будівництва та експлуатації, якості виготовлення труб [1-3, 8, 9]. У початковому періоді експлуатації магістральних трубопроводів аварії зазвичай виникають через неправильне укладання їх в траншеї, особливо на пересіченій, пагорбкуватій і гірській місцевості, через брак у зварних з'єднаннях, неякісне нанесення та механічні пошкодження ізоляційного покриття, інтенсивну корозію трубопроводів у місцях пошкодження ізоляції, викликаних блукаючими в землі електричними струмами. Що ж стосується аварій на магістральних трубопроводах, які відбуваються з причини ґрунтової корозії, то вони спостерігаються в більш пізні періоди експлуатації. Причому, чим довше трубопроводи експлуатуються, тим більш ймовірною стає небезпека виникнення корозійних пошкоджень і аварій.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Практика показує, що термін експлуатації трубопроводів, як правило, залежить від корозійної тривкості та тріщиностійкості трубних сталей і їхніх зварних з'єднань [4-7]. В роботі [15] доведено, що за частотою виникнення після аварій, зумовлених корозією, йдуть аварії, спричинені руйнуванням зварних з'єднань. Отже, існує потреба в удосконаленні існуючих та розробленні нових методик визначення граничного стану трубопроводів [16-18]. Важливою складовою таких методик є удосконалення способів оцінювання конструктивної в'язкості матеріалів і зварних з'єднань нафтогазопроводів.

Враховуючи викладене вище, цілком резонно було піднято питання про створення централізованої системи технічного нагляду і діагностування лінійної частини магістральних газопроводів України [2].

В зв'язку з гармонізацією українського законодавства з європейським в роботі [2] викладено ознайомлюючий аналіз деяких нормативних документів, що стосуються трубопровідного транспорту природного газу. Це дає можливість чітко визначити місце і роль ризик-аналізу в процесі безаварійної експлуатації газопроводів. Актуальність робіт з впровадженням ризик-аналізу в практичну діяльність підприємств підтверджується не тільки рекомендаціями наукових досліджень, але й законодавчим забезпеченням. Це, насамперед, нормативні документи API 1160 [12], Директиви Євросоюзу [22] і Федеральні закони США [3]. В

Україні – це Закон “Про трубопровідний транспорт” [2] і прийнятий у зв'язку з гармонізацією національного законодавства з Європейським Закон України „Про об'єкти підвищеної небезпеки” [1]. Останній є аналогом Європейської Директиви „Севезо II” і вимагає періодичного складання Декларації безпеки, в якій наголошено на необхідності виконання процедури ризик-аналізу. Однак в [2] справедливо зазначено, що практичне наповнення цієї Декларації відсутнє, оскільки поки що не розроблені конкретні методики оцінки ризиків за різними категоріями пошкоджень, та не підготовлені кадри для виконання таких робіт.

Для надійної оцінки працездатності трубопроводів важливим є коректне визначення напруженого стану зварних з'єднань і механічних характеристик їх матеріалів.

Визначення механічних характеристик матеріалу зварного з'єднання є досить складним завданням, оскільки вони змінюються від металу шва до основного металу. Так, пропонується виділяти в зварному з'єднанні три зони: метал шва, зона термічного впливу (ЗТВ) та основний метал (ОМ).

Що стосується механічних властивостей металу зварного шва, то вони залежать від вихідних характеристик зварювальних матеріалів та їх змін від дії високих температур в процесі зварювання. Зона термічного впливу - це ділянка основного металу, що прилягає до зварного шва, тож внаслідок термодформаційного впливу у процесі зварювання в ній відбуваються різні фазові та структурні перетворення.

Формування структури та фізико-механічних властивостей зварного з'єднання залежить від швидкості охолодження металу в діапазоні температур 775... 1075 К. При великих швидкостях охолодження в з'єднаннях виникають холодні тріщини. Якщо швидкість охолодження зменшувати, у швах, виконаних з високою погонною енергією, і зоні термічного впливу утворюється груба крупнозерниста структура [21].

При зварюванні повинна строго дотримуватися технологія виготовлення зварних швів. Порушення її призводить до появи в зварних з'єднаннях різних дефектів. Найбільш поширені дефекти в кільцевих зварних швах (зміщення кромки, непровари, подрізи тощо), гофри, вм'ятини, риски, подряпини. Внаслідок обриву дуги при зварюванні на поверхні можуть утворюватися “кратери”, які є інтенсивними концентраторами напружень і, як наслідок, потенційними джерелами утворення тріщин. Такі дефекти дуже небезпечні поблизу границі сплавлен-

на зварного шва і основного металу. Залишкові напруження біля зварного з'єднання негативно впливають на корозійне розтріскування біляшовної зони.

Умови роботи металу труби нафтогазопроводів специфічні [22]. Оскільки трубопроводи експлуатуються за різних кліматичних умов, то діапазон робочих температур змінюється в широких межах – від мінус 15 °С в зимовий період до 40...60 °С улітку. У північних районах планети температура може понижуватися до -40...-60 °С. Це призводить до окрихчення сталей трубопроводів, тому будівельно-монтажні роботи та експлуатація трубопроводів за таких умов значно ускладнюються (підвищується ризик руйнування).

