

tom 64
8 • 2021
sierpień

PL ISSN 0473-7733
e-ISSN 2449-9501

cena 44 zł (w tym 8% VAT)

MIESIĘCZNIK

ochrona przed korozją

**Corrosion
Protection**



WYDAWNICTWO
SIGMA-NOT



Specjalistyczne Przedsiębiorstwo
Zabezpieczeń Przeciwkorozyjnych Spółka z o.o.
ul. Elbląska 133A, 80-718 Gdańsk,
Centrala, sekretariat: 58 300 9000
e-mail: info@corrpól.pl



Inżynieria korozyjna, w tym ochrona katodowa konstrukcji podziemnych oraz zanurzonych w wodzie:

- rurociągów, zbiorników, orurowań studni,
- infrastruktury przemysłowej i miejskiej,
- wymienników ciepła, maszyn
flotacyjnych,
- budowli hydrotechnicznych,
- jednostek pływających, doków, nabrzeży,
- zbrojenia konstrukcji żelbetowych,
- elektrochemiczna modyfikacja
środowiska korozyjnego.

www.corrpól.pl

Usługi:

- badania, ekspertyzy,
- nadzory,
- doradztwo techniczne,
szkolenia,
- projektowanie,
- kompleksowe
wykonawstwo systemów,
- produkcja podzespołów,
- serwis.

PONAD 30 LAT NA RYNKU

**ATLAS
SOLLICH**

ATLAS – SOLLICH

ZAKŁAD SYSTEMÓW ELEKTRONICZNYCH

ul. Złota 9, 80-297 Rębiechowo
tel.: +48 58 349 66 77 mob: +48 509 993 779
www.atlas-sollich.pl e-mail: sollich@atlas-sollich.pl

Producent aparatury pomiarowej i URZĄDZEŃ OCHRONY KATODOWEJ

◆ SYSTEM OCHRONY KATODOWEJ SOLLICH 1900 CP-SYS

System OK dla rurociągów o dużych poziomach
zakłóceń prądami przemiennymi.

◆ Mikroprocesorowa STACJA OK SOLLICH 2109 CPS

Dedykowana do instalacji na rurociągach.
U_{max} 48V; I_{wyj} 1; 3; 6; 10A



◆ Mikroprocesorowe STACJE OK – SOLLICH 2003 CPS oraz 2103 CPS

Pomiary: I_p, E_{on}, E_{off}, U_a, U_{ac_on}, U_{ac_off}; Cykliczna rejestracja wyników;
Komunikacja RS485; MODBUS, Współpraca z programem **Sollich CPM**;
Uzas: 12–48 Vdc; Wersje I_{wyj} od 10 mA do 4 A; Rozdzielczość prądu od 10uA

◆ Sollich CPM – PROGRAM ZARZĄDZANIA PRACĄ SOK

Lokalny i zdalny monitoring pracy SOK, przechowywanie wyników w bazie Klientów;
Zdalne programowanie parametrów oraz odczyt wyników bieżących i z pamięci
Analiza graficzna i statystyczna wyników, zdarzeń i alarmów.

◆ Akcesoria instalacyjne Ochrony Katodowej

Moduł Komunikacji GSM-GPRS; Przerwywacz GPS Prądu OK; Galwanostatyczne
Stacje Pomiarowe; Przełączniki Elektrod Odniesienia; System zasilania
solarnego i zmierzchowego; Okablowanie; Korozymetry Rezystancyjne;

Kompleksowe usługi w zakresie montażu i kontroli systemu ochrony katodowej

Doradztwo w zakresie doboru optymalnych rozwiązań.

www.imir.bytom.pl • tel. 607-977-383
e-mail: szymon.lewandowski@imir.bytom.pl



Instalacje elektryczne
Modernizacja wod-kan, gaz
Instalacje ochrony katodowej
Renowacja powłok izolacyjnych i malarskich



- Wykonywanie pomiarów diagnostycznych ACVG, DCVG, CIPS.
- Kompleksowa diagnostyka rurociągu.
- Pomiary i ocena zagrożenia korozyjnego spowodowanego oddziaływaniem prądów błędnych, prądów przemiennych.

- Montaż i rozruch anod galwanicznych (protektorów).
- Kompleksowa ocena stanu zabezpieczenia przeciwkorozyjnego.
- Projektowanie instalacji systemów ochrony przeciwkorozyjnej.
- Wykonanie i testowanie przyłączy kablowych do konstrukcji chronionych metodą łukowego lutowania twardego Pin - Brazing.
- Układanie i kontrola kabli prądowych oraz przewodów pomiarowych.
- Montaż słupków kontrolno-pomiarowych.

- Instalowanie i testowanie elektrod odniesienia do pracy ciągłej oraz innych elementów pomiarowych.
- Montaż i rozruch stacji ochrony katodowej, drenażu polaryzowanego.
- Okresowe pomiary potencjałów, kontrola parametrów pracy systemów ochrony katodowej.

- Naprawy i wymiany elementów systemów ochrony katodowej.



- Pomiary rezystywności gruntu metodą Wennera, określenie agresywności gruntu na badaną konstrukcję.
- Pomiary odbiorowe, wyznaczenie jednostkowej rezystancji przejścia izolacji, sprawdzenie poprawnego odizolowania rury ochronnej od przewodowej.



REDAKCJA/EDITORIAL OFFICE:

ul. Chopina 6, pok 202, 44-100 Gliwice, tel./fax: 32 231 02 24
e-mail: redakcja@ochronaprzekoroza.pl
www.ochronaprzekoroza.pl

ZESPÓŁ REDAKCYJNY/EDITORIAL STAFF:

Redaktor Naczelna: dr hab. inż. Małgorzata Zubielewicz
Z-ca Red. Naczelnej: mgr Małgorzata Śmieczek-Glanc
Redaktorzy tematyczni: prof. dr hab. inż. Janusz Flis, prof. dr hab. inż. Danuta Kotnarowska, dr inż. Agnieszka Królikowska, dr hab. inż. Ginter Nawrat, dr inż. Wojciech Sokółski, prof. dr hab. inż. Adam Zybura
Redaktor językowy: mgr Jacek Leszczyński – jęz. pol.
Redaktor językowy: mgr Grzegorz Sosna – jęz. ang.
Redaktor statystyczny: mgr inż. Anna Trams

RADA NAUKOWA/SCIENTIFIC COUNCIL:

prof. dr hab. inż. Witold Gnot, Polska
prof. dr hab. Henryk Bala, Polska
prof. Idalina Vieira Aoki, Brazylia
dr inż. Adam Baryłka, Polska
mgr inż. Magdalena Borek-Daruk, Polska
prof. Pier Luigi Bonora, Włochy
dr Henrikas Cesiulis, Litwa
prof. dr. rer. nat. Ahmed Abd El-Aziz, Egipt
prof. Lorenzo Fedrizzi, Włochy
prof. João Salvador Fernandes, Portugalia
prof. dr. Damien Féron, Francja
prof. dr hab. inż. Janusz Flis, Polska
dr Daniel de la Fuente, Hiszpania
prof. Andréa Kalendová, Czechy
prof. dr hab. inż. Jacek Kijeński, Polska
prof. Niki Kouloumbi, Grecja
dr Olga Kulikova, Rosja
mgr inż. Józef Koziół, Polska
dr inż. Agnieszka Królikowska, Polska
dr inż. Andrzej Królikowski, Polska
prof. Vesna B. Mišković-Stanković, Serbia
prof. Roman Nowak, Finlandia
dr hab. inż. Hanna Pokhmurska, Niemcy
dr inż. Tomáš Prošek, Czechy
dr Thadeus Schauer, Niemcy
dr inż. Wojciech Sokółski, Polska
prof. dr hab. inż. Maria Sozańska, Polska
prof. dr hab. inż. Bogdan Szczygieł, Polska
dr Judit Telegdi, Węgry
prof. dr hab. inż. Tadeusz Wierchoń, Polska
prof. dr hab. inż. Tadeusz Zakroczyński, Polska

Czasopismo „Ochrona przed Korozją” jest indeksowane w: Master Journal List: Emerging Sources Citation Index, Scopus, Baztech, Index Copernicus, Cambridge Scientific Abstracts (CSA, Proquest).

Autor za publikację artykułu w czasopiśmie naukowym „Ochrona przed Korozją” otrzymuje 20 punktów zgodnie z komunikatem Ministra Edukacji i Nauki z dnia 9 lutego 2021 r. w sprawie wykazu czasopism naukowych i recenzowanych materiałów z konferencji międzynarodowych.

Wersja papierowa czasopisma jest wersją pierwotną (referencyjną).



Czasopismo wydawane we współpracy
z Polskim Stowarzyszeniem Korozyjnym
Czasopismo jest na liście czasopism
Europejskiej Federacji Korozyjnej (EFC)

WYDAWNICTWO
SIGMA-NOT

WYDAWCA: Wydawnictwo Czasopism
i Książek Technicznych SIGMA-NOT
Spółka z o.o., ul. Ratuszowa 11, 03-450 Warszawa, tel.: 22 818 09 18;
www.sigma-not.pl • Nakład (w tym wersja elektroniczna) do 500 egz.

PRENUMERATA: tel. 22 840 30 86, e-mail: prenumerata@sigma-not.pl
Wskazówki dla Autorów: www.ochronaprzekoroza.pl

OGŁOSZENIA przyjmują:

• Redakcja: tel./fax 32 231 02 24, e-mail: redakcja@ochronaprzekoroza.pl
• Ewa Sadowska: e-mail: ochronaprzekoroza-reklama@sigma-not.pl
• Dział Reklamy i Marketingu, Warszawa, tel./fax: 22 827 43 65,
e-mail: reklama@sigma-not.pl.
Za treść reklam i ogłoszeń redakcja nie odpowiada.

OD REDAKCJI

**Jak COVID-19 zmienił naszą pracę, nowe Stowarzyszenie AMPP,
nowa konferencja FireCORR i konferencja PKEOpK SEP**

— W. Sokółski 244

NOWOŚCI

Komitet Techniczny KT 290 w Polskim Komitecie Normalizacyjnym

— W. Sokółski 246

**ARTYKUŁY NAUKOWE /
RESEARCH ARTICLES**

**Powłoki izolacyjne a naprężeniowe pękanie korozyjne stalowych
gazociągów – Cz. I**

Insulation coatings and stress corrosion of steel gas pipelines – Part I

— M. Fiedorowicz 248

Mechanical degradation of steel partially fixed in concrete

Degradacja mechaniczna stali częściowo utwardzonej w betonie

— M. B. Lachowicz, M. M. Lachowicz 260

WYDARZENIA

Konferencja „Pomiary Korozyjne w Ochronie Elektrochemicznej” 267

**ARTYKUŁY PROMOCYJNE /
SPONSORED CONTENT**

**Kompozytowe wzmocnienie oraz ochrona osłabionych
rurociągów i zbiorników**

— R. Masek 268

Z PRASY TECHNICZNEJ

O ochronie elektrochemicznej publikowaliśmy (2020-2017) 270

Ochrona katodowa i konstrukcje podziemne 272

WYDAWNICTWA

Czasopisma związane z tematyką korozji (cz. 5) 277

MATERIAŁY • URZĄDZENIA • TECHNOLOGIE

Wynalazki 278



Jak COVID-19 zmienił naszą pracę, nowe Stowarzyszenie AMPP, nowa konferencja FireCORR i konferencja PKEOpK SEP

Rok temu uznałem, że konieczne jest zwrócenie uwagi – wobec nasilającej się epidemii koronawirusa – na pozytywną rolę, jaką spełniają dobrze funkcjonujące systemy dostawy do domów energii elektrycznej, czy też ciepłej i zimnej wody gospodarczej, gwarantujące higieniczne warunki życia mieszkańcom aglomeracji miejskich. Kwestia ta wydawała mi się bardzo ważna, ponieważ w przeszłości wielokrotnie miałem okazję obserwować takie właśnie awaryjne sytuacje, a także ich skutki – brak w domu czystej wody pitnej. Aktywnie też uczestniczyłem w opracowaniu systemów ochrony przeciwkorozyjnej miejskich podziemnych instalacji – głównie stalowych rurociągów podziemnych.

Mam też świadomość, że wobec tragedii wywołanej wysoką śmiertelnością osób zakażonych wirusem COVID-19, inne spostrzeżenia „pozamedyczne” wydają się mało ważne. Tak się jednak złożyło, że na niemal cztery miesiące też zostałem „uwięziony” w szpitalu, choć nie na oddziale zakaźnym, ale miałem okazję zapoznać się z trudną i odpowiedzialną pracą personelu medycznego w tych wyjątkowych warunkach. Niestety nie miałem w tym czasie możliwości korzystania z komputera, a kontakt ze „światem zewnętrznym” mogłem jedynie nawiązać okazjnie przez telefon. Jednocześnie z dużym zainteresowaniem przyglądałem się, jak bardzo szybko ograniczenia normalnych kontaktów międzyludzkich, wynikających z potrzeby zahamowania epidemii, wykształciły nowe formy „bezpiecznego” wzajemnego komunikowania się, przede wszystkim z wykorzystaniem współczesnej techniki komputerowej.

Najlepszym przykładem takiego działania jest wprowadzenie powszechnego zastosowania nauczania zdalnego już od poziomu szkół podstawowych. Kolejnym przykładem może być komunikacja on-

line wewnątrz firm i organizacji, a także realizowane wirtualnie szkolenia i konferencje. W niektórych przypadkach możliwe jest także zdalne wykonywanie pracy przy komputerze zlokalizowanym w dowolnym miejscu, np. w miejscu zamieszkania.

Konieczne w tym miejscu należy przekazać informację o działaniach podjętych w tym właśnie kierunku przez Polskie Stowarzyszenie Korozyjne (PSK), które w takiej zdalnej formie, w postaci webinarów, podjęło się organizacji szkoleń i upowszechniania wiedzy teoretycznej oraz praktycznej z zakresu wybranych technicznych i organizacyjnych aspektów ochrony przeciwkorozyjnej. Odbyły się webinary dotyczące konstrukcji betonowych, cynkowania, farb ogniochronnych, zagadnień ekonomicznych. Bardzo dużym zainteresowaniem cieszyły się wystąpienia zaproszonych specjalistów: Andrzeja Królikowskiego pt. „Pożytki z korozji” oraz Michała Jaczewskiego pt. „Krótka historia ochrony przed korozją”. Szkoda, że tych opracowań nie można ponownie odtworzyć w swoim komputerze celem utrwalenia sobie przekazanej w nich wiedzy. Taka opcja przekazu wiedzy byłaby zapewne mile widziana. Rozszerzona informacja nt. wystąpienia dra Królikowskiego jest opublikowana w nr 4/2021 „Ochrony przed Korozją” s. 126, natomiast opracowanie p. Michała Jaczewskiego będzie publikowane w kolejnych numerach czasopisma.

We współpracy z PSK w Instytucie Badawczym Dróg i Mostów w Warszawie prowadzone są w analityczny sposób kursy „Projektowanie i nadzór nad wykonywaniem zabezpieczeń antykorozyjnych na konstrukcjach stalowych”, „Projektowanie i nadzór nad wykonywaniem zabezpieczeń antykorozyjnych na konstrukcjach betonowych” oraz kurs aktualizujący wiedzę w celu przedłużenia ważności certyfikatu.

Zainteresowanie wiedzą techniczną oraz wdrożeniami nowych technologii przeciwkorozyjnych stale rośnie, ponieważ dziedzina ta warunkuje w wielu przypadkach uzyskanie zamierzonych celów i sukcesu. Jest już dla wszystkich zrozumiałe, że podatny na korozję materiał, niezabezpieczony w odpowiedni sposób przed zjawiskami korozyjnymi, nie zostanie odebrany od producenta wyrobu. Z tego powodu w wielu krajach powstały organizacje techniczne i przedsiębiorstwa statutowo zajmujące się badaniami i wdrożeniami nowych technologii przeciwkorozyjnych w przemyśle, budownictwie czy transporcie.

W bieżącym roku powstało w Stanach Zjednoczonych nowe Stowarzyszenie „**The Association for Materials Protection and Performance**” (AMPP), które wchłonęło „NACE International – National Association of Corrosion Engineers” oraz „The Society for Protective Coatings” (SSPC). Obecnie AMPP aktywnie działa w ponad 130 krajach i posiada więcej niż 40 tysięcy członków. Siedzibą władz AMPP w USA jest Houston (Teksas) i Pittsburgh (Pensylwania). Dodatkowo biura znajdują się w Wielkiej Brytanii, Chinach, Malezji, Brazylii i Arabii Saudyjskiej z centrum szkoleniowym w Dubaju.

AMPP zostało w USA wykreowane po wieloletnim okresie funkcjonowania obu ww. stowarzyszeń, które łącznie przez 145 lat zajmowały się ochroną przeciwkorozyjną i ekspertyzami powłok ochronnych oraz obsługą swoich członków na całym świecie.

SSPC: The Society for Protective Coatings zostało powołane w 1950 roku jako Steel Structures Painting Council – organizacja non profit związana z zastosowaniami powłok do ochrony konstrukcji stalowych, takich jak mosty, statki, zbiorniki wody i inne. Działo w przemyśle przeciwkorozyjnych powłok ochronnych.