Різноманітні технічні рішення можуть виникати при експлуатації та ремонті трубопроводів, які прокладені орними землями, болотистою, залісною чи гірською місцевістю з великими перепадами висот, місцями із сейсмічною активністю та зсувовими процесами ґрунтів, а також промислово насиченими і густонаселеними районами.

За останні 20 років морське видобування нафти і газу зросло і становить більше 25 % від усього обсягу видобування. Велику частку становлять ресурси вже освоєних родовищ Каліфорнії, Мексиканської затоки, Північного моря, широко розвиваються новітні родовища Бразилії, Аляски, Китаю, Африки та Австралії. Різні глибини прокладання, робочі тиски, вимивання та зсуви підводних ґрунтових пластів висувають особливі вимоги до сталей морських трубопроводів. Це високі робочі тиски (до 200 атмосфер), висока ударна в'язкість та холодноламкість, опір до водневого розтріскування. Всі ці вимоги вказують на потребу у використанні товстостінних (товщиною стінки від 25 до 41 мм) труб великого діаметру. Однією з проблем прокату таких труб є погіршення характеристик міцності та ударної в'язкості із збільшенням товщини. На практиці використовують низьковуглецеві сталі X56, X65, X70 з підвищеними характеристиками ударної в'язкості та холодноламкості. Технологія мікролегування та швидкого охолодження під час прокатування дали змогу застосувати високоміцну сталь X80 при невеликій товщині стінки труби (до 30 мм). Подальше збільшення характеристик міцності у новітніх сталях X100 та X120 є недоцільним, оскільки погіршуються характеристики ударної в'язкості та холодноламкості.

Метал трубопроводів працює, як правило, в умовах двовісного напруженого стану. При цьому обидва компоненти напружень – розтя-

гувальні. На метал труб діють малоциклові навантаження. Невідповідність в споживанні газу та об'ємах його поставки призводить до нестаціонарності газових потоків [8, 9].

Поверхня трубопроводів завжди вкрита дефектами (вм'ятини, подряпини, задири тощо), які мають різне походження і є концентраторами напружень. В місцях відхилення труб від циліндричної форми (внаслідок згинання труби у місцях перетину різних природних перешкод, заземлення надземних частин трубопроводів тощо) дія концентраторів напружень підсилюється. Поєднання в одному перерізі задирик і вм'ятин або наявність їх на малій осі овалного перерізу труб створюють найнебезпечніші місця для роботи трубопроводу [23]. Більшість експлуатаційних руйнувань трубопроводів відбулось по малому діаметру овалного перерізу.

Велика кількість енергії транспортованого продукту акумулюється трубопроводами і за умов високих динамічних навантажень може призвести до протяжних крихких чи в'язких руйнувань. Умови роботи сталей в трубопроводах можуть також ускладнюватися акумульованою енергією пружної деформації металу.

Населені пункти мають тенденцію до розширення, тому за довготривалий період експлуатації ряд нафтогазопроводів, прокладених за вимогами до ненаселених територій, опиняються в межах населених територій. Нормативна база деяких трубопроводів за час їх експлуатації постійно змінювалась. Тому дуже часто старі трубопроводи не можуть задовольняти нові вимоги до них.

Особливо слід відзначити, що трубопроводи піддаються впливу корозійно-активних середовищ як ззовні труби (ґрунтова і атмосферна корозія), так і зсередини (газовий конденсат, домішки сірководню, залишкова вода тощо). Разом з дією механічних навантажень це спричиняє корозійно-механічне руйнування сталей нафтогазопроводів, яке є основною причиною аварійних ситуацій на них.

На сьогоднішній день рядом досліджень [21, 24] сформована усталена думка, що руйнування сталевих матеріалів в умовах сумісної дії корозійно-агресивних середовищ та механічних навантажень визначається сукупністю фізико-механічних і фізико-хімічних процесів, природа яких залежить від матеріалу та характеру прикладених до нього навантажень, а також від типу середовища. Розглядувані процеси мають дві основні характерні особливості: 1) стадійність; 2) певна локалізація в залежності від особливостей стану металевої поверхні.

Утворення локальних корозійно активних ділянок спричинене існуванням на поверхні металу трубопроводів певних неоднорідностей чи включень.

За тривалий час експлуатації нафтогазопроводів в них накопичується велика кількість різноманітних дефектів. Це зумовлює необхідність проведення постійного моніторингу.

Моніторинг експлуатованих понад 20 років магістральних трубопроводів повинен включати систематичні спостереження за корозійними процесами, напруженим станом труби, станом основного металу та зварних швів, а також забезпечувати розрахунки конструкційної міцності та прогноз залишкового ресурсу. В роботі [18] показано, що за результатами внутрішньотрубної діагностики частота зафіксованих дефектів на окремих МТ сягає 150 – 200 одиниць на 1 км їх протяжності, а глибина корозійних уражень – до 60% від вихідної товщини стінки. Трубопроводи працюють за високих робочих тисків, щоб забезпечити перекачування продукту, тому ці фактори зумовлюють високу ймовірність руйнування нафтогазопроводів.

Виділення раніше невирішеної частки проблем

Значним кроком вперед стали дослідження міцності трубопроводів з дефектами [7, 10, 16]. Це привело до створення в 2000 році першого в Україні нормативного документу з розрахунку на міцність діючих магістральних трубопроводів із дефектами [19]. Однак цей документ має багато недоліків і зараз проводиться велика робота з їх виявлення [13-16] з метою подальшого поновлення даного нормативного документу. Певні поправки уже внесені в ДСТУ [20].

Відзначимо, що в європейській практиці при розрахунках трубопроводів на міцність враховуються допустимі напруження та деформації, які приймаються різними для різних періодів будівництва та експлуатації. Це пов'язано з можливою втратою механічних властивостей сталей після їхньої тривалої експлуатації. Про існування такої проблеми можна судити з результатів вивчення механічних властивостей сталі 17ГС нафтопроводу у вихідному стані та після 30 років його експлуатації [6]. Показано, що тривала експлуатація нафтогазопроводу призвела до знеміцнення сталі: підвищилися границі міцності та плинності, знизилась показники пластичності. Особливо відчутним було зниження ударної в'язкості (до 60 %). Однак на теперішній час практично відсутні аналогічні дослідження для матеріалів трубопроводів, експлуатованих більш тривалий

термін. Комбінація відремонтованих часток трубопроводів з тривало експлуатованими ділянками може мати непередбачуваний ефект, який не враховується жодною методикою досліджень.

Очевидно, має зміст переглянути нормативні документи з метою врахування змін механічних властивостей матеріалу внаслідок його тривалої експлуатації.

Постановка задачі та мета роботи

Використання трубопроводів довготривалої експлуатації поряд з трубопроводами з новітніх матеріалів ставлять перед дослідниками сучасні задачі і проблеми та перегляд раніше запропонованих методик виявлення та контролю впливу корозійного середовища на якість робочих характеристик матеріалів. Дія різноманітних чинників створює синергетичний вплив та розширює їх діапазон на вивчення проблеми корозії внутрішніх та зовнішніх стінок трубопроводів. Метою роботи є встановлення впливу різноманітних чинників на характер протікання корозії та оцінка існуючих методик її аналізу з урахуванням попередньо визначених викликів та проблем.

Висвітлення основного матеріалу

Корозія зовнішньої поверхні нафтогазопроводів. Нафтогазопроводи, що експлуатуються при нормальних температурах, піддаються електрохімічній корозії [24,25] зовнішніх поверхонь, яка найчастіше розвивається у місцях пошкодження захисних ізоляційних покриттів. Більше половини аварій магістральних газопроводів спричинені дією корозійного чинника. Такі руйнування пов'язують, як правило, з сумісним впливом ґрунтового середовища та експлуатаційних навантажень. Незважаючи на антикорозійні заходи, щороку внаслідок ґрунтової корозії виходить з ладу 2...3 % підземного металевого обладнання [9].

Неодноразові обстеження діючих магістральних нафто- і газопроводів показують, що інтенсивність ґрунтової корозії залежить не тільки від стану фізико-хімічного складу ґрунтового середовища, але й, насамперед, кліматичних умов, які чинять вплив на температуру ґрунту та його зміни (періодично змінюється вологість, відбуваються хімічні та мікробіологічні процеси). З цієї причини в північних районах планети ґрунтова корозія трубопроводної сталі протікає слабо (у мерзлом ґрунті вона практично повністю призупиняється), в той час як в південних (особливо середньоазіатських)

умовах вона протікає досить інтенсивно. Незалежно від географічних умов інтенсивна корозія трубопровідної сталі спостерігається в тих випадках, коли трубопровід працює за підвищених температур.

Саме з цієї причини газопровід Бухара-Урал і нафтопровід Сай-Гур'єв-Самара, які експлуатувалися за температур 40...50 °С і 60...65 °С відповідно, зазнавали настільки інтенсивної ґрунтової корозії, що вже на сьомому-дев'ятому роках їхньої експлуатації почалися численні аварії. Корозійна активність ґрунтів залежить також від таких чинників, як питомий електроопір ґрунтів, їх вологість, кислотність, значення рН, сольового складу, повітряної проникності ґрунтів.

Щоб зовнішня поверхня нафтогазопроводів кородувала, необхідні вода і кисень. Механізм корозії металів базується на адсорбційних процесах, викликаних гідроксильними іонами та полярними молекулами води. Адсорбційний процес призводить до зміни величини електрохімічного потенціалу металу.

Рушійною силою корозійного процесу є енергія. З цієї причини швидкість корозії металів з пониженням температури зменшується, а з підвищенням – зростає. Температура – це основний чинник, який визначає в кожному окремо взятому випадку швидкість корозійного процесу.

Корозія внутрішньої поверхні газопроводів. Такий вид корозії властивий газопроводам, що транспортують неочищений продукт. Частина руйнувань газотранспортних систем від внутрішньої корозії досить відчутна. Так, в роботі [15] показано, що з 1980 по 1997 рр. у Канаді корозією спричинено 63 % руйнувань трубопроводів, в т.ч. 50 % – внутрішньою і 13 % – зовнішньою.