NACE: The National Association of Corrosion Engineers, międzynarodowa organizacja non profit, która rozwijała i publikowała normy z dziedziny ochrony przed korozją. NACE wydawała swój miesięcznik **Materials Performance** oraz czasopismo naukowe **Corrosion**.

AMPP wraz z Polskim Stowarzyszeniem Korozyjnym organizuje w listopadzie br. dwudniową wirtualną konferencję **FireCORR 2021** – bliższe informacje na stronie internetowej PSK (<https://psk.org.pl/webinary-konferencje-targi/konferencja-ampp-nace-i-psk>) oraz na stronie AMPP (<https://www.nace.org/events/firecorr>). Konferencja ta zgromadzi delegatów z całego świata. Jej celem jest umożliwienie podzielenia się najlepszymi praktykami i spostrzeżeniami dotyczącymi sprawdzonych rozwiązań problemów związanych z pożarami i korozją w zakładach przetwórczych i w infrastrukturze cywilnej. Organizacja tej międzynarodowej konferencji w formie wirtualnej także potwierdza rozpowszechniającą się i już trwale obecną nową technologię komunikacji oraz wymiany doświadczeń i informacji.

Polski Komitet Elektrochemicznej Ochrony przed Korozją SEP serdecznie zaprasza na konferencję „**Pomiary Korozyjne w Ochronie Elektrochemicznej**”. W tym roku konferencja jest planowana w dniach od 11 do 13 października 2021 roku, w Hotelu DOM ZDROJOWY RESORT & SPA w Jastarni. Więcej informacji na str. 267.

Wojciech Sokółski

Kolejne wydania tematyczne „Ochrony przed Korozją”:

nr 9/2021 Farby antykorozyjne

artykuły przyjmujemy do 16.08.2021 • reklamy do 31.08.2021

nr 11/2021 Galwanotechnika

artykuły przyjmujemy do 8.10.2021 • reklamy do 29.10.2021

nr 10/2021 Powłoki metalowe

artykuły przyjmujemy do 10.09.2021 • reklamy do 30.09.2021

nr 1/2022 Budownictwo

artykuły przyjmujemy do 30.11.2021 • reklamy do 31.12.2021

Zapraszamy do współpracy.



We protect and
beautify the world™

Ekonomiczne

ul. Łużycka 8A
81-537 Gdynia
tel. 58 774 99 00
fax 58 774 99 01
customers@ppg.com

Komitet Techniczny KT 290 w Polskim Komitecie Normalizacyjnym

Zakres działania w Polskim Komitecie Normalizacyjnym (PKN) Komitetu technicznego KT 290 ds. Technik Specjalnych w Elektryce obejmuje następujący Sektor Elektroniki: technikę próżniową, lampy elektronowe, nadprzewodnictwo, ochronę katodową, regulatory automatyczne do elektrycznego sprzętu powszechnego użytku. Komitet ustanowiony został 31.12.2000 r. i formalnie powołany w dniu 1 stycznia 2001 r.

Prace Komitetu prowadzone są przez:

Przewodniczącą KT 290: prof. dr hab. Jacek Sosnowski

Zastępcę Przewodniczącego: dr inż. Wojciech Sokółski

Sekretarza - mgr inż. Zofia Uziębło

Konsultanta - mgr inż. Zofia Uziębło

Obszar normalizacji związany z technologią ochrony katodowej jest bardzo szeroki, począwszy od nazewnictwa oraz typowych obszarów zastosowań zabezpieczeń przeciwkorozyjnych (np. woda morska i woda słodka, ziemia, beton), a na technikach pomiarowych i badaniach materiałowych skończywszy.

Największy obszar zastosowania dotyczy przede wszystkim stali, podstawowego materiału stosowanego w budownictwie i konstrukcji maszyn. Znormalizowane są wymagania techniczne oraz metody pomiarowe związane z eksploatacją systemów kontroli skuteczności działania zabezpieczeń przeciwkorozyjnych.

Wymagania normowe dotyczą również stalowych rurociągów podziemnych i podwodnych, ale także systemów ochrony katodowej stalowych zbiorników paliwowych (podziemnych i naziemnych), stalowych jednostek pływających (ochrona kadłubów i zbiorników balastowych). Nie tylko podwodne gazociągi czy morskie platformy wydobywcze posiadają systemy ochrony katodowej, ale także zaopatrywane są już w takie zabezpieczenia nawodne elektrownie wiatrowe (farmy wiatrowe).

NORMY NOWE LUB WZNAWIANE - AKTUALNE

PN-EN 13173:2007 Ochrona katodowa stalowych przybrzeżnych konstrukcji pływających.

PN-EN 16299-1:2013 Ochrona katodowa powierzchni zewnętrznych zbiorników naziemnych stykających się z ziemią lub z fundamentami.

PN-EN ISO 15257:2017 Ochrona katodowa. Poziomy kompetencji osób zajmujących się ochroną katodową. Podstawa systemu certyfikacji.

PN-EN ISO 15589-1:2017 Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy. Ochrona katodowa instalacji rurociągowych.

Część 1: Rurociągi na lądzie

PN-EN 12954:2019 Ogólne zasady ochrony katodowej zakopanych lub zanurzonych lądowych konstrukcji metalowych.

PN-EN ISO 18086-1:2020 Korozja metali i stopów. Określenie

korozji wywołanej przez prąd przemienny. Kryteria ochrony.

DRAFT ISO/DIS 12696 (nowe wydanie) Ochrona katodowa stali w betonie.

PN-EN 17243:2020-09E - Ochrona katodowa wewnętrznych powierzchni metalowych zbiorników, konstrukcji, wyposażenia i rurociągów zawierających wodę morską.

DRAFT prEN 15112:2021 Zewnętrzna ochrona katodowa obudów studni.

NORMY WYCOFANE (NIEAKTUALNE)

PN-E-05030-10:2004P Ochrona przed korozją -- Elektrochemiczna ochrona katodowa i anodowa -- Terminologia.

PN-EN 12474:2009P Ochrona katodowa rurociągów podmorskich .

PN-E-05030-00:1990P Ochrona przed korozją -- Elektrochemiczna ochrona katodowa -- Wymagania i badania.

PN-E-05030-01:1990P Ochrona przed korozją -- Elektrochemiczna ochrona katodowa -- Metalowe konstrukcje podziemne -- Wymagania i badania.

PN-E-05030-03:1981P Ochrona przed korozją -- Ochrona katodowa -- Ochrona kadłubów statków i obiektów pływających.

PN-E-05030-10:1990P Ochrona przed korozją -- Elektrochemiczna ochrona katodowa i anodowa -- Nazwy i określenia.

PN-EN 12696:2004P Ochrona katodowa stali w betonie.

PN-EN 12954:2004P Ochrona katodowa konstrukcji metalowych w gruntach lub w wodach -- Zasady ogólne i zastosowania dotyczące rurociągów.

PN-EN 13174:2005P Ochrona katodowa instalacji portowych.

PN-E-05030-00:1977P Ochrona przed korozją -- Ochrona katodowa -- Wspólne wymagania i badania.

PN-E-05030-01:1977P Ochrona przed korozją -- Ochrona katodowa -- Ochrona metalowych konstrukcji podziemnych.

PN-EN 15257:2008P Ochrona katodowa -- Poziomy kompetencji i certyfikacja personelu ochrony katodowej.

PN-E-05030-05:1986P Ochrona przed korozją -- Ochrona katodowa -- Anody galwaniczne -- Wymagania i badania.

PN-E-05030-02:1982P Ochrona przed korozją -- Ochrona katodowa -- Ochrona obiektów hydrotechnicznych w stoczniach i portach.

Zestawienie aktualnych norm z zakresu ochrony katodowej, które wstępnie przewidziane zostały przez PKN do sukcesywnego tłumaczenia na język polski

prPN-prEN ISO 21857 (aktualnie w opracowaniu) Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Zapobieganie korozji sys-

temów rurociągów będących pod wpływem prądów błędnych.

PN-EN 12068 Ochrona katodowa – Zewnętrzne powłoki organiczne stosowane łącznie z ochroną katodową do ochrony przed korozją podziemnych lub podwodnych rurociągów stalowych – Taśmy i materiały kurcziwe.

PN-EN 13509:2005P Metody pomiarowe w ochronie katodowej.

PN-EN 12499:2006P Ochrona katodowa powierzchni wewnętrznych konstrukcji metalowych.

PN-EN 13636:2006P Ochrona katodowa metalowych zbiorników podziemnych i związanych z nimi rurociągów.

PN-EN 12495:2009P Ochrona katodowa stałych stalowych konstrukcji przybrzeżnych.

PN-EN 15112:2007P Ochrona katodowa zewnętrznych powierzchni orurowań odwiertów.

PN-EN 14505:2007P Ochrona katodowa konstrukcji złożonych.

PN-EN 13173:2007P Ochrona katodowa stalowych przybrzeżnych konstrukcji pływających.

PN-EN 50162:2006P Ochrona przed korozją powodowaną przez prądy błędne z układów prądu stałego.

PN-EN 12496:2013-08E Anody galwaniczne do ochrony katodowej w wodzie morskiej i słonym mule.

PN-EN 16222:2013-04E Ochrona katodowa kadłubów statków.

PN-EN ISO 13174:2013-06E Ochrona katodowa urządzeń portowych.

PN-EN 12473:2014-04E Ogólne zasady ochrony katodowej w wodzie morskiej.

PN-EN ISO 12696:2017-01E Ochrona katodowa stali w betonie.

Polski Komitet Normalizacyjny przystąpił do wdrażania systemu komputerowego wspomagania tłumaczenia (Computer Aided Translation) TRADOS. Działanie tego systemu w uproszczeniu polega na utworzeniu tzw. „pamięci tłumaczeń” zawierającej pary przetłumaczonych obecnie norm oraz ich odpowiedników w języku oryginału. Pary takie są traktowane przez system jako tłumaczenie wzorcowe i są wykorzystywane do tłumaczenia nowych norm. Jeśli w nowej normie występuje zdanie lub akapit identyczne z zapisanym w pamięci tłumaczeń, system automatycznie podpowiada jego tłumaczenie na język polski. Skuteczność systemu zależy od wprowadzenia do pamięci tłumaczeń najbardziej kluczowych oraz aktualnych norm z danej dziedziny.

W związku z powyższym zwracamy się z prośbą o wytypowanie z załączonej listy kilku (5-6 pozycji) najistotniejszych norm z zakresu tematycznego Państwa Komitetu Technicznego. Normy te zostaną wprowadzone do pamięci tłumaczeń, która będzie wykorzystywana przy tłumaczeniu nowych dokumentów.

ZESTAWIENIE NORM PRZEWIDZIANYCH DO SUKCESYWNego TŁUMACZENIA

PN-EN 50122-1: Zastosowania kolejowe -- Urządzenia stacjonarne -- Bezpieczeństwo elektryczne, uziemianie i sieć powrotna -- Część 1: Środki ochrony przed porażeniem elektrycznym.

PN-EN 50122-2: Zastosowania kolejowe -- Urządzenia stacjo-

narne -- Bezpieczeństwo elektryczne, uziemianie i sieć powrotna -- Część 2: Środki ochrony przed skutkami prądów błędnych powodowanych przez systemy trakcji prądu stałego.

ISO 15589-2: Galvanic anodes for marine structures and pipelines – Specification and qualification – modifications to ISO 15589-2.

DNV-RP-B401: Recommended Practice - CATHODIC PROTECTION DESIGN, DET NORSKE VERITAS (DNV).

EN 12473: General principles of cathodic protection in seawater prepared by Technical Committee BSI CEN/TC 219 “Cathodic protection”.

CEN/TC 219 WG 1 Ad hoc Group 4 N 274 2011: Evaluation of a.c. corrosion likelihood of buried pipelines. Application to cathodically protected pipelines.

UL 1746 (USA) Standard for External Corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tank.

ISO 15589-1 Petroleum and natural gas industries — Cathodic protection for pipeline transportation systems — Part 1: On land pipelines.

ISO 15589-2 Petroleum and natural gas industries — Cathodic protection of pipeline transportation systems — Part 2: Offshore pipelines.

ISO 21857 (first edition 2021-03) Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Prevention of corrosion on pipeline systems influenced by stray currents.

ZESTAWIENIE NORM DO TŁUMACZENIA wg PROPOZYCJI PKN

PN-EN 13509:2005 Metody pomiarowe w ochronie katodowej.

PN-EN 12499:2006 Ochrona katodowa powierzchni wewnętrznych konstrukcji metalowych.

PN-EN 13636:2006 Ochrona katodowa metalowych zbiorników podziemnych i związanych z nimi rurociągów.

PN-EN 12495:2009 Ochrona katodowa stałych stalowych konstrukcji przybrzeżnych.

PN-EN 15112:2007 Ochrona katodowa zewnętrznych powierzchni orurowań odwiertów.

PN-EN 14505:2007 Ochrona katodowa konstrukcji złożonych.

PN-EN 13173:2007 Ochrona katodowa stalowych przybrzeżnych konstrukcji pływających.

PN-EN 50162:2006 Ochrona przed korozją powodowaną przez prądy błędne z układów prądu stałego.

PN-EN 12496:2013 Anody galwaniczne do ochrony katodowej w wodzie morskiej i słonym mule.

PN-EN 16222:2013 Ochrona katodowa kadłubów statków.

PN-EN ISO 13174:2013 Ochrona katodowa urządzeń portowych.

PN-EN 16299:2013 Ochrona katodowa powierzchni zewnętrznych zbiorników naziemnych stykających się z ziemią lub z fundamentami (jest już wersja przetłumaczona).

PN-EN 12473:2014 Ogólne zasady ochrony katodowej w wodzie morskiej.

Wojciech Sokółski

MAREK FIEDOROWICZ

ORCID: 0000-0002-1579-0944

Gdański ośrodek gazowniczy

DOI: 10.15199/40.2021.8.1

Powłoki izolacyjne a naprężeniowe pękanie korozyjne stalowych gazociągów – Cz. I

Insulation coatings and stress corrosion of steel gas pipelines – Part I

W artykule omówiono niektóre aspekty dotyczące naprężeniowego pękania korozyjnego gazociągów, z wyłączeniem kwestii badań, uwypuklając rolę powłok izolacyjnych w rozwoju i zapobieganiu korozji tego rodzaju. Powłoki izolacyjne łącznie z przygotowaniem powierzchni stalowych pełnią kluczową rolę zarówno w umożliwieniu inicjacji i przebiegu (gdy są niewłaściwe), jak i przeciwdziałaniu naprężeniowemu pękaniu korozyjnemu (gdy są odpowiednie) w sytuacji, gdy naprężenia w ściankach są większe niż 60% minimalnej granicy plastyczności. W niniejszej pracy używa się zamiennie terminów korozja naprężeniowa i naprężeniowe pękanie korozyjne (SCC).

Słowa kluczowe: gazociąg, powłoka izolacyjna, ochrona katodowa, naprężeniowe pękanie korozyjne

Autor niniejszej pracy składa szczególne podziękowania Panu Mehrooz Zamanzadeh (Dr Zee) oraz instytucjom/organizacjom: U.S. National Transportation Safety Board (NTSB), Transportation Safety Board of Canada (TSB), ASM International, United Kingdom Onshore Pipeline Operators' Association (UKOPA), T.D. Williamson - za wyrażenie zgody na wykorzystanie ich fotografii i rysunków,

This article focuses on some aspects related to gas pipeline SCC (excluding research) and stresses out the role of insulating coatings in the development and prevention of this type of corrosion. Insulating coatings, together with steel surfaces, play an important role both in enabling course initiation (when they are not adequate) and in SCC prevention (when they are adequate) when stress corrosion is higher than 60% of minimum yield strength (SMYS). In this work, terms like stress corrosion and stress corrosion cracking are used interchangeably.

Keywords: gas pipeline, insulation coating, cathodic protection, stress corrosion cracking

The author of this article would like to thank Mr Mehrooz Zamanzadeh (Dr Zee) and following organisations: U.S. National Transportation Safety Board (NTSB), Transportation Safety Board of Canada (TSB), ASM International, United Kingdom Onshore Pipeline Operators' Association (UKOPA), T.D. Williamson - for giving consent to publish their photographs and drawings.

1. Wprowadzenie

Korozja naprężeniowa (SC - stress corrosion) jest wynikiem jednoczesnego oddziaływania na podatny metal naprężeń rozciągających i środowiska korozyjnego. Dotyczy wielu metali, w tym stali węglowych stosowanych do budowy gazociągów, które są podatne na SC, jeśli tylko wystąpią pozostałe niezbędne czynniki. Aby ten rodzaj korozji rozwinął się muszą być spełnione trzy podstawowe warunki: materiał podatny na tę korozję, odpowiednie środowisko i odpowiednie naprężenie rozciągające.

Wyróżnia się dwa rodzaje korozji naprężeniowej stali węglowej: korozję zachodzącą przy podwyższonym i korozję zachodzącą przy prawie obojętnym pH. Zdecydowana większość przypadków korozji naprężeniowej występuje na krytycznych odcinkach za sprężarkami gazu. W tym na tych odcinkach odnotowano także większą przypadków korozji zachodzącej przy prawie neutralnym pH, mimo iż dla rozwoju tej korozji nie jest wymagana podwyższona temperatura. Jednakże korozja naprężeniowa przy prawie obojętnym pH może wystąpić także na innych odcinkach, nie związanych z tłoczniami gazu.

Na odcinkach gazociągów za tłoczniami gazu występuje najwyższe ciśnienie, często pulsujące, oraz podwyższona temperatura gazu i ścianki gazociągu. Podwyższona temperatura drastycznie (wykładniczo) zwiększa ryzyko wystąpienia korozji naprężeniowej zachodzącej przy wysokim pH i przyczynia się do szybszej degradacji powłok izolacyjnych.

Zdecydowana większość przypadków korozji naprężeniowej występuje pod powłokami izolacyjnymi różnych rodzajów (smółowymi, asfaltowymi, woskowymi, nawojowymi z taśm polimerowych, z opasek termokurczliwych). Odnotowano także przypadki tej korozji na powierzchniach odsłoniętych (pozbawionych powłoki).

Aby wystąpił rozwój korozji naprężeniowej musi zaistnieć jednocześnie wiele czynników i takie sytuacje (fatalne zbiegi wielu okoliczności), niestety, mają miejsce. Jednakże w każdym przypadku jako przyczyny odnotowuje się także jakieś wady powłoki izolacyjnej (odspojenia, szczeliny podpowłokowe, ubytki izolacji) i nieodpowiednią, niewystarczającą lub brak ochrony katodowej.

Rozzerwania SCC miały miejsce w rurociągach zlokalizowanych na całym świecie na kilku kontynentach. SCC zachodzące przy wy-

Marek Fiedorowicz – absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej. Od 38 lat zajmuje się ochroną przeciwkorozyjną sieci gazowych – gazociągów i obiektów. Specjalizuje się m.in. w systemach ochrony przeciwkorozyjnej opartych na powłokach izolacyjnych o wysokim poziomie szczelności.

■ Otrzymano / Received: 10.06.2021. Przyjęto / Accepted: 02.08.2021



Rys. 1. Przykłady rozerwania gazociągów spowodowanych przez SCC [5, 7]. Dzięki uprzejmości U.S. NTSB, TSB of Canada

Fig. 1. Examples of gas pipeline ruptures caused by SCC [5, 7]. Photo courtesy of U.S. NTSB, TSB of Canada.

sokim pH występowało m.in. w Stanach Zjednoczonych, Kanadzie, Australii, Iranie, Iraku, Włoszech, Pakistanie i Arabii Saudyjskiej. SCC zachodzące przy prawie neutralnym pH stwierdzano m.in. w północnej części Stanów Zjednoczonych, w Kanadzie, Rosji, Indonezji, Włoszech, Francji, Niemczech, Słowacji. Szczegółowe informacje dotyczące niektórych katastrof i przypadków SCC można znaleźć np. w [1 - 12].

Z oczywistych powodów rozerwania gazociągów są spektakularne, często tragiczne w skutkach, jednakże dużo liczniejsze przypadki korozji naprężeniowej na świecie wykrywa się podczas okresowych, eksploatacyjnych prób hydrostatycznych, badań „in line” dedykowanymi tłokami oraz w wyniku bezpośredniej oceny w ramach celowych i okazjonalnych odkrywek gazociągów.

Autorzy opracowania [13], po przeanalizowaniu danych dotyczących gazociągów o łącznej długości 270 000 km w Ameryce Północnej podają, iż w poprzedzającym, czterdziestoletnim okresie wystąpiło:

- 59 pęknięć i wycieków spowodowanych korozją naprężeniową przy wysokim pH,
- 26 pęknięć i wycieków spowodowanych korozją naprężeniową przy prawie obojętnym pH,
- 298 pęknięć i wycieków zaistniałych podczas okresowych, eksploatacyjnych prób hydrostatycznych, spowodowanych korozją naprężeniową przy wysokim pH,
- 149 pęknięć i wycieków zaistniałych podczas okresowych, eksploatacyjnych prób hydrostatycznych, spowodowanych korozją naprężeniową przy prawie obojętnym pH.

Daje to 13,3 incydentu/rok. Jeśli jednak weźmie się pod uwagę awarie polegające na rozszczelnieniu czynnych gazociągów, podczas których doszło do wycieków gazu, to otrzymuje się 2,27 incydentu na rok (w odniesieniu do sieci o długości 270 000 km).

Pierwszy zidentyfikowany przypadek rozerwania gazociągu w wyniku SCC miał miejsce 4 marca 1965 r. w pobliżu m. Natchitoches w stanie Luizjana w USA - pęknięciu uległ gazociąg przesyłowy o średnicy 800 mm, co doprowadziło do wybuchu i pożaru. Zginęło 17 osób, a 7 domów uległo spaleni.

Wg PN-EN ISO 8044:2002 [14] korozja naprężeniowa to proces, w którym równocześnie występuje korozja z naprężeniem metalu, wynikającym z obciążeń zewnętrznych lub naprężeń własnych, a naprężeniowe pękanie korozyjne to pękanie w wyniku korozji naprężeniowej. Zdaniem autora te definicje są niefortunne, niejednoznaczne.

W zachodniej literaturze w praktyce nie rozróżnia się pomiędzy korozją naprężeniową, która w początkowej fazie jest powierzchniowym „mikropęknięciem”, a jej końcowym rezultatem – pęknięciem – rozerwaniem rurociągu; określa się je jako SCC, przy czym rozerwanie czasami określa się jako „rupture SCC”.

Autor w niniejszej pracy używa zamiennie terminów korozja naprężeniowa i naprężeniowe pękanie korozyjne, traktując korozję naprężeniową jako zainicjowane i rozwijające pęknięcie wskutek oddziaływań naprężeń i środowiska korozyjnego.

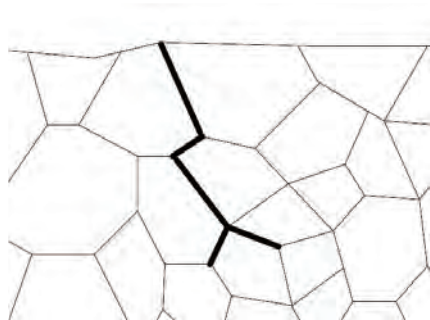
Korozja naprężeniowa jest realnym zagrożeniem, brzemieniem w skutkach. Jest trudna do wykrycia i „zwodnicza”. Zdarza się, że pomimo podejmowania przez operatorów szerokich działań badawczych (różnymi metodami) i naprawczych – dochodzi do rozerwania gazociągów – w innych, w tym w sąsiednich, miejscach [5, 6, 9, 11]. W Tablicy 1 zestawiono kilka takich przypadków.

Awaria gazociągu w pobliżu Brookdale, Manitoba, Kanada, 2002 r. Wcześniej, w 1989 r. w pobliżu miejsca przyszłej awarii z 2002 r. wystąpił wyciek gazu spowodowany korozją naprężeniową pod ręcznie nałożoną powłoką naprawczą. Po tym zdarzeniu przeprowadzono dodatkową próbę hydrostatyczną odcinka gazociągu, która nie ujawniła wad. W 1998 r. gazociąg został zbadany magnetycznym tłokiem pomiarowym MFL. W pobliżu miejsca przyszłej awarii nie zidentyfikowano wówczas żadnych miejsc wymagających naprawy. Cztery lata później gazociąg uległ rozerwaniu w wyniku SCC [3].

Rozerwanie gazociągu koło Palm City na Florydzie w 2009 r. Przeprowadzone w 2004 r. badanie tłokiem MFL nie wykryło żadnych anomalii korozyjnych w miejscach przyszłych rozerwania (pęknięć). Natomiast na przedmiotowej sekcji pomiędzy tłoczniami w innych lokalizacjach zostały wówczas wykryte anomalie korozyjne o głębokościach od 1 do 2,54 mm. Wykonano wówczas 12 odkrywek gazociągu, jednakże nigdzie nie wykryto pęknięć naprężeniowych. Mimo to gazociąg uległ rozerwaniu w wyniku SCC [5].

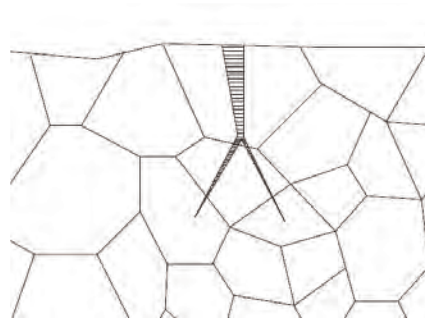
Awaria gazociągu koło m. Swastika w Ontario w Kanadzie w 2009 r. Wcześniej na gazociągu wystąpiły dwie awarie spowodowane przez SCC. Gazociąg został zakwalifikowany jako zagrożony przez korozję naprężeniową. Wykonywano badania w odkrywkach (SCC-DA) i eksploatacyjne próby hydrostatyczne. W 1994 r. – wymieniono odcinek zaatakowany przez kolonie SCC w odl. 200 m od przyszłej awarii z 2009 r. Pomimo takich działań – gazociąg uległ rozerwaniu w 2009 r. [6].

Rozerwanie gazociągu Moomba – Adelajda w Australii w 2015 r. Po zbadaniu w latach 2002 - 2003 gazociągu tłokiem operator zrealizował szeroki program naprawy gazociągu. W latach 2004 - 2005 naprawiono 129 wykrytych i wyselekcjonowanych defektów rur używając technologii „clock springs”. Przy okazji naprawiono powłokę izolacyjną na odcinkach o łącznej długości ponad 2700 metrów. Na każdym odkopanym w celu naprawy odcinka gazociągu przeprowadzono badania rur pod kątem występowania SCC techniką magnetyczno – proszkową – nie wykryto tej korozji. Ponadto w latach 2003 - 2008 przeprowadzono szerokie badania



Rys. 2. Naprężeniowe pęknięcia przy wysokim pH zachodzą na granicach ziaren; rysunek poglądowy

Fig. 2. Intergranular high pH SCC; illustrative drawing



Rys. 3. Naprężeniowe pęknięcia korozyjne przy prawie obojętnym pH przebiegają poprzez ziarna; rysunek poglądowy

Fig. 3. Transgranular near neutral pH SCC; illustrative drawing

izolacji metodą DCVG i naprawy powłoki izolacyjnej, w tym na trzydziestokilometrowych, krytycznych odcinkach za tłoczniami gazu. W odkrywках gazociągu wykonywano badania rur pod kątem SCC. Nie odnotowano korozji naprężeniowej. Pomimo zrealizowania tak szerokiego programu badań i napraw – w 2015 roku doszło do groźnego, korozyjnego pęknięcia gazociągu [9].

9 października 2018 r., około 13 km na północny wschód od Prince George w Kolumbii Brytyjskiej w Kanadzie uległ rozerwaniu wybudowany w 1972 r. gazociąg o średnicy 914,4 mm. Operator gazociągu stosował plan zarządzania integralnością, w którym przedmiotowy segment gazociągu został uznany jako zagrożony przez SCC zachodzące przy prawie neutralnym pH. Realizował plan zarządzania zagrożeniami SCC. Gazociąg ten po wybudowaniu był wielokrotnie sprawdzany wewnątrz pod kątem SCC przy użyciu różnych typów i generacji technologii kontroli „in-line”. Przy okazji różnych odkrywek gazociągu wykonywane były badania magnetyczno-proszkowe w wykopach. Najbliższe badanie w wykopie wykonano w 2002 r. w odległości 1104 m od miejsca przyszłej awarii z 2018 r. Stosowano lokalne naprawy rurociągu i wymiany powłoki. W okresie przed awarią wymieniono 3 odcinki rurociągu. Generalnie na podstawie badań segment został uznany jako realnie zagrożony przez SCC, ale w stopniu niewielkim lub umiarkowanym. W 2003 przeprowadzono badanie gazociągu dedykowanym tłokiem z elektromagnetycznym przetwornikiem akustycznym (EMAT). Na podstawie oceny wykrytych pęknięć kolejne badanie tłokiem EMAT zaplanowano i wykonano po upływie 5 lat, w 2008 r. Oszacowano, że szybkość wzrostu wykrytych pęknięć wynosi ok. 0,15 mm/rok i kolejne badanie należałoby wykonać po upływie 12 lat w 2020 r., jednakże kolejne badanie zaplanowano wcześniej, na 2017 r. Planowane badanie zostało „odroczone” na jesień 2018 r., jednakże wcześniej zaistniała awaria. W tym przypadku operator w analizach nie uwzględniał istnienia i wzrostu w interwale pomiędzy badaniami pęknięć nie wykrytych uprzednio przez tłok EMAT (poniżej progu wykrywalności) [11].

Jeśli jakiś gazociąg/segment został zakwalifikowany jako zagrożony przez SCC, to nie oznacza to, że pęknięcia rozwijają się na całej powierzchni, w dowolnym punkcie, lub pod każdą powłoką na połączeniach spawanych. Jeśli np. na zagrożonym segmencie występuje kilka tysięcy połączeń spawanych, to w skrajnym przypadku naprężeniowe pęknięcia korozyjne mogą rozwijać się w szczelinach pod zaledwie jedną powłoką, na jednym połączeniu spawanym. Znalazienie/wykrycie takiego miejsca jest niezmiernie trudne.

2. Mechanizm korozji naprężeniowej

Korozja naprężeniowa stali węglowej zachodzi w wielu środowiskach, w tym w środowiskach powstających przy/na stalowych ściankach podziemnych rurociągów przy udziale dwutlenku wę-

gla. Dwutlenek węgla pochodzi przede wszystkim z rozkładu materiałów organicznych w gruncie.

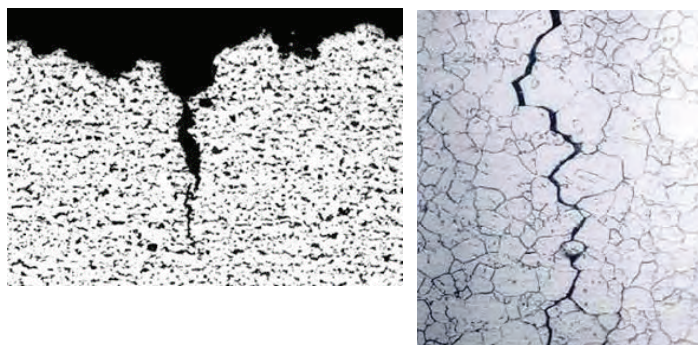
Warunkiem koniecznym do wystąpienia korozji naprężeniowej jest m.in. odpowiednie naprężenie rozciągające.

W przypadku korozji naprężeniowej przy wysokim pH dochodzi do powierzchniowego pęknięcia, w tym do przerwania warstwy tlenkowej (Fe_3O_4). Kontakt ze środowiskiem korozyjnym (elektrolitycznym) prowadzi do powstania ogniwa korozyjnego aktywno - pasywnego, w którym elektrodą korodującą jest odsłonięty, „świeży” metal. Koroduje „ostrze” powstałej szczeliny, a „zbocza” (boki) nie korodują. (W procesie korozji nachodzącej przy obojętnym pH z reguły korodują zarówno „ostrze”, jak i „zbocza”)

Ustalono, że środowiskiem, w którym w praktyce zachodzi korozja naprężeniowa przy wysokim pH, jest stężony roztwór węgla i wodorowęglanu ($\text{CO}_3\text{-HCO}_3$). Teoretycznie wysokie pH może występować w glebie, jednakże w Polsce przeważają grunty o odczynie kwaśnym. Jony wodorotlenowe niezbędne w procesie korozji naprężeniowej zachodzącej przy wysokim poziomie pH powstają w procesie ochrony katodowej - w reakcji katodowej (redukcji) na chronionej powierzchni stalowej. Środowisko ($\text{CO}_3\text{-HCO}_3$) powstaje w wyniku reakcji pomiędzy jonami OH^- a dwutlenkiem węgla CO_2 , pochodzącym z rozkładu substancji organicznych w gruncie. Prąd ochrony katodowej powoduje wzrost pH elektrolitu na styku z powierzchnią metalową, do której wpływa, a dwutlenek węgla łatwo rozpuszcza się w elektrolicie o wysokim pH. W rezultacie wytwarza się stężony roztwór ($\text{CO}_3\text{-HCO}_3$). Zakres pH, w którym zachodzi inicjacja tej korozji naprężeniowej, wynosi 8 – 11 [10, 15]. Roztwór ($\text{CO}_3\text{-HCO}_3$) może wnikać pod powłokę izolacyjną poprzez odspojenia i szczeliny podpowłokowe. Może powstawać także w wyniku „przenikania” prądu poprzez porowatą powłokę (smołową, asfaltową). Stwierdzano go pod powłokami ze smoły węglowej, pod powłokami z asfaltu i pod powłokami z taśm. Rozerwania gazociągów w wyniku SCC przy wysokim pH występują z reguły po upływie 15 – 20 lat od uruchomienia gazociągu, jednakże występowały one po upływie zaledwie 6 lat, jak i po okresach znacznie dłuższych, ponad czterdziestoletnich [10].