Взагалі сам природний газ не є корозійно-агресивним. При подачі в магістральні газопроводи він повинен задовольняти вимогам нормативного документу [12]. Якість підготовки газу до транспортування контролюється установками комплексної підготовки газу. Незважаючи на це, в очищеному газі наявні вода, солі, агресивні гази (H_2S , CO_2), органічні речовини, бактерії, які можуть започаткувати та пришвидшити внутрішню корозію газопроводів [17, 24].

Внутрішні поверхні газопроводів можуть кородувати у випадку контактування стінки труби з водою, агресивними домішками газу, хлоридами. Характер і ступінь корозійних уражень залежить від складу перекачаного газу та експлуатаційних умов (тиску та температури газу).

Великий вплив на характер корозії внутрішньої поверхні трубопроводів має вологість газу. Конденсування вологи на стінках труби відбувається зі зміною температурного режиму, а водний конденсат містить велику кількість компонентів [21, 24].

За наявності всередині газопроводу бактерій та живильного середовища (води на стінках труби, корозійних продуктів тощо) корозію спричинює діяльність мікроорганізмів. Для протікання мікробіологічної корозії найсприятливішими місцями є низ труби, застійні та тупикові ділянки. Бактерії можуть продукувати кислі гази, органічні кислоти, створювати електрохімічні комірки, метаболізувати сірку або сірковмісні сполуки, що робить середовище агресивним стосовно трубопровідної сталі [15]. Сульфатвідновлюючі бактерії відносять до найбільш небезпечних. Вони перетворюють сульфати та сульфіти у сірководень. При цьому окислюється молекулярний водень, який присутній у воді або виділяється при катодній реакції внаслідок корозії сталі. Через вплив на катодну деполяризацію здатні прискорювати корозію водень-поглинаючі мікроорганізми [15]. В роботі [11] встановлено, що мікробіологічна корозія може становити до 40 % всієї внутрішньої корозії газопроводів.

Крім мікроорганізмів, до складу водного конденсату входять також інші складові, вплив яких на корозійні процеси в трубопроводах досить добре вивчений. Так, причина та характер корозійних руйнувань, пов'язаних з підвищенням загальної мінералізації води, досліджувались в роботах [9, 15, 17], а з розчиненим киснем – в [24].

Через високу інтенсивність корозійного руйнування сталі дуже велику небезпеку становить сірководнева корозія [16-18]. Відзначимо, що більшість малих газових родовищ України (зокрема західних областей) мають високий вміст сірководню, що, з точки зору корозійного захисту обладнання, ускладнює його видобуток і транспортування. Однак енергетична криза в Україні вимагає розробки малих газових родовищ. Враховуючи актуальність цього питання для західних областей України на нього звернули увагу також в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Під керівництвом д.т.н. професора Грудза В.Я. була запропонована ідея змішування корозійно активного газу малого родовища з природним газом, який транспортують газопроводом [9]. Оскільки середньодобові витрати очищеного газу, що транспортується магістральним газопроводом, на два порядки переви-

щують добовий видобуток газу з малих родовищ, то утворена газова суміш буде мати низьку корозійну активність. Встановлено, що вміст концентрації сірководню в природному газі до 20 мг/м^3 не призводить до суттєвого корозійного руйнування трубопровідної сталі. Однак цей результат отриманий за кімнатної температури та атмосферного тиску. В той же час швидкість корозії трубопровідних сталей у сірководневих середовищах залежить не тільки від концентрації H_2S у газі, але й від температури, тиску, швидкості руху та захисних властивостей продуктів корозії, деградації металу [4-7].

Швидкість внутрішньої корозії, як і зовнішньої, зростає з підвищенням температури [24]. Інтенсифікації корозійного процесу сприяють коливання температури, які призводять до імпульсивних коливань вологості [15].

Рухомий газовий потік підвищує швидкість загальної корозії та знижує чутливість трубопровідних сталей до пітингоутворення порівняно зі стаціонарними умовами [17].

Верхня частина трубопроводу піддається корозії в основному за суттєвої різниці температур між теплим транспортованим та холодним оточуючим середовищами (наприклад, коли трубопровід знаходиться в замерзломому ґрунті, у річці тощо). В таких умовах вода конденсується з газової фази на стінці труби. Під дією гравітаційних сил вона стікає вниз труби, де й слід очікувати корозію. За умов постійної конденсації по всьому перерізу труби утворюється тонка плівка конденсованої води. Контактуючи з газовою фазою, вона розчиняє сірководень, вуглекислий газ, органічні кислоти. В такому випадку корозія буде проходити також вгору трубопроводу.

Швидкість корозійних процесів і формування дефектів у тілі труби мають найбільший вплив на довговічність магістральних газопроводів. Термін безпечної експлуатації МГ залежить від корозійної тривкості основного металу та надійності зварних з'єднань [17, 18]. Від 20 до 35 % відмов на газопроводах України пов'язані з корозійними пошкодженнями тіла труби. Проведений статистичний аналіз показав, що в усіх країнах, де транспортують газ, питома вага аварій внаслідок корозійного руйнування становить 18...42 %. Вона суттєво знижується із зменшенням діаметру труб. Труби великого діаметру (1220 і 1420 мм), встановлені у 80-х роках минулого століття, показали себе найбільш уразливими до корозійно-механічних руйнувань. До цієї групи відносяться також сталі X70 і X80, виготовлені за технологією контрольованого прокату [10].