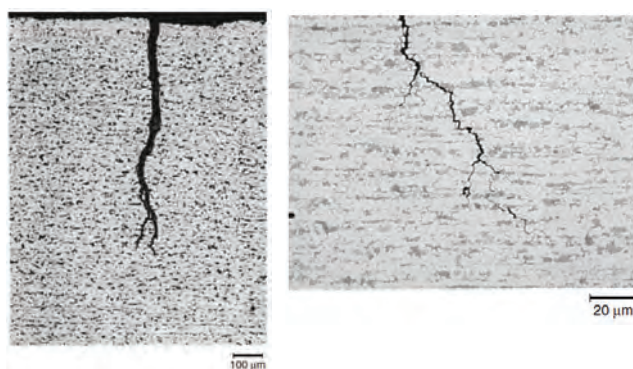
Wiele źródeł podaje, iż potencjał krytyczny, przy którym zachodzi korozja naprężeniowa przy wysokim pH, wynosi $-600 \div -750$ mV względem siarczano – miedziowej elektrody odniesienia [10, 15]. Taki potencjał może zaistnieć w defekcie powłoki w warunkach niepełnej ochrony katodowej, ale może występować także pod wadliwą powłoką izolacyjną w warunkach prawidłowo prowadzonej ochrony katodowej. Sprawa zakresu potencjałów krytycznych jest bardziej złożona – szerzej na ten temat w części dotyczącej ochrony katodowej.

Korozji naprężeniowej przy wysokim pH nie towarzyszą inne rodzaje korozji. Inicjacja i rozwój tej korozji (pęknięcia) zachodzą na



Rys. 4. Naprężeniowe pęknięcia korozyjne transgraniczne przy neutralnym pH, zainicjowane we wżerze korozyjnym (z lewej), i wysokim pH (z prawej) [10]. Dzięki uprzejmości UKOPA

Fig. 4. Transgranular near neutral pH SCC initiated in corrosion pit (left) and high pH SCC (right) [10]. Photo courtesy of UKOPA



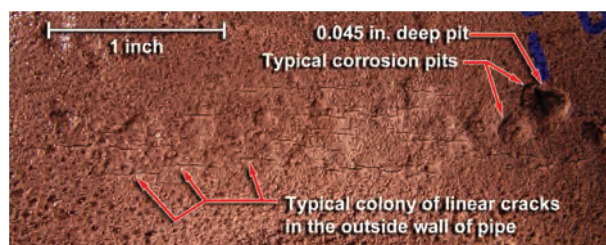
Rys. 5. Naprężeniowe pęknięcia korozyjne przy prawie neutralnym pH (z lewej) i przy wysokim pH (z prawej) [24]. Przedruk za zgodą ASM International. Wszelkie prawa zastrzeżone

Fig. 5. Near neutral pH SCC (left) and high pH SCC (right) [24]. Reprinted with permission of ASM International. All rights reserved



Rys. 6. Kolonia pęknięć przy prawie neutralnym pH w sąsiedztwie spoiny obwodowej [10]. Dzięki uprzejmości UKOPA

Fig. 6. Near neutral SCC colony near perimeter weld [10]. Photo courtesy of UKOPA



Rys. 7. Podłużne pęknięcia spowodowane korozją naprężeniową zachodzącą przy prawie obojętnym pH; oprócz pęknięć widoczna jest korozja ogólna i wżery korozyjne [5]. Dzięki uprzejmości U.S. NTSB

Fig. 7. Longitudinal cracks caused by near neutral pH stress corrosion; apart from cracks, general corrosion and corrosion pitting can be seen [5]. Photo courtesy of U.S. NTSB



Rys. 8. Kolonia naprężeniowych pęknięć korozyjnych [10, 15]. Dzięki uprzejmości UKOPA

Fig. 8. SCC colony [10, 15]. Photo courtesy of UKOPA

granicach ziaren (które w procesie tej korozji są jakby selektywnie „trawione”).

Prawdopodobieństwo korozji naprężeniowej zachodzącej przy wysokim pH wzrasta wraz ze wzrostem temperatury – eksponencjalnie.

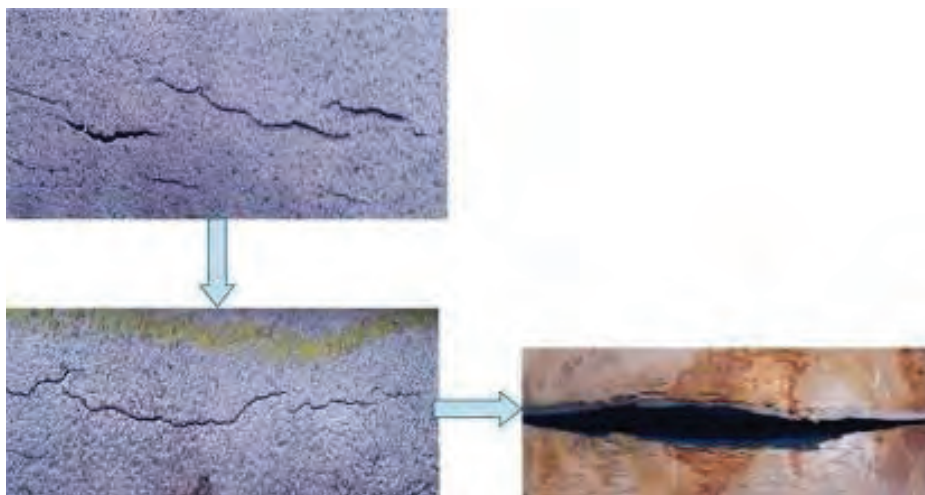
Korozja naprężeniowa przy prawie obojętnym pH zachodzi w środowisku o pH w zakresie, w zależności od źródła informacji, 5,5 – 7,5 [10, 15] lub 6 – 8 [16], w wąskim przedziale potencjałów -760 ÷ -790 mV wzgl. CSE [10, 15]. Występuje przy braku lub przy „słabej” ochronie katodowej, np. pod powłoką izolacyjną, w gruntach o wysokiej rezystywności lub w wyniku nieprawidłowego prowadzenia ochrony katodowej. Jednakże Büchler w [17] zauważa, że warunki do rozwoju pęknięć przy prawie neutralnym pH mogą powstać także przy spełnieniu potencjałowych kryteriów ochrony katodowej w danych warunkach – gdy pH jest w pobliżu obojętnego, np. wskutek przepływu obojętnej wody (wówczas polaryzacja stężeniowa jest niweczona, pH jest prawie obojętne, potencjał jest w zakresie potencjałów ochronnych i jednocześnie wydzielają się wodór). Zdecydowanie najczęściej ma miejsce pod powłokami z taśm polimerowych. Stwierdzano ją w różnorodnych gruntach, w glinach, mułach, piaskach i skałach, ale głównie w gruntach wilgotnych, beztlenowych.

Ustalono, że zachodzi w środowisku rozpuszczonego w wodzie dwutlenku węgla (słabego kwasu węglowego i wodorowęglanu).

W przypadku korozji naprężeniowej zachodzącej przy wysokim pH ubytki metalu są mniej więcej zgodne z prawem Faradaya, natomiast w przypadku korozji zachodzącej przy prawie neutralnym pH ubytki są większe, niż wynikałoby to z prawa Faradaya [15].

Liczni badacze wskazują na rolę wodoru w rozwoju pęknięć przy prawie obojętnym pH [15, 17, 18]. Wydzielanie wodoru jest wynikiem procesów korozyjnych lub zachodzi w rezultacie obniżenia potencjału w związku z polaryzacją katodową (w procesie ochrony katodowej) w odpowiednim zakresie pH. Büchler w [17] podnosi, że wydzielanie wodoru jest niemalże nierozłącznie związane z ochroną katodową, stwierdza wręcz, że „Twierdzenie, że ochrona katodowa jest możliwa bez odpowiednich ilości wydzielonego wodoru w przypadku konstrukcji podziemnych jest błędne i mylące”. Wodór wnika do stali powodując kruchość wodorową i umożliwiając „rozwój” pęknięć (ostrza szczeliny) pod wpływem naprężeń, które rozrywa „pustki wodorowe” i uwalnia wodór [17].

Pęknięcia przebiegają „transgranicznie”, poprzez ziarna. Powstałe pęknięcia (szczeliny) są zdecydowanie szersze, niż w przypadku korozji naprężeniowej zachodzącej przy podwyższonym pH i są wypełnione produktami korozji. Korozji naprężeniowej przy prawie obojętnym pH zazwyczaj towarzyszą inne rodzaje korozji, jak korozja ogólna lub wżerowa. Jest to wynikiem braku alkalizacji środowiska – zbyt słabej ochrony katodowej lub jej braku. Jednakże może zachodzić także przy braku korozji ogólnej [16]. Pojawiają się poglądy, że inicjacja pęknięć w procesie korozji naprężeniowej



Rys. 9. „Rozwój” naprężeniowych pęknięć korozyjnych [10]. Dzięki uprzejmości UKOPA

Fig. 9. The development of SCC [10]. Photo courtesy of UKOPA

przy prawie obojętnym pH związana jest z obecnością wżerów lub mikrowżerów, gdzie występuje lokalny wzrost naprężeń. Na rozwój tej korozji (pęknięć) bardziej są narażone miejsca, gdzie występują lokalne wzrosty szczytkowych naprężeń powierzchniowych (takie jak obszary korozji, wgniecenia, żłobienia lub spoiny). Dlatego jest ona bardziej prawdopodobna w pobliżu spoin oraz w miejscach ingerencji mechanicznych, jak np. wygięcia, wyżłobienia i wgniecenia rury [16].

Podwyższona temperatura nie jest niezbędna do rozwoju korozji naprężeniowej przy prawie obojętnym pH.

Korozja naprężeniowa rozwija się zazwyczaj w postaci tzw. kolonii, a nie pojedynczych (mikro) pęknięć. Pęknięcia, które w początkowej fazie są powierzchniowymi mikropęknięciami, co do zasady rozwijają się prostopadle do naprężeń rozciągających. Naprężenia obwodowe w ścianie rurociągu, będące pochodną ciśnienia medium, powodują pęknięcia osiowe, wzdłuż osi/tworzących rurociągu. Jednakże w ścianie występują także inne naprężenia: własne, powierzchniowe, zginające i in. W rezultacie, w zależności od kierunku naprężeń rozciągających, występują wspomniane pęknięcia osiowe (najliczniejsze), ale również poprzeczne (obwodowe) i pośrednie [19]. (O roli naprężeń – w dalszej części artykułu.) Powstałe mikropęknięcia powierzchniowe rozwijają się w głąb i wzdłuż, a poszczególne (ale nieliczne) pęknięcia w kolonii z czasem łączą się ze sobą „wzdłużnie” (wzdłuż osi lub obwodowo). Większość zainicjowanych pęknięć pozostaje „uśpiona” i nie „rozwija się”. Jeśli długość rozwijającego się w ten sposób pęknięcia, przy zaistniałej głębokości, osiągnie wartość krytyczną – w końcowym etapie dochodzi do katastroficznego rozerwania ścianki rurociągu. Natomiast jeśli rozwój pęknięcia „w głąb” będzie szybszy, niż rozwój „wzdłuż” i nie zostanie osiągnięta długość krytyczna, to dojdzie do miejscowej perforacji ścianki i wycieku medium.

Wyróżnia się cztery etapy w rozwoju korozji naprężeniowej prowadzącym do rozerwania rurociągu [20, 21].

Pierwszy etap to okres niezbędny do powstania wad powłoki, np. odspojień, wytworzenia środowiska, w którym zachodzi inicjacja pęknięć oraz na dotarcie tego środowiska do powierzchni metalowej. Długość tego okresu, zwanego okresem inkubacji, jest trudna do przewidzenia, przede wszystkim z powodu niewiadomych dotyczących wad powłoki i ich „rozwój”.

Jeśli wystąpią wszystkie niezbędne warunki (odpowiednie środowisko na styku z metalową powierzchnią, odpowiedni potencjał i pH, temperatura, odpowiednie naprężenia – powierzchniowe, własne, obwodowe, podłużne lub ich kombinacja) – następuje inicjacja pęknięć. W początkowej fazie rozrost zainicjowanych pęknięć jest szybki, jednakże szybko ulega on spowolnieniu. W następnym,

trzecim okresie, który może trwać kilka, a nawet kilkadziesiąt lat, rozrost pęknięć jest powolny, a część zostanie „wygaszona” wskutek korozji innych rodzajów. Niewielka liczba pęknięć rozrasta się, a jeszcze mniejsza – łączy się (wzdłuż osi lub wzdłuż obwodu rurociągu) w dłuższe, niebezpieczne pęknięcia. Powstają także nowe pęknięcia. W tym okresie działa przede wszystkim „mechanizm korozyjny – środowiskowy”.

W czwartym okresie następuje propagacja pęknięć i rozerwanie. W tym okresie dominujące jest oddziaływanie mechaniczne na proces.

[Do niedawna obydwa rodzaje korozji naprężeniowej wiązano wyłącznie z odcinkami o długości ok. 32 km poniżej tłoczni gazu. Obecnie przyjmuje się, że korozja naprężeniowa przy prawie neutralnym pH może zachodzić także na innych segmentach, co jest potwierdzone w praktyce.]

3. Wpływ wybranych czynników na korozję naprężeniową

3.1 Stal

Zasadniczo wszystkie stale rurociągowie należy uznać za podatne na korozję naprężeniową (przy wysokim pH i przy prawie neutralnym pH), ale jak dotąd, pomimo wielu badań, nie ustalono zależności ryzyka inicjacji i wzrostu pęknięć w zależności od gatunku stali, struktury, składu, technologii produkcji i wieku [10, 15, 18]. Wykazano jednak pewne zależności, które raczej nie dotyczą stali, z których wykonuje się rury gazociągowe: dodatki stopowe, takie jak chrom, nikiel, molibden i tytan, do stali w ilościach od 2 do 6 procent zmniejszają podatność na SCC [15, 22], a ze wzrostem zawartości węgla odporność na korozję naprężeniową zachodzącą przy wysokim pH wzrasta.

3.2 Naprężenia

Rozwój korozji naprężeniowej i uszkodzenia rur, w tym rozerwania, mają miejsce przy naprężeniach mniejszych, niż granica plastyczności.

Inicjacja pęknięć następuje powyżej pewnej wartości naprężenia rozciągającego, zwanej naprężeniem progowym. Naprężenie progowe jest trudne do dokładnego określenia, ale w zależności od zakresu wahań naprężeń wynosi, na podstawie badań laboratoryjnych, 60 do 100% granicy plastyczności dla SCC o wysokim pH. Naprężenie progowe dla SCC zachodzącym przy prawie neutralnego pH nie zostało ustalone [15, 23].

Różne źródła donoszą, że w praktyce naprężenie progowe dla korozji przy wysokim pH wynosi od 46 do 76% SMYS, zazwyczaj powyżej 60% [np.10].

Tab. 1. Przykłady spowodowanych przez SCC awarii gazociągów i uprzednich działań podejmowanych przez operatorów
Tab. 1. Examples of SCC-caused gas pipeline damage and previous/preceding tasks taken by their operators

Rok awarii SCC	Gazociąg	Wiek [lata]	Odl. od tłocznia gazu	Typ SCC	Średnica/grubość ścianki [mm]	Stal/SMYS [MPa]	Napężenie w momencie awarii % SMYS	Izolacja	Ochrona katodowa	Działania operatorów poprzedzające katastrofy spowodowane przez SCC
1982	Moomba Sydney	6	4,2 km za tłocznia gazu	wys. pH	864			smoła węglowa	tak	
2002	TransCanada Pipelines, Brookdale Kanada	32		obojętne pH	914,4/8,08	X65/448	76% SMYS	asfalt-azbest	$E_{on}: -0,9 \text{ V (CSE)}$	W 1989 dodatkowa próba hydrostatyczna odcinka. W 1998 badanie tłokiem MFL
2009	Florida Gas Transmission Pipeline, Palm City, Floryda	50	27,7 mil (44,6 km) od tłoczni	obojętne pH,	450/6,35	X52/359	ciśn. 5,89 MPa, 98,6% MAOP 58% SMYS	taśmy Polyken 9000	tak	Wcześniej w 2004 badanie tłokiem MFL, nic nie wykryto na przedmiotowej sekcji, natomiast w innych miejscach wykryto anomalie korozyjne. Badania wykopowe w innych dwunastu miejscach ujawniły korozję bez SCC.
2009	TransCanada Pipeline Inc, Swastika, Englehart, Ontario, Kanada	36	6 km za tłocznia	obojętne pH	914,4/9,1	X65/448	ciśn. 6,869 MPa i 38,6 °C 77% SMYS	taśmy PE	$E_{off}: -0,95 \div -0,9 \text{ V (CSE)}$	Wcześniej – dwie awarie SCC. Badania w odkrywkach (potwierdzały SCC) i eksploatac. próby hydrostat. W 1994 – wymieniono odcinek rurociągu w odl. 200 m od miejsca przyszłej awarii z 2009 r.
2011	TransCanada Pipelines, Beardmore Ontario Kanada	39	37,5 km za tłocznia	obojętne pH	914,4/9,13	X65/448	ciśn. 6,624 MPa i 22,4°C 74% SMYS	asfalt/przekładki włókno szklane	$E_{on}: -4,601 \div -1,091 \text{ V}$, $E_{off}: -1,457 \div -0,855 \text{ V (CSE)}$	Wcześniej w 2000 r. badanie tłokiem MFL. 2010 r. badania w dwóch odkrywkach.
2015	Moomba-Adelajda	45			559/7,92	X52/359		taśmy PVC	tak	2002-2003 badanie tłokiem MFL. 2004-2005 naprawy „clock springs” w 129 miejscach. W okresie 2003 – 2008 przeprowadzono szerokie badania izolacji metodą DCVG i naprawy powłoki izolacyjnej, w tym na trzydziestokilometrowych, krytycznych odcinkach za tłoczniami gazu. W odkrywkach gazociągu wykonywano badania rur pod kątem SCC. Nie odnotowano korozji naprężeniowej.
2018	Westcoast Energy Inc, Prince George, British Columbia, Kanada	46		obojętne pH	914/9,91	X60/414	ciśn. 6,364 MPa, 98,6% MOP, 70% SMYS	taśmy PE szer. 1 m z powłoką z włókna szklanego	$E_{on}: -1,079 \div -0,989 \text{ V}$, $E_{off}: -0,989 \div -0,861 \text{ V (CSE)}$	2003 i 2008 badania tłokiem EMAT ujawniły pęknięcia SCC; kolejne badanie zaplanowane na 2017 przełożono na 2018 r.; zbyt optymistycznie oszacowano szybkość wzrostu pęknięć – nie zdążono z badaniem przed katastrofą

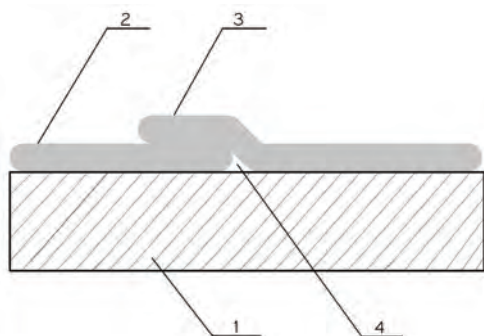
Literatura wskazuje także, że w celu inicjacji pęknięcia przy prawie neutralnym pH niezbędne jest napężenie ok. 70% SMYS.

A D Batte, R R Fessler, J E Marr, S C Rapp w [13] podają, po przeanalizowaniu danych dotyczących gazociągów o łącznej długości 270 000 km w Ameryce Północnej, iż w poprzedzającym, czterdziestoletnim okresie:

- Ponad 85% awaryjnych osiowych pęknięć eksploatacyjnych i ponad 95% osiowych pęknięć podczas testów hydrostatycznych, spowodowanych korozją przy wysokim pH, miało miejsce

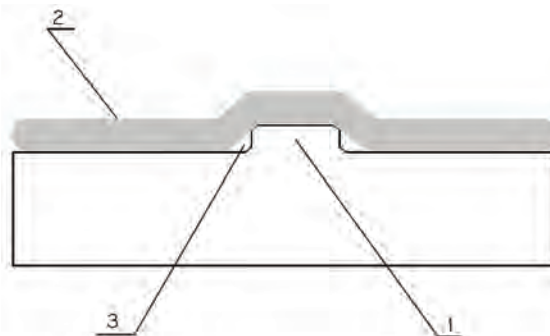
w przypadku gazociągów zaprojektowanych na napężenia powyżej 60% SMYS.

- Ponad 85% awaryjnych osiowych pęknięć eksploatacyjnych i ponad 95% osiowych pęknięć podczas testów hydrostatycznych, spowodowanych korozją przy wysokim pH, miało miejsce w odległości do 32 kilometrów za tłoczniami gazu.
- W Ameryce Północnej nie wystąpiły awarie w postaci pęknięć podłużnych w wyniku korozji przy wysokim pH w przypadku gazociągów wybudowanych po 1969 r.



Rys. 10. Szczelina powietrzna przy zakładce powłoki taśmowej; 1 – ścianka rurociągu, 2 – taśma izolacyjna, 3 – zakładka, 4 – szczelina powietrzna

Fig. 10. Air gap near a tape coating fold; 1- pipeline wall, 2- insulating coat, 3- overlap, 4- air gap



Rys. 11. Szczeliny powietrzne pod powłoką nawojową przy spoinie/szwie rury; 1 – spoina/szew rury, 2 – powłoka nawojowa, 3 – podpowłokowa szczelina powietrzna przy spoinie/szwie rury

Fig. 11. Air gaps under tape coating by the pipe seam; 1- pipe seam, 2- tape coating, 3- subcoated air gap by the pipe seam

- Wszystkie podłużne pęknięcia eksploatacyjne i wszystkie podłużne pęknięcia podczas testów hydrostatycznych będące wynikiem korozji zachodzącej przy prawie neutralnym pH, wystąpiły w przypadku gazociągów zaprojektowanych na naprężenia powyżej 70% SMYS. Badania „od zewnątrz” w wykopach kontrolnych wykazały jedynie ograniczone pękanie w gazociągach eksploatowanych z naprężeniami poniżej 60% SMYS.
- Zdecydowana większość awarii związanych z podłużnymi pęknięciami zachodzącymi przy prawie neutralnym pH w Ameryce Północnej wystąpiła na rurociągach zbudowanych w latach 1950–1980. Nie wystąpiły awarie eksploatacyjne na liniach zbudowanych po 1981 r.
- Pęknięcia obwodowe w wyniku korozji zachodzącej przy prawie obojętnym pH zachodziły przy naprężeniach bliskich SMYS. Z kolei Büchler w [17] podnosi, że istotna jest bezwzględna, a nie relatywna wartość naprężenia.

Trzeba mieć na uwadze, że w ścianie rurociągu w realnych warunkach występują naprężenia, które są wynikiem wielu oddziaływań: naprężenia własne (szczątkowe), które powstają w procesie produkcji rur w hucie i podczas łączenia rur na placu budowy, naprężenia obwodowe będące pochodną ciśnienia medium, naprężenia wzdłużne w rezultacie zginania rury w wyniku ruchów gruntu i rurociągu, np. w wyniku „zapadania” się rurociągu w niestabilnym gruncie, naprężenia powstałe w procesie montażu i zasypywania rurociągu, np. w wyniku „dociągania” rur w celu połączenia odcinka ułożonego pod przeszkodą terenową z odcinkiem układanym w wykopie otwartym, naprężenia związane z wgnieceniami, wyłobieniami, wszelkimi karbami, wżerami korozyjnymi i in., naprężenia związane z rozszerzalnością cieplną (lub kurczeniem się) z powodu różnic między temperaturą roboczą a wyższą (lub niższą) temperaturą w czasie budowy; na przykład temperatura budowy wyższa o 30°C od temperatury roboczej spowodowałaby naprężenie osiowe 72 MPa, co odpowiada 16% SMYS dla rury klasy 448 (X-65) [16].

Z tych powodów w zasadzie nie jest wiadomo, jakie konkretne naprężenie występuje w ścianie w jakimś miejscu, a porównywanie naprężenia obwodowego będącego pochodną ciśnienia medium z naprężeniem progowym może prowadzić do błędnych wniosków. Przykładowo, zastosowanie przy projektowaniu i doborze rur współczynnika projektowego 0,6 nie daje gwarancji, iż nie zostanie przekroczone w jakimś miejscu rurociągu naprężenie progowe (np. 60% SMYS).

Wiele źródeł podaje, że naprężenia szczątkowe w rurze przewodowej odgrywają istotną rolę w SCC i że pękanie można zminima-

lizować lub można mu zapobiec redukując te naprężenia podczas produkcji rur, jak również podczas budowy gazociągu.

Wiele projektów badawczych wykazało, że fluktuacje ciśnienia o wysokiej amplitudzie i fluktuacje o niskiej amplitudzie mają wpływ na rozwój obydwóch rodzajów korozji naprężeniowej. Nie ustalono jednak jakie fluktuacje (częstotliwość, amplituda, wartość średnia) są najbardziej szkodliwe [15].

Cykliczne wahania ciśnienia medium zmniejszają naprężenie progowe dla korozji zachodzącej przy wysokim pH i zwiększają szybkość propagacji w przypadku korozji zachodzącej przy prawie obojętnym pH [24, 25].

SCC zachodzące przy neutralnym pH na związek z niektórymi rodzajami wahań ciśnienia, takimi jak cykle „rozładowania”/”przeładowania”, fluktuacje wysokiej częstotliwości, cykle zmiennego obciążenia i częstotliwości, cykle niedociążenia i przeciążenia. I odwrotnie, brak tego rodzaju fluktuacji ciśnienia może powodować uśpienie istniejących pęknięć [25].

Od 2001 r. przepisy państwowe dzieliły gazociągi w Polsce na dwie klasy lokalizacji. Naprężenia obwodowe gazociągu stalowego w warunkach statycznych wywoływane maksymalnym ciśnieniem roboczym (MOP) nie powinny przekraczać iloczynu minimalnej wartości granicy plastyczności $R_{t0,5}$ (SMYS) i współczynnika projektowego, wynoszącego wówczas 0,4 dla pierwszej i 0,72 dla drugiej klasy lokalizacji [26].

Od 2013 roku wyróżniono trzy klasy lokalizacji. Współczynniki projektowe dla poszczególnych klas wynoszą: 0,4 dla pierwszej, 0,6 dla drugiej i 0,72 dla trzeciej klasy lokalizacji [27].

Gazociągi projektowane (od 2001 r.) z zastosowaniem współczynnika projektowego 0,72 będą podatne na SCC – jeśli nie zostały zastosowane specjalne środki zapobiegawcze.

3.3 Temperatura

Korozję naprężeniową przy wysokim pH stwierdzano w zakresie temperatur, w zależności od źródła, 10 ÷ 60 [10] / 20 ÷ 90 °C [15, 28], jednakże badania laboratoryjne i terenowe wykazały, że ten rodzaj korozji naprężeniowej zachodzi zdecydowanie częściej w temperaturach powyżej 35°C, dlatego najwięcej takich przypadków wystąpiło za tłoczniami gazu - im bliżej tłoczni, tym więcej. Prawdopodobieństwo tej korozji naprężeniowej (i szybkość rozrastania się powstałych pęknięć) wzrasta wraz z temperaturą – eksponencjalnie [10, 15, 28]! Ponadto wzrost temperatury powoduje, że ten rodzaj korozji może rozwijać się przy niższych (bardziej ujemnych) potencjałach polaryzacji katodowej, a zakres potencjałów krytycznych „rozszerza się” i obniża, zbliżając się do zakresu potencjałów ochrony, co jest bardzo niekorzystne, gdyż zwiększa prawdopo-



Rys. 12. Pęknięcie rurociągu pod powłoką taśmową w śladzie szczeliny podpowłokowej na zakładce taśmy [10]. Dzięki uprzejmości UKOPA

Fig. 12. Pipeline crack under tape coating in the trace of the subcoated aperture on the overlap of tape [10]. Photo courtesy of UKOPA

dobieństwo tej korozji. (Z kolei wzrost pH w danej temperaturze powoduje zawężanie i jednocześnie obniżanie zakresu potencjałów krytycznych.)

Podwyższona temperatura nie jest niezbędna do rozwoju korozji naprężeniowej przy prawie obojętnym pH i może ona zachodzić w różnych miejscach na sieci gazowej, z dala od tłoczni gazu. Najwięcej przypadków tej korozji odnotowano jednak za sprężarkami gazu, jako że na tych odcinkach o podwyższonej temperaturze powłoki izolacyjne ulegają szybszej degradacji. Ta korozja często ma miejsce w chłodnym klimacie, jako że wówczas w gruncie występuje większe stężenie CO_2 .

3.4 Powłoki izolacyjne

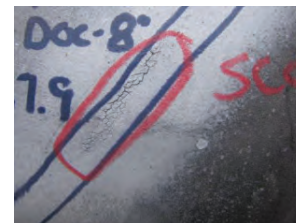
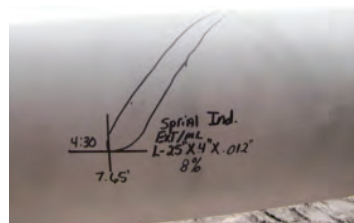
Powłoki izolacyjne pełnią zasadniczą rolę zarówno w rozwoju, jak i zapobieganiu korozji naprężeniowej. Takie wady powłok jak ubytki powłoki, odspojenia (np. w wyniku działania ochrony katodowej lub oddziaływań mechanicznych, a także podwyższonej temperatury), fałdy i pomarszczenia, szczeliny podpowłokowe (na korpusach rur wzdłuż szwów i wzdłuż spoin obwodowych, na zakładkach powłok nawojowych i opasek termokurczliwych, na stykach powłok fabrycznych z powłokami nakładanymi na placu budowy), zamknięte, puste, podpowłokowe przestrzenie powietrzne – są potencjalnymi miejscami rozwoju korozji naprężeniowej. Najbardziej niekorzystne są odspojenia powłoki od metalowej powierzchni, szczeliny podpowłokowe, fałdy i pomarszczenia.

Z kolei jeśli powłoka izolacyjna uniemożliwi kontakt powierzchni stalowej ze środowiskiem elektrolitycznym, wówczas do korozji, w tym do SCC, nie dojdzie.

Zdecydowana większość przypadków korozji naprężeniowej miała miejsce pod powłokami izolacyjnymi, gdzie przedostał się elektrolit. Ochrona katodowa w takich miejscach generalnie – nie działa (powłoka blokuje przepływ prądu ochrony) lub jest zbyt „słaba”. Odnotowano także nieliczne przypadki korozji naprężeniowej na odsłoniętych powierzchniach gazociągów, stykających się z otaczającym ziemnym środowiskiem korozyjnym.

Korozję naprężeniową stwierdzano pod powłokami ze smoły węglowej, asfaltowymi, nawojowymi z taśm polimerowych oraz z niektórych rękawów termokurczliwych.

Podłużne pęknięcia SCC przy wysokim pH miały w większości miejsce pod powłokami ze smoły węglowej (ponad 70%), następ-



Rys. 13. Pęknięcie rurociągu pod powłoką taśmową w śladzie szczeliny podpowłokowej na zakładce taśmy [29]. Dzięki uprzejmości T.D. Williamson

Fig. 13. Pipeline crack under tape coating in the trace of the subcoated aperture on the overlap of tape [29]. Photo courtesy of T.D. Williamson

nie pod powłokami z taśm polimerowych (ok. 20%) oraz pod powłokami bitumicznymi, a także na odsłoniętych rurach.

Podłużne pęknięcia SCC przy prawie obojętnym pH wystąpiły przede wszystkim pod powłokami z taśm (ponad 65%), a następnie pod powłokami ze smoły węglowej, asfaltu i pod rękawami termokurczliwymi.

Obwodowe pęknięcia przy prawie neutralnym pH zachodziły przede w większości pod powłokami z taśm, a następnie pod powłokami ze smoły węglowej.

Odnotowano przypadki pęknięć SCC (rozerwań) w śladzie spiralnej szczeliny pod zakładką powłoki taśmowej (nawojowej).

W Niemczech stwierdzono na pewnym gazociągu korozję naprężeniową podłużną przy obojętnym pH, w strefach spoin obwodowych, pod nałożonymi na placu budowy powłokami nawojowymi na połączeniach spawanych rur. Na 47 - kilometrowym odcinku gazociągu 23% połączeń było wadliwych. Wadliwe miejsca wykryto pośrednio w wyniku badania tłokiem EMAT, który co prawda nie wykrył pęknięć, natomiast zidentyfikował miejsca z odspojoną powłoką. Następnie operator w tych miejscach przeprowadził badania w odkrywkach „od zewnątrz”, które wykazały korozję naprężeniową. Najgłębsze wykryte pęknięcia osiągały głębokość 50% grubości ścianki [10]. Przykład ten jest interesujący z tego powodu, iż Niemcy są potentatem w produkcji wysokiej jakości taśm izolacyjnych i preferują powłoki nawojowe do zabezpieczania połączeń rur.

Powłoki z taśm polimerowych uważa się za sprzyjające korozji naprężeniowej. Pod tymi powłokami występują „namioty” powietrzne wzdłuż szwów rury i często wzdłuż spoin obwodowych, jeśli są one zbyt „wysokie”. Spiralne szczeliny powietrzne niejako z natury rzeczy „przebiegają” wzdłuż zakładek nawiniętej taśmy. Szczeliny mogą występować także w miejscach styku z powłoką fabryczną, jeśli jej końce nie zostały zukosowane lub wyprofilowane za pomocą mastyki (butylokauczuku). Powłoki nawojowe z taśm polimerowych charakteryzują się zazwyczaj kiepskimi własnościami mechanicznymi i relatywnie dużym odspojeniem katodowym. Stosowanie ich na rurociągach o dużych średnicach związane jest z potwierdzonym w praktyce ryzykiem „ściągnięcia” przez osiadającą ziemię i powstawania fałd i pomarszczeń.

[Gwoli ścisłości – niezbędne jest doprecyzowanie, iż pierwotnie (w latach pięćdziesiątych, sześćdziesiątych) w Ameryce Północnej i w innych krajach powłoki z taśm polimerowych zakładane były na



Rys. 14. Epoksydowa powłoka FBE z pęcherzami wypełnionymi elektrolitem o wysokim pH [30]. Dzięki uprzejmości Mehrooz Zamanzadeh (Dr Zee)

Fig. 14. Epoxy coating FBE with bubbles filled with high pH electrolyte [30]. Photo courtesy of Mehrooz Zamanzadeh (Dr. Zee)

gazociągi na placach budów, po zespawaniu rur, za pomocą tzw. „kombajnów”, które czyściły powierzchnie rur za pomocą szczotek stalowych, a następnie w sposób ciągły nawijały taśmy na korpusy rur i połączenia. Takie czyszczenie nie usuwało całkowicie pyłu i zgorzeliny, co uniemożliwiało osiągnięcie dobrej przyczepności powłoki. Ponadto zgorzelina sprzyja długotrwałemu utrzymywaniu się potencjałów w zakresie potencjałów krytycznych. Obróbka strumieniowo ścierna powierzchni rur wówczas nie była stosowana.]