В роботі [21] показано, що залежно від умов експлуатації одні й ті ж дефекти можуть бути небезпечними чи безпечними. Встановлено, що найнебезпечнішими є корозійні дефекти, густина яких зростає в навколошовній зоні, що призводить до зародження та поширення тріщин у зварний шов.

Методи підвищення корозійної тривкості. Для підвищення ресурсу роботи металевих труб магістральних трубопроводів застосовують конструкторські, технологічні та експлуатаційні способи. На етапі проектування трубопроводів необхідно звертати увагу на раціональний вибір конструкційних матеріалів та покриттів із урахуванням результатів корозійних [27, 28] і трибологічних досліджень [29, 30]. Технологічними методами забезпечують досягнення заданої якості металу [31] та точності виготовлення труб і нарізевих з'єднань [32-34]. Результати теоретичних досліджень будови металів і сплавів [35] слугують основою для розроблення складу нових сталей та режимів зміцнення [36-38]. Подовження терміну безпечної експлуатації металевих труб та нафтогазоперекачуючого обладнання досягають шляхом використання різних типів покриттів. Для захисту від корозії сталевих труб в агресивних середовищах використовують полімерні [39], фосфатні [40], цинкові [41, 42] та нікелеві покриття [43], а для захисту від корозійно-механічного зношування – електрохімічні хромові [44-46], композиційні хромові покриття [47], а також наплавлені композиційні покриття [48-50]. Експлуатаційні методи передбачають вибір науково обґрунтованих режимів експлуатації трубопровідної системи під час перекачування рідин/газів [51, 52] та проведення ремонтних робіт [53].

Обговорення

Проблеми корозії внутрішньої та зовнішньої поверхонь стінок сталевих трубопроводів широко поширені і останнім часом їм приділяють увагу як основним чинникам зменшення довговічності їх роботи. Дослідження показують, що основні низько вуглецеві сталі з різним структурним складом мають однаковий характер з подальшим утворенням сполук Fe_2O_3 , FeOON , FeCO_3 і FeS . Проте швидкість протікання корозійних процесів буде залежати від багатьох чинників, які характерні для окремо взятих газонафтопроводів. Кислотність ґрунтів, температура експлуатації, хімічний склад сталей, характеристики сумішей, які перекачуються, наявність мікробактерій, вміст сірководню та час експлуатації – основні варіаційні дані які

впливатимуть на швидкість цього процесу. Сучасні сталі труб типу X70, X80 непогано зарекомендували себе в якості основних сталей магістральних трубопроводів. В більшості випадків такі сталі показують підвищену резистентність до корозійних процесів завдяки покращеній хімічній структурі, на відміну від сталей попередніх поколінь. Проте деякі дослідження вказують на пришвидшений процес утворення продуктів корозії для таких сталей під дією середовища з різним рівнем кислотності та хімічним складом.

Сталі наступного покоління – X100 та X120 – характеризуються схильністю до пришвидшення корозійних процесів за підвищених температур та збільшеного вмісту бікарбонатів у агресивному середовищі. У присутності сірководню на поверхнях таких сталей утворюється однорідний сульфідний шар, який захищає основний метал від подальшого корозійного проникнення. Зі збільшенням концентрації сірководню швидкість корозії зменшується. У нафтопроводах рівень корозії таких сталей буде залежати від суміші, що утворює вода та нафтопродукти. Здебільшого такі суміші зменшують швидкість корозії. Рівень кислотності ґрунтів також впливає на швидкість корозії та корозійного розтріскування. За однакових умов експлуатації лужні суміші викликали пришвидшену корозію трубних сталей. Швидкість руху речовин у трубопроводах також суттєво впливає на процес корозійного розтріскування. Пришвидшений процес корозії спостерігався за наявності турбулентних потоків.

Очевидним фактом у поведінці сталей під дією корозійного середовища є синергетичний підхід до цієї проблеми. Комплексний вплив різних факторів може підсилювати так і послаблювати відповідні процеси для сучасних трубопроводних сталей. Недостатньо вивчений вплив водневого розтріскування при тривалій експлуатації труб з новітніх матеріалів.

Міжнародні стандарти передбачають встановлені методи дослідження NACE TM0177 для корозійного розтріскування та NACE TM0284 для водневого розтріскування, що зарекомендували себе з кращого боку. Їх застосування забезпечує стабільність отриманих результатів та високу ймовірність прогнозування. Проте дані стандарти не включають у свою методику можливість комбінаційного впливу на механічні характеристики матеріалів трубопроводів, які були відремонтовані новими матеріалами та обмежені у виявленні спільної дії тих чи інших чинників. Відповідні комбінації мо-

жуть спричинити непередбачуваний вплив до водневого та корозійного розтріскування.

Різного роду покриття доцільно застосовувати як на стадії виготовлення труб та деталей нафтогазового обладнання, так і під час виконання ремонтних робіт. Слід зазначити, що під час виконання ремонтних робіт, вибору технологічних режимів наплавлення та зварювання необхідно здійснювати із урахуванням наводнення металу в процесі експлуатації трубопроводної системи.