Różne źródła podają, że korozję naprężeniową gazociągów przy prawie obojętnym pH stwierdzano także pod niektórymi opaskami termokurczliwymi. Niestety, autor nie natknął się na bardziej szczegółowe informacje – jakiego typu były to opaski. Można domyślać się, że mogły to być bezpodkładowe opaski, które uległy odspojeniu lub pod którymi „zamknięto” puste przestrzenie powietrzne. W kontekście korozji naprężeniowej nowego wymiaru nabierają takie cechy, jak odporność/podatność opasek termokurczliwych i innych powłok na wrastanie korzeni pod opaski/powłoki, pomiędzy metalową powierzchnią a materiałem izolacyjnym. Takie „wrosnięte” korzenie, które z czasem ulegną rozkładowi z wydzieleniem dwutlenku węgla pod opaską/powłoką, są jakby „zaproszeniem” do rozwoju korozji naprężeniowej.

Powłoki bitumiczne ulegają odspajaniu, są podatne na uszkodzenia mechaniczne, zwłaszcza w wyższych temperaturach, a w gruntach piaszczystych (natlenionych) szybko kruszeją, pękają i „wietrzeją”. W gruntach spoistych, mokrych, dość długo utrzymują dobre własności izolacyjne.

Nie stwierdzano korozji naprężeniowej pod powłokami FBE (z proszku epoksydowego nakładanego termicznie), dwuwarstwowymi wytłaczanymi powłokami PE, trójwarstwowymi powłokami 3LPE/3LPP oraz pod powłokami z żywic epoksydowych, epoksydowo-uretanowych i poliuretanowych (PUR).

Zaskakujący jest fakt, iż nie stwierdzono korozji naprężeniowej pod dwuwarstwowymi wytłaczanymi powłokami PE, mimo iż charakteryzują się one stosunkowo dużym odspojeniem katodowym. Tłumaczy się to tym, iż szczeliny podpowłokowe pod takimi powłokami są mniejsze, niż w przypadku powłok nawojowych, a w procesie nakładania powłok stosuje się obróbkę strumieniowo – ścierną powierzchni rur [10].

Wielu badaczy podkreśla pozytywną, kluczową rolę czyszczenia strumieniowo – ściernego powierzchni rur do odpowiedniego

stopnia czystości przed nałożeniem powłoki w ograniczaniu korozji naprężeniowej.

(W Polsce stosowano do budowy gazociągów także rury w jednowarstwowych powłokach z polietylenu wytłaczanego – bez przyczepności do stalowej powierzchni, np. produkcji Huty im. Bieruta z Częstochowy. Co więcej – taka powłoka polietylenowa nierzadko nie przylegała do rury, bywała „luźna”, a powierzchnie rur przed nałożeniem powłoki nie były poddawane czyszczeniu strumieniowo – ściernemu. Takie rury to potencjalne miejsca rozwoju korozji naprężeniowej pod powłoką.)

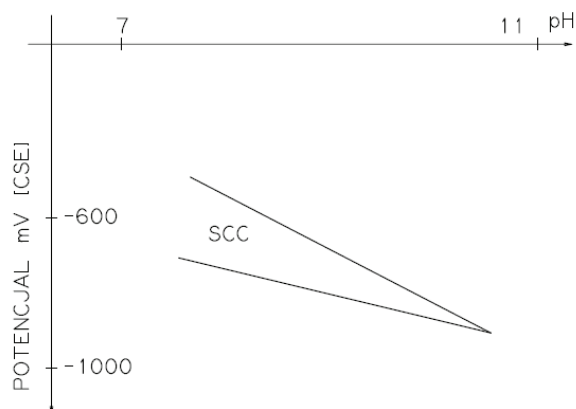
Powłoki FBE (fusion bonded epoxy) w krajach anglosaskich uznawane są jako predestynowane do zapobiegania podpowłokowej korozji naprężeniowej. Powłoki te w hutach/izolerniach nakładane są w postaci proszku na oczyszczone obróbką strumieniowo – ścierną i podgrzane rury – techniką fluidyzacji, natrysku powietrznego lub natrysku elektrostatycznego. Pod tymi powłokami nie występują jakiegokolwiek szczeliny powietrzne. Są to cienkie powłoki o grubości 300 – 640 μm . Klasyfikuje się je jako „przepuszczające” prąd ochrony katodowej do powierzchni rury. Powłoki te mogą być uszkodzane mechanicznie. W warunkach działającej ochrony katodowej, gdy do powstałego uszkodzenia izolacji (defektu, „dziury”) wpływa prąd polaryzacji, wokół powłoki w pewnym promieniu ulega odspojeniu w wyniku wtórnych reakcji towarzyszących ochronie katodowej. Jednakże elektrolit nie wnika „głębiej” pod powłokę z racji braku szczelin podpowłokowych. W warunkach „nadmiernej” ochrony katodowej powłoki te mogą ulegać „pęcherzeniu” – wytwarzają się wówczas pęcherze wypełnione elektrolitem o wysokim pH. Takie pęcherze są swego rodzaju odspojeniem powłoki. Jednakże korozji naprężeniowej nie odnotowywano. Tłumaczy się to „zbawiennym” wpływem obróbki strumieniowo – ścierniej powierzchni, a także bardzo wysokim pH elektrolitu, przy którym SCC nie zachodzi.

Powłoki trójwarstwowe 3LPE/3LPP zaczęto wytwarzać w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku. Początkowo warstwa podkładowa epoksydowa w wytwarzanych powłokach była stosunkowo cienka, o grubości 50 – 80 μm . Aktualnie norma PN-EN ISO 21809-1 [31] wymaga, aby warstwa FBE nie była cieńsza niż 125 μm . Ale współcześnie spotyka się powłoki z warstwą epoksydu o grubości 200 – 300 μm , a nawet o większej grubości.

Wszystkie powłoki izolacyjne charakteryzują się większą lub mniejszą podatnością na tzw. odspojenie katodowe. Największą podatnością na odspojenie katodowe odznaczają się dwuwarstwowe powłoki polietylenowe i powłoki z taśm polimerowych, najmniejszą (zerową) powłoki wiskoelastyczne z amorficznych poliolefin. Jeśli do powierzchni stalowej poprzez defekt izolacji wpływa prąd ochrony katodowej, to dochodzi do odspojenia powłoki wokół tego defektu w pewnym promieniu. Odspojenie jest tym większe, im większa jest gęstość prądu wpływającego do defektu. Jeśli jednocześnie występują szczeliny podpowłokowe, to poprzez taką odspojoną przy defekcie powłokę może wnikać elektrolit do tych szczelin, co jest bardzo niekorzystne. Aby zminimalizować zjawisko odspojenia katodowego – nie powinna być stosowana „nadmierna” polaryzacja katodowa w defektach izolacji. Możliwe to jest wówczas, gdy nie będzie dużych dysproporcji (różnicowania) w powierzchniach poszczególnych defektów – jeśli defekty będą nieliczne i „małe”. Wówczas ochronę katodową można prowadzić przy „łagodnych” parametrach. Aby osiągnąć taki stan, niezbędne jest m.in. stosowanie i egzekwowanie spełnienia odpowiednich kryteriów odbiorowych izolacji „po zasypianiu”. Im mniej defektów izolacji, tym lepiej.

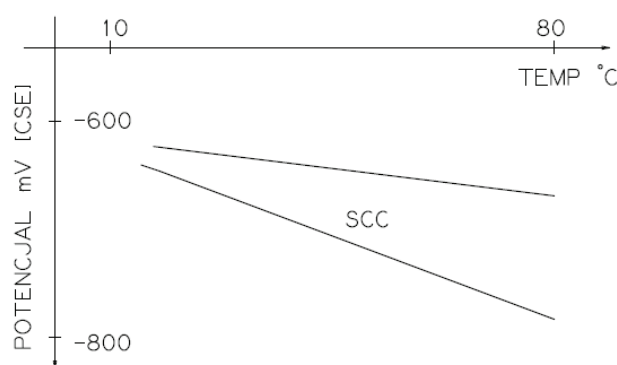
3.5 Przygotowanie powierzchni

Czyszczenie strumieniowo – ściernie powierzchni rur przed nałożeniem powłok wprowadza powierzchniowe naprężenia ściskające, które przeciwdziałają korozji naprężeniowej. Ponadto dokładne oczyszczenie w wyniku tej operacji powierzchni stalowej ze zgorze-



Rys. 15. Wpływ pH na zakres potencjałów krytycznych SCC zachodzącego przy wysokim pH, dla stałej, określonej temperatury; rysunek poglądowy na podstawie [32]

Fig. 15. The influence of pH on SCC critical potential scope with high pH in constant, set temperature; illustrative drawing based on [32]



Rys. 16. Wpływ temperatury na zakres potencjałów krytycznych SCC zachodzącego przy wysokim pH, dla stałego, określonego pH; rysunek poglądowy na podstawie [33]

Fig. 16. The influence of temperature on critical potential SCC scope with high pH in constant, set pH; illustrative drawing based on [33]

liny powoduje, że w środowisku stężonego węgla – wodorowęglanu pod wpływem ochrony katodowej potencjały stają się bardziej ujemne, niż potencjały krytyczne. Wielu badaczy podkreśla ogromną rolę czyszczenia strumieniowo – ściernego do odpowiedniego stopnia czystości w zapobieganiu tej korozji. Jednakże autor niniejszej pracy nie natknął się na twierdzenie, iż strumieniowo – ściernie czyszczenie powierzchni jest środkiem wystarczającym dla zapobieżenia SCC.

Istotne jest oczyszczenie powierzchni do odpowiedniego stopnia czystości. Pozostawienie zgorzeliny jest absolutnie niedopuszczalne – zgorzelina sprzyja długotrwałemu utrzymywaniu się potencjałów w zakresie potencjałów krytycznych.

3.6 Ochrona katodowa

Podziemne rurociągi pokryte powłokami izolacyjnymi z licznymi i różnorodnymi defektami są konstrukcjami o nierównomiernej polaryzacji. Polaryzacja katodowa rurociągu w poszczególnych nieciągłościach powłoki izolacyjnej zależy m. in. od ich wielkości, kształtu, warunków środowiskowych, w których występują (rezystywności gruntu, napowietrzenia) oraz od lokalnego potencjału załączeniowego rurociągu. Defekty mniejsze polaryzują się silniej niż defekty duże, defekty w kształcie rysy – silniej niż defekty koliste, defekty zlokalizowane w gruntach niskooporowych – silniej niż defekty występujące w gruntach wysokooporowych. Przewidywanie rozkładu polaryzacji w poszczególnych defektach powłoki wzdłuż trasy podziemnego rurociągu jest praktycznie niemożliwe. Warunkiem osiągnięcia stanu skutecznej ochrony katodowej stalowego, podziemnego rurociągu, pokrytego powłoką izolacyjną z nieciągłościami (defektami), jest odpowiednie obniżenie potencjałów, co najmniej do potencjałów ochrony, wszystkich (odsłoniętych) powierzchni metalowych stykających się z elektrolitem. Pojawia się tu problem – zapewniając potencjały ochrony w defektach dużych czy usytuowanych w gruntach wysokooporowych, doprowadza się jednocześnie do nadmiernej polaryzacji w defektach małych czy usytuowanych w gruntach niskooporowych, ze wszystkimi negatywnymi skutkami. Aby zapobiec nadmiernej polaryzacji w części defektów izolacji – nie można dopuścić do dysproporcji w powierzchniach defektów, defekty powinny być nieliczne i małe. Wówczas ochronę katodową rurociągu można prowadzić przy łagodnych parametrach, zapobiegając tym samym nadmiernej polaryzacji.

Ochrona katodowa dotyczy tych powierzchni metalowych stykających się z elektrolitem, do których może dopłynąć prąd polaryzacji katodowej o odpowiedniej gęstości, obniżając potencjał do/poniżej potencjału ochrony. Ochrona katodowa generalnie nie działa pod izolacyjnymi powłokami przeciwkorozyjnymi (powłoka blokuje przepływ prądu ochrony) lub jest tam zbyt „słaba”.

Zasadniczo ochrona katodowa zapobiega obydwóm rodzajom korozji naprężeniowej, jeśli w wyniku polaryzacji katodowej na styku stali z elektrolitem zostaną osiągnięte potencjały ochronne, a w przypadku korozji zachodzącej przy prawie obojętnym pH w gruntach wysokooporowych – potencjały bardziej ujemne niż potencjały krytyczne. Z drugiej strony... ochrona katodowa jest niezbędna do rozwoju korozji naprężeniowej zachodzącej przy wysokim pH, jest „współwinowajczynią” tej korozji, jeśli towarzyszy niewłaściwej pod względem typu i jakości powłoce izolacyjnej. W procesie polaryzacji katodowej powstają jony wodorotlenowe, które są niezbędne dla powstania środowiska korozyjnego o podwyższonym pH, w którym ta korozja może przebiegać. Wzrost pH jest tym większy, im większa jest polaryzacja katodowa (gęstość prądu ochrony). Jeśli powłoka izolacyjna jest nieodpowiednia, to korozyjne środowisko o podwyższonym pH może wnikać i gromadzić się pod taką powłoką, co w połączeniu z innymi czynnikami może doprowadzić do rozwoju korozji naprężeniowej. Ponadto ochrona katodowa może prowadzić do tzw. katodowych odspojeń powłoki, tym większych, im większa („silniejsza”) jest polaryzacja. Odspojenie może zaistnieć wokół defektu izolacji, ale może zajść także pod nie przerwana, ale porowatą powłoką.

Nadmierna polaryzacja katodowa w defektach izolacji prowadząca do odspojeń powłoki izolacyjnej i do wnikanía elektrolitu o wysokim pH pod powłokę może zachodzić przede wszystkim w gruntach niskooporowych, w tym na nie wydzielonych złączami izolującymi odcinkach układanych technikami HDD/Direct Pipe. Ponadto taka sytuacja może mieć miejsce na odcinkach ułożonych w stalowych rurach osłonowych, które nie są zwarte z przewodem gazowym, a które wykazują niski poziom izolacji zewnętrznej względem ziemi lub są wręcz pozbawione powłoki izolacyjnej czy też są zwarte z zewnętrzną „gołą” rurą przejściową.

Różne źródła najczęściej podają, że korozja naprężeniowa przy wysokim pH zachodzi w zakresie potencjałów krytycznych -0,600 ÷ -0,750 V. W warunkach działającej ochrony katodowej taki poten-

cjał może uzyskać ścianka stalowa pod powłoką izolacyjną w pewnej odległości od defektu (nieciągłości) powłoki. Taki potencjał może wystąpić także pod ciągłą, porowatą (przepuszczającą prąd), ale odspojoną powłoką.

Jednakże w ogólności zakres potencjałów, przy których może zajść korozja naprężeniowa przy wysokim pH, zależy od warunków, przede wszystkim od pH i temperatury, i jest usytuowany gdzieś pomiędzy korozyjnym potencjałem spoczynkowym a potencjałem skuteczności ochrony katodowej. Ze wzrostem temperatury zakres potencjałów krytycznych rozszerza i obniża się, zbliżając się do zakresu potencjałów ochronnych. Zwiększa to prawdopodobieństwo zainicjowania i rozwoju korozji naprężeniowej przy wysokim pH. Np. w temp. 75°C w środowisku o pH = 10 korozja naprężeniowa może przebiegać w zakresie potencjałów ok. -0,83 - -0,89 V [na podst.15, 32]. Z kolei w temp. 50°C w środowisku o pH = 10 potencjał krytyczny może osiągnąć wartość ok. -0,816 V względem siarczano – miedziowej elektrody odniesienia. Dla porównania - w środowisku o pH = 9 w temp. 50°C korozja naprężeniowa przy wysokim pH może wystąpić w zakresie potencjałów krytycznych ok. -0,65 ÷ -0,72 V [na podst. 15, 33].

Odnotowano także (nieliczne) przypadki korozji zachodzącej przy wysokim pH – nie pod powłoką izolacyjną, a na powierzchniach „odsłoniętych”, stykających się ze środowiskiem ziemnym. Taka sytuacja może mieć miejsce, gdy z jakichś powodów, jak np. rodzaj gruntu i wielkość defektu powłoki, nie zostały osiągnięte potencjały skuteczności ochrony katodowej, a jednocześnie potencjały tych powierzchni zawierają się w zakresie potencjałów krytycznych w danych warunkach. Taka sytuacja jest bardziej prawdopodobna przy wyższych temperaturach.

Korozja naprężeniowa przy prawie obojętnym pH przebiega przy braku lub przy „słabej” polaryzacji katodowej, w wąskim zakresie potencjałów -0,76÷-0,79 V. Przy braku ochrony katodowej taki potencjał może zaistnieć w warunkach beztlenowych, w gruntach wilgotnych i spoistych, w „stojących” wodach, a także na dużych głębokościach. Jeśli takie beztlenowe środowisko wnika głęboko pod powłokę izolacyjną „blokuując przepływ prądu”, to taki potencjał na granicy metal – środowisko pod powłoką może powstać bez, a nawet przy działającej ochronie katodowej. Taki potencjał może wytworzyć się także w środowisku natlenionym, np. pod odspojoną, porowatą powłoką (smołową, bitumiczną) w warunkach działającej, ale „słabej” ochrony katodowej. Może także powstać na styku odsłoniętej powierzchni rurociągu z gruntem, jako rezultat wielkości i kształtu defektu, rezystywności i natlenienia gruntu oraz zadanego, nieodpowiedniego potencjału załączeniowego w tym miejscu.

Warto podkreślić, że w gruntach napowietrzonych o dużych rezystywnościach, powyżej 100 i powyżej 1000 Ωm, potencjały skuteczności ochrony katodowej wynoszą odpowiednio -0,75 i -0,65 V względem siarczano – miedziowej elektrody odniesienia. Zatem aby w takich gruntach ochrona katodowa zapobiegała korozji naprężeniowej zachodzącej przy prawie obojętnym pH, niezbędne jest obniżenie potencjału powierzchni stalowej nie tylko poniżej potencjału skuteczności ochrony katodowej, ale poniżej potencjału krytycznego -0,79 V. Nierzadko jest to trudne do osiągnięcia.

Potencjalnie zagrożone – jeśli spełnione będą pozostałe warunki – korozją naprężeniową zachodzącą przy prawie obojętnym pH są odcinki gazociągów ułożone w stalowych rurach osłonowych wypełnionych elektrolitem (wodą), a z którymi są zwarte – metalicznie lub poprzez styk o niewielkiej rezystancji. W takiej sytuacji prąd ochrony katodowej do takiego odcinka nie dopływa lub dopływa „niewystarczająco”. Potencjalnie zagrożone są także odcinki ułożone w mikrotunelach wykonanych z izolacyjnych materiałów kompozytowych, jeśli izolacja

odcinka gazociągu jest nieuszczelniona/uszkodzona, a w mikrotunelu występuje elektrolit stykający się z odsłoniętą powierzchnią gazociągu i nie zostały zastosowane rozwiązania umożliwiające dopływ prądu ochrony katodowej do odsłoniętej powierzchni stalowej.

Wg [17] do rozwoju pęknięcia zachodzącego przy prawie obojętnym pH niezbędny jest wodór. Wodór wnika do stali, tworząc w niej naprężone „pustki wodorowe”. Źródłem wodoru jest między innymi – polaryzacja katodowa. Wydzielanie wodoru jest niemalże nieodłączną cechą ochrony katodowej. Wodór może się wydzielać (przy prawie neutralnym pH) bez nadmiernej polaryzacji, przy spełnieniu potencjałowych kryteriów ochrony katodowej w danych warunkach – gdy np. pH jest w pobliżu obojętnego, np. wskutek przepływu „obojętnej” wody (wówczas polaryzacja stężeniowa jest hamowana, pH jest prawie obojętne), potencjał może wynosić np. -0,85 V wzgl. CSE i jednocześnie będzie wydzielał się wodór, gdyż taki potencjał jest bardziej ujemny niż potencjał wydzielania wodoru w tych warunkach.

Zatem ochrona katodowa „dostarcza alkalizacji” niezbędnej do rozwoju (w odpowiednich warunkach) SCC zachodzącego przy podwyższonym pH oraz może dostarczać wodoru potrzebnego w SCC zachodzącym przy prawie obojętnym pH.

Aby ochrona katodowa skutecznie zabezpieczała przed korozją naprężeniową, musi być prowadzona przy odpowiednich parametrach i musi „współdziałać” z odpowiednią pod względem typu i jakości – powłoką izolacyjną. Praktyka dowodzi, że jest to nierzadko trudne do osiągnięcia.

Druga część artykułu poświęcona będzie zapobieganiu SCC.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ohl Stephen P., Allison Robert E. 2006. *Ultrasonic In line Inspection of the Moomba to Sydney Pipeline*. International Pipeline Conference, Calgary.
- [2] Transportation Safety Board of Canada: Commodity Pipeline Occurrence Report, Report Number P95H0036, Natural Gas Pipeline Ruptures, TransCanada PipeLines Limited, Line 100-3, 914-millimetre (36-inch) Main Line, Kilometre Post Main Line Valve 30-3 + 0.245 kilometres Line 100-4, 1,067-millimetre (42-inch) Main Line, Kilometre Post Main Line Valve 30-4 + 0.220 kilometres Rapid City, Manitoba, 29 July 1995.
<https://ncsp.tamu.edu/reports/TSB/p95h0036.htm>
- [3] Transportation Safety Board of Canada: Pipeline Investigation Report P02H0017. Natural gas pipeline rupture, TransCanada PipeLines, Line 100-3, 914-Millimetre-Diameter Line, Main-Line Valve 31-3 + 5.539 Kilometres, Near the Village of Brookdale, Manitoba, 14 April 2002.
<https://bst-tsb.gc.ca/eng/rapports-reports/pipeline/2002/p02h0017/p02h0017.html>
- [4] <https://www.corrosion-doctors.org/Pipeline/Williams-explosion.htm>
- [5] National Transportation Safety Board, Pipeline Accident Brief, Accident No.: DCA09FP007, Rupture of Florida Gas Transmission Pipeline and Release of Natural Gas, Near Palm City, Florida, May 4, 2009.
<https://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Reports/PAB1301.pdf>
- [6] Transportation Safety Board of Canada: Pipeline Investigation Report P09H0074. Natural Gas Pipeline Rupture, TransCanada Pipeline Inc., 914-Millimetre-Diameter Pipeline, Line 2 — MLV 107-2 + 6.031 KM Near Englehart, Ontario, 12 September 2009.
<https://tsb.gc.ca/eng/rapports-reports/pipeline/2009/p09h0074/p09h0074.pdf>
- [7] Transportation Safety Board of Canada: Pipeline Investigation Report P11H0011. Natural Gas Pipeline Rupture, TransCanada PipeLines Limited, 914.4-Millimetre-Diameter Pipeline Line 100-2 - MLV 76-2 + 09.76 KM, Near Beardmore, Ontario, 19 February 2011.
<http://www.bst-tsb.gc.ca/eng/rapports-reports/pipeline/2011/p11h0011/p11h0011.asp>

- <http://www.bst-tsb.gc.ca/eng/rapports-reports/pipeline/2011/p11h0011/p11h0011.pdf>
- [8] NYSEG and RG&E, LPI, Inc. Consulting Engineers: Report No. A13328-R-02 rev. 0, Probabilistic Risk Assessment Medium Pressure Steel Gas Service System New York State, July 26, 2016.
- [9] EpicEnergy: Fitness For Purpose Report, Pipeline Licence No 1, Moomba To Adelaide Gas Pipeline System, Document No S-1-101-FFP-G-001, February 2008. oraz <http://www.abc.net.au/news/2015-04-22/gas-pipeline-rupture-caused-by-stress-corrosion-cracking/6412114> oraz <https://www.pipeliners.com.au/2015/04/15/moomba-to-adelaide-pipeline-suffers-rupture/>
- [10] UK Onshore Pipeline Operators' Association - Industry Good Practice Guide Near Neutral pH and High pH Stress Corrosion Cracking, The United Kingdom Onshore Pipeline Operators' Association, Pipeline Maintenance Centre, Ambergate UK 2015.
- [11] Transportation Safety Board of Canada: Pipeline Transportation Safety Investigation P18H0088. Pipeline rupture and fire, Westcoast Energy Inc., 36-inch transmission south mainline loop, Kilometre post 29.838, Prince George, British Columbia, 09 October 2018, published on 4 March 2020. <https://www.tsb.gc.ca/eng/rapports-reports/pipeline/2018/p18h0088/p18h0088.pdf>
- [12] Bernasovsky Peter. 2014. "Examples of pipe failures in Slovak transmission". *Biuletyn Instytutu Spawalnictwa* 5 : 76–79.
- [13] Batte A.D., Fessler R.R., Marr J.E., Rapp S.C. 2012. *Managing the Threat of SCC in Gas Transmission Pipelines*, 9th International Pipeline Conference, Paper IPC2012-90231, Calgary.
- [14] PN-EN ISO 8044:2002. Korozja metali i stopów - Podstawowe terminy i definicje.
- [15] Baker M. 2005. *Stress Corrosion Cracking Studies, Final Report*, TTO No 8, Integrity Management Program Delivery Order DTRS 56-02-D-70036. <https://www.phmsa.dot.gov/sites/phmsa.dot.gov/files/docs/technical-resources/pipeline/hazardous-liquid-integrity-management/62751/sccreport-final-reportwithoutdatabase.pdf>
Stress Corrosion Cracking Study with Database | PHMSA (dot.gov)
- [16] Canadian Energy Pipeline Association, Pipeline Integrity Working Group. 2015. *CEPA Recommended Practices for Managing Near-neutral pH Stress Corrosion Cracking* 3rd Edition, Canada, Calgary.
- [17] Büchler M. 2019. *A discussion of stress corrosion cracking of pipelines based on today's understanding of the involved in cathodic protection*. Materiały Dorocznej Konferencji CEOCOR, Kopenhaga.
- [18] Leis Brian N., Eiber Robert J. 1997. *Stress-Corrosion Cracking On Gas-Transmission Pipelines: History, Causes, and Mitigation*. First International Business Conference on Onshore Pipelines, Berlin.
- [19] Beavers J., King F., Shipilov S. 2015. "Pipeline Stress Corrosion Cracking: Direction and Control". *Materials Performance* 54 : 30-37.
- [20] Parkins R.N. 1987. "Factors Influencing Stress Corrosion Crack Growth Kinetics". *Corrosion* 43 (3) : 130–139.
- [21] National Energy Board. Nov. 1996. Regulatory Support Office. *Stress Corrosion Cracking on Canadian Oil and Gas Pipelines*. Report of the Inquiry, MH-2-95.
- [22] Parkins R.N., Slattery P.W., Poulson P.S. 1981. "The Effects of Alloying Additions to Ferritic Steels upon Stress Corrosion Cracking Resistance". *Corrosion* 37 (11) : 650–664.
- [23] Beavers J.A. 1993. *On the Mechanism of Stress Corrosion Cracking of Natural Gas Pipelines*. Eighth Line Pipe Symposium. PRCI. L51680. Paper 17.
- [24] Beavers J.A., Thompson N.G. 2006. *External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipelines*. ASM International, ASM Handbook, Volume 13C, Corrosion: Environments and Industries.
- [25] NACE Standard Practice SP 0204-2015 *Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology*.
- [26] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. nr 97, poz. 1055).
- [27] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 20013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. 2013, poz. 640).
- [28] Fessler R.R. 1979. *Stress-Corrosion Cracking Temperature Effects*. In Proceedings from the 6th Symposium on Line Pipe Research. PRCI. Catalogue No. L30175.
- [29] T.D. Williamson: Multiple Dataset (MDS) Spirall MFL, prezentacja, 2019.
- [30] Mehrooz Zamanzadeh, Reza Mirshams, Peyman Tahri. 2016. *Cathodic Protection, Defective Coatings, Corrosion Pitting, Stress Corrosion Cracking and Soil Corrosivity Mapping and Corrosion Assessment in Aging Pipe Lines*. Corrosion Risk Management Conference, Houston, paper no RISK16 – 8727. <https://metallurgyexperts.com/wp-content/uploads/2018/10/NACE-Paper.pdf>
- [31] PN-EN ISO 21809-1 Przemysł naftowy i gazowniczy - Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych - Część 1: Powłoki poliolefinowe (3 - warstwowe PE i 3 - warstwowe PP).
- [32] Parkins R.N., Fessler R.R. 1978. "Stress Corrosion Cracking of High-Pressure Gas Transmission Pipelines". *International Journal of Materials in Engineering Applications* 1 (2) : 80-96.
- [33] Fletcher E.E., Barlo T.J., Markworth A.J., Brooman E.W., Berry W.E., Parkins R.N., McGary W.C., Fessler R.R. 1982. *A Study of Interrupted Cathodic Protection As It Relates to Stress-Corrosion Cracking and Corrosion of Buried Pipelines*. NG-18 Report No. 127. Catalogue No. L51425.
- [34] PN-EN 10289 Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne z żywicy epoksydowej lub epoksydowej modyfikowanej nanoszone w stanie ciekłym.
- [35] PN-EN 10290 Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne z poliuretanu lub poliuretanu modyfikowanego nanoszone w stanie ciekłym.
- [36] PN-EN ISO 21809-2 Przemysł naftowy i gazowniczy - Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych - Część 2: Nakładane termicznie powłoki epoksydowe.
- [37] PN-EN ISO 21809-3 Przemysł naftowy i gazowniczy - Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych - Część 3: Powłoki złączy polowych.
- [38] United States Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, PHMSA Regulations, Title 49 CFR Part 192, Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline. Minimum Federal Safety Standards. Electronic Code of Federal Regulations (eCFR)

MACIEJ B. LACHOWICZ

ORCID: 0000-0002-0708-5225

Wrocław University of Science and Technology, Faculty of Mechanical Engineering,
ul. Łukasiewicza 5/7, 50-370 Wrocław, Poland
Machinefish Materials & Technologies Sp. z o.o. Sp. k., ul. Duńska 13, 54-427 Wrocław, Poland

MARZENA M. LACHOWICZ

ORCID: 0000-0002-4959-2970

Wrocław University of Science and Technology, Faculty of Mechanical Engineering,
ul. Łukasiewicza 5/7, 50-370 Wrocław, Poland

DOI: 10.15199/40.2021.8.2

Mechanical degradation of steel partially fixed in concrete

Degradacja mechaniczna stali częściowo utwardzonej w betonie

The paper presents the results of tests on a steel pipe partially fixed in concrete. The obtained results help to determine the influence of interactions between the concrete material and the steel structure on local changes in the mechanical properties of steel. It was found that embedding steel in concrete causes accelerated corrosion of the steel pipeline, resulting in a reduction of its cross-section and a slight reduction in strength properties. This was related to the phenomena occurring at the grain boundary of the steel material.

Keywords: unalloyed steel, structural steel, concrete, corrosion, mechanical degradation, strength

1. Introduction

Long-term operation of steel structures results in developing microstructural changes, which affect their mechanical properties. The surrounding environment may influence the mechanical properties in a diverse manner. Degradation of the microstructure leads to a decrease in the ductility of steel, as well as to a change in the nature and speed of development of fatigue cracks [5,6,7,16]. The progressing corrosion processes also cause a reduction in the cross-section of the corroding element, which directly affects its strength. The degradation changes in the microstructure may be intensified by the influence of the corrosive environment, in particular hydrogen [10,16,19]. The simultaneous influence of the corrosive environment and stresses may contribute to a significant reduction in the fracture strength of metals, leading to an increase in their susceptibility to stress corrosion and hydrogen embrittlement [12,16]. A sudden drop in plastic properties caused by the contact of metallic materials with another specific liquid metal can be unpredictable and therefore

W pracy przedstawiono wyniki badań stalowej rury, która była eksploatowana w warunkach częściowego utwardzenia w betonie. Otrzymane wyniki pomagają określić wpływ oddziaływań występujących pomiędzy materiałem betonu a konstrukcją stalową na lokalne zmiany właściwości mechanicznych stali. Stwierdzono, że utwardzenie stali w betonie wpływa na przyspieszoną korozję stalowego rurociągu, skutkując redukcją jego przekroju poprzecznego oraz nieznacznym obniżeniem właściwości wytrzymałościowych. Powiązano to ze zjawiskami występującymi na granicy ziarna materiału stalowego.

Słowa kluczowe: stal niestopowa, beton, korozja, degradacja mechaniczna, wytrzymałość

1. Wprowadzenie

Długotrwała eksploatacja konstrukcji stalowych skutkuje rozwijającymi się zmianami mikrostrukturalnymi, co znajduje przełożenie na ich właściwości mechaniczne. Skutki wywołane wpływem otaczającego je środowiska na właściwości mechaniczne mogą obejmować szereg mechanizmów. Degradacja mikrostruktury prowadzi do spadku ciągliwości stali, a także do zmiany charakteru oraz szybkości rozwoju pęknięć zmęczeniowych [5,6,7,16]. Postępujące procesy korozyjne przekładają się również na zmniejszenie przekroju korodującego elementu, co bezpośrednio wpływa na jego wytrzymałość. Zmiany degradacyjne mikrostruktury mogą być intensyfikowane oddziaływaniem środowiska korozyjnego, w szczególności w warunkach oddziaływania wodoru [10,16,19]. Jednoczesne oddziaływanie środowiska korozyjnego oraz naprężeń może przyczyniać się do znacznego zmniejszenia wytrzymałości na pękanie metali, prowadząc do zwiększenia ich podatności na korozję naprężeniową i kruchości wodorowej [12,16]. Nieprzewidywalnym, a tym samym bardzo niebezpiecznym w skutkach

Dr inż. Maciej Lachowicz jest adiunktem na Wydziale Mechanicznym Politechniki Wrocławskiej. Z wykształcenia jest inżynierem mechanikiem ze specjalizacją w zakresie materiałoznawstwa oraz silników spalinowych. Obecnie zajmuje się badaniami materiałów inżynierskich, w szczególności ich mikrostruktury oraz właściwości, a także istniejących pomiędzy nimi zależności. Wiedza oparta o silne podstawy naukowe doprowadziła do utworzenia przez niego akredytowanego laboratorium badań materiałowych, którego głównym założeniem jest wsparcie technologiczne partnerów przemysłowych.