Висновки

Корозія зовнішньої та внутрішньої частин труби, присутність водню у середовищі та подальше розтріскування, пошкодження зовнішнього покриття труб є основними чинниками втрати роботоздатності магістральних трубопроводів. Встановлено, що сучасні матеріали трубопроводів піддаються швидкому впливу корозії. Контроль, ремонт або повна заміна пошкоджених ділянок дозволяють запобігти значним техногенним аваріям. Підвищені тиски перекачування, морські трубопроводи, різні складні умови експлуатації вимагають застосування високоміцних сталей, які є достатньо чутливими до корозійного розтріскування та до впливу водню на процеси деградації та водневого розтріскування. Встановлений взаємозв'язок між цими параметрами пошкоджувальності. Метод дослідження NACE TM0177 для корозійного розтріскування та NACE TM0284 для водневого розтріскування слід розширити і вдосконалити через відсутність відповідних вимог стандартів. Широкого застосування набули сталі класу X70, X80, для яких системний підхід у виробництві достатньо вивірених і забезпечується стандартами API та TU. Для морських трубопроводів досить часто застосовують сталі X65, X70, які мають кращі характеристики корозійної стійкості. Сталі класу X100 та X120 частіше використовують в останні роки для наземних трубопроводів високого тиску. Вплив корозійного та водневого пошкодження для них недостатньо вивчений і потребує подальших досліджень.

Системний підхід у вивченні експлуатаційних, експериментальних та аналітичних досліджень сталей магістральних нафтогазопроводів має розглядатися для створення рекомендаційних документів та стандартів. Основні механічні характеристики таких сталей не можуть бути критерієм відбору для певних умов експлуатації, а повинні враховувати мікроструктуру, хімічний склад, технологію виготовлен-

ня та стійкість до водневої корозії та корозійно-го розтріскування.

Застосування покриттів дозволяє раціонально поєднувати властивості металу основи та покриття, забезпечуючи високу корозійну тривкість і зносостійкість виробів.

Література

1. Закон України “Про об’єкти підвищеної небезпеки”. *Відомості Верховної Ради України (ВВР)*, 2001, № 15, ст. 73. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245-14#Text>
2. Закон України “Про трубопровідний транспорт”. *Голос України*. 1996. № 108. С. 6–7.
3. Федеральний закон 49 CFR 192.763.
4. Zvirko O., Tsyurulnyk O., Nykyforchyn H. Non-destructive evaluation of operated pipeline steel state taking into account degradation stage. *Procedia Structural Integrity*. 2020. No 26. P. 219–224. DOI: 10.1016/j.prostr.2020.06.025.
5. Zvirko O., Tsyurulnyk O. Non-destructive electrochemical evaluation of pipeline degradation. *Lecture Notes in Civil Engineering*, 2021, 102, P. 31–44. DOI: 10.1007/978-3-030-58073-5_3.
6. Dzioba I., Zvirko O., Lipiec, S. Assessment of operational degradation of pipeline steel based on true stress–strain diagrams. *Lecture Notes in Civil Engineering*. 2021. 102. P. 175–187 DOI: 10.1007/978-3-030-58073-5_14.
7. Nykyforchyn H., Tsyurulnyk O., Zvirko O., Krechkovska H. Non-destructive evaluation of brittle fracture resistance of operated gas pipeline steel using electrochemical fracture surface analysis. *Engineering Failure Analysis*. 2019. 104. P. 617–625. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.06.037
8. Анучкин М. П., Горицкий В. Н., Мирошниченко Б. И. Трубы для магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1986. 231 с.
9. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків [та ін.]; під. ред. М. П. Ковалка. К.: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. 600 с.
10. Mohammadjoo M., Collins L., Rashid M., Arafin M. Influence of steel chemistry and field girth welding procedure on performance of API X70 line pipe steels. *Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, IPC*, 2020, 3, V003t05a035. DOI: 10.1115/IPC2020-9721.
11. Schuff C., Kalwa C., Hillenbrand H.G. Application of TMCP material for large diameter pipelines under sour service conditions. *OTC Brasil 2017*, 2017, pp. 1476–1484. DOI: 10.4043/28082-MS.
12. DSTU EN ISO 3183:2017 (ISO 3183:2012, IDT), 2012. Petroleum and natural gas industries. Steel pipe for pipeline transportation systems, Geneva / American Petroleum Institute (API), API 5L, 2013. Specifications for line pipe, 45th edition, Washington DC.
13. Каталог продукції «ІНТЕРПАЙП». <https://interpipe.biz/clients/clientstubes/catalogs/1>
14. Каталог продукції «МЕТІНВЕСТ». <https://metinvestholding.com/catalog/catalog-plates/4>
15. Xiaodong Shao. Research on the Steel for Oil and Gas Pipelines in Sour Environment. *MATEC Web of Conferences* 238, 04010 (2018), *ICNFM2018*. DOI: 10.1051/mateconf/201823804010.
16. Stasyuk B.M., Kret N.V., Zvirko O.I. *et al.* Analysis of the Stressed State of a Pipe of Gas Pipeline with Hydrogen-Induced Macrodefect. *Mater Sci* **55**, 124–129 (2019). DOI: 10.1007/s11003-019-00259-2.
17. Zvirko O., Gabetta G., Tsyurulnyk O., Kret N. Assessment of in-service degradation of gas pipeline steel taking into account susceptibility to stress corrosion cracking. *Procedia Structural Integrity*. 2019. No 16. P. 121–125. DOI: 10.1016/j.prostr.2019.07.030
18. Bolzon G., Rivolta B., Nykyforchyn H., Zvirko O. Mechanical analysis at different scales of gas pipelines. *Engineering Failure Analysis*. 2018. No 90. P. 434–439. DOI: j.engfailanal.2018.04.008.
19. Відомчі будівельні норми України: ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Держнафтогазпром, 2000. 57 с.
20. ДСТУ-НБВ.2.3.21: 2008. Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Мінрегіонбуд України, 2008. 68 с.
21. Murao N., Hisamune N., Osako H., Kondo K. High Strength Seamless Steel Pipe Excellent in Hydrogen-Induced Cracking Resistance and its Production Method, Sumitomo Metal Industries LTD., European Patent Specification 1546417B1. 2012, P. 1-15.
22. SEVESO II Council Directive 96/82 / ES on the control of major-accident hazards involving dangerous.
23. ESIS P4-92 D, ESIS Recommendations for Stress Corrosion Testing Using Pre-Cracked Specimens (1st Draft), European Structural Integrity Society, Delft, 1992.
24. Ниркова Л.І., Гаврилішина О.В., Борисенко Ю.В. Електрохімічні та корозійно-механічні властивості трубної сталі різної кате-

горії міцності в модельному ґрунтовому електроді. *Вісник КНУТД*. 2018. №5 (126). С. 99-105 DOI: 10.30857/1813-6796.2018.5.11.

25. API 1160/ Managing System Integrity for Hazardous Zigu Pipeline. Americal Petroleum Institute, Washington, DC.

26. T.N. Baker, "Microalloyed steels," *Iron-making & Steelmaking*. 2016. No 43. P. 264-307. DOI: 10.1179/1743281215Y.0000000063.

27. Petryna D.Y., Hohol' V.M., Petryna Y.D., Zvirko O.I., Nykyforchyn Y.M. Corrosion and corrosion-mechanical fracture of the steel of crude-oil tanks. *Materials Science*. 2016. 51 (5). P. 666-672. DOI: 10.1007/s11003-016-9889-1.

28. Striletskyi Y., Rovinskyi V., Yevchuk O. Method of studying corrosion processes of metal electrodes by surface voltage fluctuations. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2016. 3 (9). P. 24-29. DOI: 10.15587/1729-4061.2016.71969.

29. Asadauskas S.J., Griguceviien A., Leinartas K., Brainskien D. Application of three-electrode electrolytic cell to evaluate thin films of vegetable and mineral oils. *Tribology International*. 2011. 44 (5). P. 557-564. DOI: 10.1016/j.triboint.2010.09.010.

30. Hurey I.V., Pashechko M.I. Electrochemical characteristics by secondary structures under the friction slip carbon steels after frictional hardening. *Trenie i Iznos*. 2000. 21 (2). P. 192-196.

31. Petryna D.Yu., Kozak O.L., Shulyar B.R., Petryna Yu.D., Hredil M.I. Influence of alloying by rare-earth metals on the mechanical properties of 17gls pipe steel. *Materials Science*. 2013. 48 (5). P. 575-581. DOI: 10.1007/s11003-013-9540-3.

32. Bazaluk O., Velychkovych A., Ropyak L., Pashechko M., Pryhorovska T., Lozynskyi V. Influence of heavy weight drill pipe material and drill bit manufacturing errors on stress state of steel blades. *Energies*. 2021. 14 (14). art. no. 4198. DOI: 10.3390/en14144198.

33. Kopei V., Onysko O., Kusi Y., Vriukalo V., Lukan T. Investigation of the Influence of tapered Thread Pitch Deviation on the Drill-String Tool-Joint Fatigue Life. *Lecture Notes in Networks and Systems*. 2022. 472 LNNS. P. 144-154. DOI: 10.1007/978-3-031-05230-9_17.

34. Pryhorovska T., Ropyak L. Machining Error Influence on Stress State of Conical Thread Joint Details. *Proceedings of the International Conference on Advanced Optoelectronics and Lasers, CAOL, 2019-September*. 2019. art. no. 9019544. P. 493-497. DOI: 10.1109/CAOL46282.2019.9019544.

35. Levchuk K.H., Radchenko T.M., Tatarenko V.A. High-temperature entropy effects in the tetragonality of the ordering interstitial-substitutional solution based on the body-centred tetragonal metal. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2021. 43 (1). P. 1-26. DOI: 10.15407/mfint.43.01.0001.

36. Melnyk J.M., Radchenko T.M., Tatarenko V.A. Semi-empirical parameterization of interatomic interactions, which is based on statistical-thermodynamic analysis of data on phase equilibriums in B.C.C.-Fe-Co alloy. I. Primary ordering. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2010. 32 (9). P. 1191-1212.

37. Solomenko A.G., Balabai R.M., Radchenko T.M., Tatarenko V.A. Functionalization of quasi-two-dimensional materials: chemical and strain-induced modifications. *Progress in Physics of Metals*. 2022. 23 (2). P. 147-238. DOI: 10.15407/ufm.23.02.147.

38. Melnick O.B., Soolshenko V.K. Levchuk, K.H. Thermodynamic prediction of phase composition of transition metals high-entropy alloys. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2020. 42 (10). P. 1387-1400. DOI: 10.15407/mfint.42.10.1387.

39. Shatskyi I.P., Makoviichuk M.V., Shcherbii A.B. Influence of Flexible Coating on the Limit Equilibrium of a Spherical Shell with Meridional Crack. *Materials Science*. 2020. 55 (4). P. 484-491. DOI: 10.1007/s11003-020-00329-w.

40. Abdalla K., Zuhailawati H. Corrosion performance and morphological analysis of activated zinc phosphate coating formed on steel surface. *Anti-Corrosion Methods and Materials*. 2021. 68 (6). P. 555-563. DOI: 10.1108/ACMM-03-2021-2462.

41. Marek A. Hot dip Zn-5Al coatings with improved corrosion resistance of reinforcement steel. *Metalurgija*. 2022. 61 (2). P. 389-391.

42. Ahmadi M., Salgin B., Kooi B. J., Pei Y. Outstanding cracking resistance in Mg-alloyed zinc coatings achieved via crystallographic texture control. *Scripta Materialia*. 2022. 210. art. no. 114453. DOI: 10.1016/j.scriptamat.2021.114453.

43. Hasanpour P., Salehikahrizangi P., Raeissi K., Santamaria M., Calabrese L., Proverbio E. Dual Ni/Ni-Co electrodeposited coatings for improved erosion-corrosion behaviour. *Surface and Coatings Technology*. 2019. 368. P. 147-161. DOI: 10.1016/j.surfcoat.2019.02.061.

44. Ropyak L., Ostapovych V. Optimization of process parameters of chrome plating for providing quality indicators of reciprocating pumps parts. *Eastern-European Journal of*

Enterprise Technologies. 2016. 2 (5). P. 50-62. DOI: 10.15587/1729-4061.2016.65719.

45. Bazaluk O., Dubei O., Ropyak L., Shovkoplias M., Pryhorovska T., Lozynskiy V. Strategy of compatible use of jet and plunger pump with chrome parts in oil well. *Energies*. 2022. 15 (1). art. no. 83. DOI: 10.3390/en15010083.

46. Dubei O.Ya., Tutko T.F., Ropyak L.Ya., Shovkoplias M.V. Development of Analytical Model of Threaded Connection of Tubular Parts of Chrome-Plated Metal Structures. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2022. 44 (2). P. 251-272. DOI: 10.15407/mfint.44.02.0251.

47. Zhachkin S.Y., Penkov N.A., Belyaev R.V., Kirgintsev M. V. Thermophysical parameters of the process to obtain the required microgeometry of composite electroplating coatings based on chromium. *Materials Today: Proceedings*. 2021. 38 (4). P. 1760-1763 DOI: 10.1016/j.matpr.2020.08.255.

48. Prysyzhnyuk P., Ivanov O., Matvienkiv O., Marynenko S., Korol O., Koval I. Impact and abrasion wear resistance of the hardfacings based on high-manganese steel reinforced with multicomponent carbides of Ti-Nb-Mo-V-C system. *Procedia Structural Integrity*. 2022. 36. P. 130-136. DOI: 10.1016/j.prostr.2022.01.014.

49. Ivanov O., Prysyzhnyuk P., Lutsak D., Matvienkiv O., Aulin V. Improvement of Abrasion Resistance of Production Equipment Wear Parts by Hardfacing with Flux-Cored Wires Containing Boron Carbide/Metal Powder Reaction Mixtures. *Management Systems in Production Engineering*. 2020. 28 (3). P. 178-183. DOI: 10.2478/mspe-2020-0026.

50. Bembenek M., Prysyzhnyuk P., Shihab T., Machnik R., Ivanov O., Ropyak L. Microstructure and Wear Characterization of the Fe-Mo-B-C—Based Hardfacing Alloys Deposited by Flux-Cored Arc Welding. *Materials*. 2022. 15 (14). art. no. 5074. DOI: 10.3390/ma15145074.

51. Velychkovych A.S., Andrusyak A.V., Pryhorovska T.O., Ropyak L.Y. Analytical model of oil pipeline overground transitions, laid in mountain areas. *Oil and Gas Science and Technology*. 2019. 74. art. no. 2019039. DOI: 10.2516/ogst/2019039.

52. Ropyak L.Y., Velychkovych A.S., Vytvytskyi V.S., Shovkoplias M.V. Analytical study of "crosshead - Slide rail" wear effect on pump rod stress state. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021. 1741 (1). art. no. 012039. DOI: 10.1088/1742-6596/1741/1/012039.

53. Levchuk K.G., Moisyshyn V.M., Tsidylo I.V. Influence of mechanical properties of a material on dynamics of the stuck drilling pipes. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2016. 38 (12). P. 1655-1668. DOI: 10.15407/mfint.38.12.1655.