E-mail: lachowicz@machinefish.pl

Dr inż. Marzena Lachowicz jest adiunktem na Wydziale Mechanicznym Politechniki Wrocławskiej. Obecnie pracuje w Katedrze Obróbki Plastycznej, Spawalnictwa i Metrologii. Zajmuje się metaloznawstwem oraz badaniami materiałów inżynierskich, w szczególności ich odporności na korozję. Głównym kierunkiem jej badań w tym zakresie jest określenie wzajemnych zależności istniejących pomiędzy mikrostrukturą, przeprowadzonym procesem technologicznym, istniejącymi warunkami eksploatacyjnymi a zachowaniem korozyjnym materiału.

E-mail: marzena.lachowicz@pwr.edu.pl

■ Otrzymano / Received: 18.05.2021. Przyjęto / Accepted: 6.07.2021

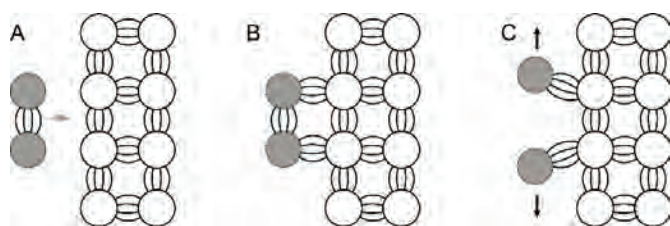


Fig 1. Diagram of the decrease in the strength of interatomic interactions (bonding) in the solid and the electrolyte as a result of their interaction during adsorption (A) and (B) and the resulting facilitated cracking of solid under the influence of the applied stress (C) [14]

Rys. 1. Schemat spadku siły oddziaływań międzyatomowych (wiązania) w ciele stałym oraz elektrolicie w wyniku ich wzajemnego oddziaływania podczas adsorpcji (A) i (B) oraz wywołane tym ułatwienie pęknięcia ciała stałego pod wpływ przyłożonego naprężenia (C) [14]

very dangerous. This phenomenon is referred to in literature as *liquid metal embrittlement* (LME). In engineering structures, it may occur, for example, during galvanizing of steel products or brazing steel with copper [4,8].

Concrete is a good conductor of electricity, especially when it is characterized by high humidity. For this reason, the phenomena concerning the influence of concrete on steel corrosion have been the subject of numerous studies. It should be expected that also in the case of steel embedded in concrete, similar corrosive mechanisms will apply as in the case of conventional reinforced concrete. Such steel is protected with high alkalinity (pH around 13) resulting from the chemical composition of the cement, mainly the content of calcium, sodium and potassium [1]. As a result, it does not corrode under such conditions, because a tightly fitting, watertight passive layer, consisting of $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ oxide or hydroxides [1,13], forms on the surface of the unalloyed steel. This reduces the anodic stripping rate of the steel to very low values. During the operational period, however, concrete structures are exposed to numerous environmental impacts contributing to the degradation of concrete. A significant threat is carbonation, which is associated with its acidification due to the penetration of carbon dioxide from the atmosphere deep into it. As the alkalinity of concrete decreases, the protective layers of steel are destroyed and corrosion is initiated. The problem is also the chloride and sulphate ions that penetrate from the outside, which can result in a partial or complete loss of the passive layer and promote the development of steel corrosion.

The deterioration of the mechanical properties of solids may be related to the physicochemical impact of the environment leading to the formation of a thin layer of adsorbed liquid on the surface of the solid phase. This phenomenon is known in the literature as the *Rehbinder effect* and is caused by the reduction of the surface free energy density and surface tension forces at the solid phase boundary due to the adsorption of a surfactant. Figure 1 shows a diagram according to Shchukin [14] showing the decrease in the strength of the interatomic bonds in the solid and the electrolyte as a result of their interaction during adsorption (A) and (B) and the resulting facilitation of the cracking of the solid under the influence of the applied stress (C). Establishing new bonds reduces the bond strength between iron atoms. On a macroscopic scale, the *Rehbinder effect* is manifested by a decrease in the strength of the material. The consequence is also the reduction of the plastic properties of the material, caused by the impeded dislocation movement [3]. In metallic materials, the *Rehbinder effect* occurs at the grain boundaries, as well as in the micro-cracks caused by mechanical factors, stress corrosion cracking or intercrystalline



Fig 2. General view of the fragment of the tested steel pipeline with the indication of the areas subject to further analysis

Rys. 2. Widok ogólny fragmentu badanego stalowego rurociągu z zaznaczeniem obszarów poddanych dalszym analizom

może być gwałtowny spadek właściwości plastycznych wywołany zetknięciem się materiałów metalicznych z innym, specyficznym ciekłym metalem. Zjawisko to określane jest w literaturze jako *liquid metal embrittlement* (LME). W konstrukcjach inżynierskich może przykładowo występować podczas cynkowania wyrobów stalowych lub lutowania stali miedzią [4,8].

Beton jest dobrym przewodnikiem prądu elektrycznego, w szczególności gdy cechuje się wysoką wilgotnością. Z tego względu zjawiska dotyczące wpływu betonu na korozję stali były przedmiotem licznych badań. Należy oczekiwać, że również w przypadku stali osadzonej w betonie będą obowiązywały zbliżone mechanizmy korozyjne, jak w przypadku konwencjonalnego betonu zbrojonego. Stal taka chroniona jest wysoką zasadowością (pH około 13) wynikającą ze składu chemicznego cementu, głównie zawartości wapnia, sodu oraz potasu [1]. Powoduje to, że w takich warunkach nie ulega korozji, gdyż na powierzchni stali niestopowej tworzy się dobrze przylegająca do powierzchni, szczelna warstwa pasywna, składająca się z tlenku $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ lub wodorotlenków [1,13]. Zmniejsza to szybkość rozpuszczania anodowego stali do bardzo niskich wartości. W okresie eksploatacji konstrukcje betonowe narażone są jednak na liczne oddziaływania środowiskowe przyczyniające się do degradacji betonu. Istotnym zagrożeniem jest karbonatyzacja, która wiąże się z jego zakwaszeniem wskutek penetracji w głąb dwutlenku węgla pochodzącego z atmosfery. W wyniku obniżenia zasadowości betonu następuje zniszczenie ochronnych warstw stali i inicjacja jej korozji. Problemem są również penetrujące z zewnątrz jony chlorkowe oraz siarczanowe, które mogą skutkować częściową lub całkowitą utratą warstwy pasywnej i sprzyjać rozwojowi korozji stali.

Pogorszenie właściwości mechanicznych ciał stałych może być związane z fizykochemicznym działaniem środowiska, prowadzącego do utworzenia cienkiej warstwy cieczy zaadsorbowanej na powierzchni fazy stałej. Zjawisko to znane jest w literaturze jako efekt *Rehbinder* i spowodowany jest redukcją gęstości swobodnej energii powierzchniowej oraz sił napięcia powierzchniowego na granicy fazy stałej wskutek adsorpcji substancji powierzchniowo-czynnej. Na rysunku 1 pokazano schemat według Shchukina [14] przedstawiający spadek siły wiązań międzyatomowych w ciele stałym oraz elektrolicie w wyniku ich wzajemnego oddziaływania podczas adsorpcji (A) i (B) oraz wywołane tym ułatwienie pęknięcia ciała stałego pod wpływ przyłożonego naprężenia (C). Ustanowienie nowych wiązań zmniejsza siłę wiązania pomiędzy atomami żelaza. W skali makroskopowej efekt *Rehbinder* objawia się spadkiem wytrzymałości materiału. Konsekwencją staje się także obniżenie właściwości plastycznych materiału, wywołane utrudnionym ruchem dyslokacji [3]. W przypadku materiałów metalicznych efekt *Rehbinder* występuje na granicach ziaren, a także w powstałych mikroszczelinach powstałych jako pęknięcia wywołane czynnikami

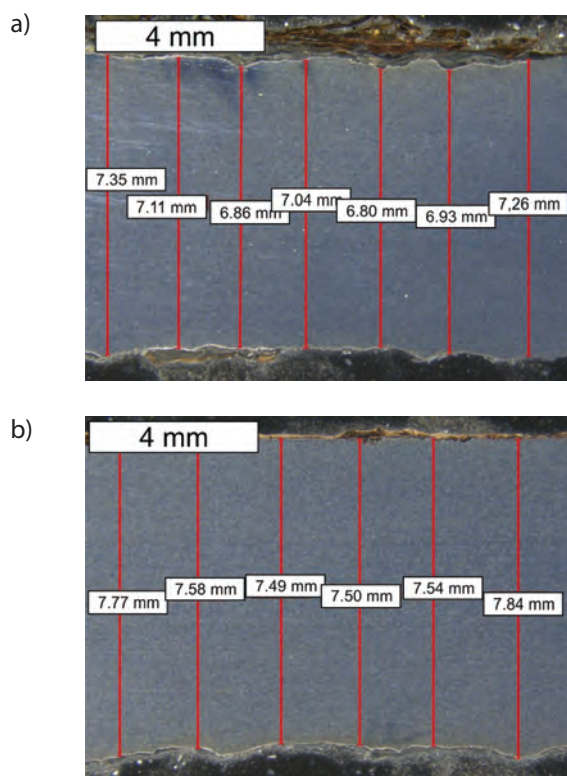


Fig 3. Thickness measurement in areas W (a) and Z (b) differing in the speed of the corrosion processes. Stereoscopic image.

Rys. 3. Pomiar grubości w obszarach W (a) oraz Z (b) różniących się szybkością postępujących procesów korozyjnych. Obraz stereoskopowy.

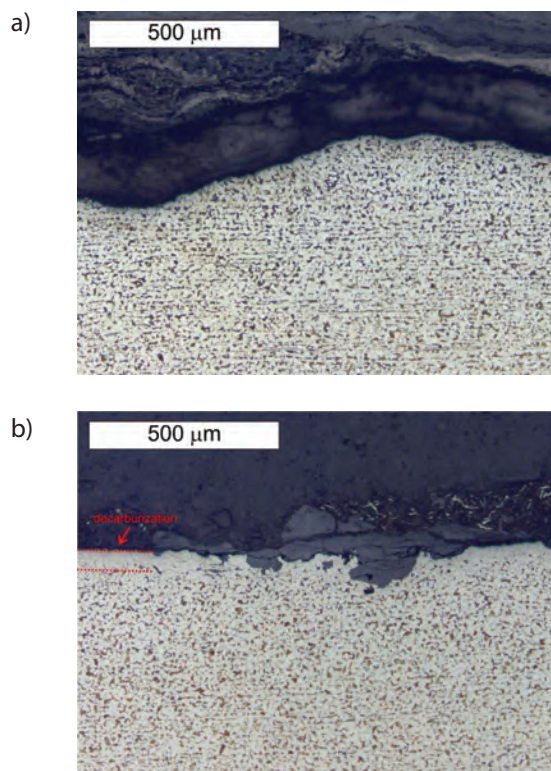


Fig 4. Microstructure of the material observed in the near-surface area on the cross-section of areas W (a) and Z (b). Etched, light microscopy.

Rys. 4. Mikrostruktura materiału obserwowana w obszarze przypowierzchniowym na przekroju poprzecznym obszarów W (a) oraz Z (b). Stan trawiony, mikroskopia świetlna.

corrosion. The reduction of the material's resistance to mechanical stress results from the so-called disjoining pressure, which is the additional stress that occurs in the liquid near the interface. In the state of equilibrium, the disjoining pressure is equal to the pressure difference in the liquid film near the border with the solid phase and the hydrostatic pressure in the volume part of the liquid film [2,9,11].

As corrosion develops, hydrogen can be released and adsorbed by the steel. Hydrogen can contribute to initial cracks in the grain boundary areas. Grain boundary sensitivity plays a key role in many processes in engineering materials. In crystallography, grain boundaries are considered as a surface defect of polycrystalline materials, in the area of which there is a zone of atomic mismatch resulting from different crystallographic grain orientation. The theory that grain boundaries should be considered as highly diffusive paths was initiated by Fisher's grain boundary diffusion model. This idealized model assumes the presence of a fairly diffusive grain boundary that is embedded between regions of low (grain) diffusivity. The logarithm of the mean concentration at the grain boundary changes linearly with the penetration depth. This model has evolved over the years, expanding the knowledge of grain boundary engineering. Due to the high complexity of the issues related to the influence of grain boundaries on the corrosive behaviour of metallic materials, also the interaction of corrosion and mechanical degradation is not fully known. In non-passivating ferritic steels, the greater reactivity of the grain boundaries contributes to an increase in the corrosion current density along with a decrease in the ferrite grain size [15].

The paper presents the results of tests and examination on a steel pipe partially fixed in concrete. This made it possible to collect samples from an area away from the concrete and exposed

mechanicznymi, działaniem korozji naprężeniowej lub międzykrystalicznej. Obniżenie wytrzymałości materiału na obciążenia mechaniczne wywołane jest powstaniem tzw. ciśnienia rozklinowującego, będącego dodatkowym naprężeniem występującym w cieczy w pobliżu granicy fazowej. W stanie równowagi ciśnienie rozklinowujące jest równe różnicy ciśnień w filmie cieczy w pobliżu granicy z fazą stałą oraz ciśnienia hydrostatycznego w części objęściowej filmu cieczy [2,9,11].

Podczas rozwoju korozji może zostać uwolniony wodór, który zostaje następnie zaadsorbowany przez stal. Wodór może przyczyniać się do powstawania wstępnych pęknięć w obszarach granic ziaren. Wrażliwość granic ziaren odgrywa kluczową rolę w wielu procesach zachodzących w materiałach inżynierskich. W krystalografii granice ziaren rozpatrywane są jako defekt powierzchniowy materiałów polikrystalicznych, w obszarze którego istnieje strefa niedopasowania atomów wynikająca z różnej orientacji krystalograficznej ziaren. Teorię, że granice ziaren należy rozpatrywać jako ścieżki o wysokiej dyfuzyjności zapoczątkował model dyfuzji brzegowej Fishera. Ten wyidealizowany model zakłada obecność dobrze dyfuzyjnej granicy ziarna, która jest osadzona pomiędzy obszarami o niskiej dyfuzyjności (ziarna). Logarytm średniego stężenia na granicy ziaren zmienia się liniowo z głębokością penetracji. Na przestrzeni lat model ten ewoluował poszerzając zakres wiedzy w zakresie inżynierii granic ziaren. Duża złożoność zagadnień związanych z wpływem granic ziaren na zachowanie korozyjne materiałów metalicznych powoduje, że również interakcja korozji i mechanicznej degradacji nie jest w pełni znana. Większa reaktywność granic ziaren przyczynia się w niezdolnych do pasywacji stalach ferrytycznych do wzrostu gęstości prądu korozji wraz ze zmniejszeniem się wielkości ziarna ferrytu [15].

W pracy przedstawiono badania próbek pobranych ze stalowej rury, która była eksploatowana w warunkach częściowego utwardzenia w betonie. Pozwoliło to na pobranie próbek z obszaru odda-

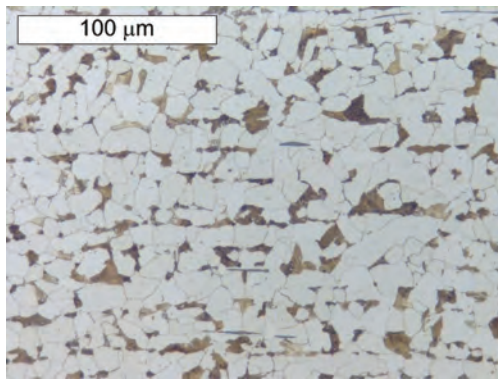


Fig 5. Enlarged fragment of the area from Fig. 4a. Ferritic-pearlitic microstructure observed in the pipeline material. Etched, light microscopy.

Rys. 5. Powiększony fragment obszaru z rysunku 4a. Mikrostruktura ferrytyczno-perlityczna obserwowana w materiale rurociągu. Stan trawiony, mikroskopia świetlna.

to its direct impact. The obtained results help to explain the influence of corrosion factors on local changes in the mechanical properties of steel, in particular regarding the deterioration of mechanical properties caused by the interaction between concrete and steel structure. An example where it is of significant practical importance is reinforced concrete elements made of concrete and steel.

2. Material and methodology used for testing and examination

The object tested and examined was a fragment of a DN800 pipeline. The microscopic examinations were carried out on the longitudinal section of the pipeline, on samples taken from the core of two areas *W* and *Z* shown in Fig. 2. Area *Z* was the area of the pipeline exposed only to weather conditions, while area *W* was a fragment fixed in concrete (sealed with a rope). The microscopic examinations were performed with a Leica M205 C stereoscopic microscope and on traditionally prepared metallographic specimens using a Leica DM6000 M metallographic microscope. The chemical composition was determined spectrally, using optical emission spectrometry and a GDS-500A glow discharge analyzer from LECO. The static tensile test was carried out at room temperature, according to PN-EN ISO 6892-1:2016-09 (method B30). The test was performed using a Zwick/Roell Z100 THW testing machine equipped with an automatic makroXtens® II extensometer. The strength test samples were taken from the pipe core.

3. Test and examination results

3.1. Microscopic examination and chemical composition analysis

The chemical composition of the examined material was typical of low-quality unalloyed low-carbon steels (Table 1). The outer surface of the pipe, both in areas *W* and *Z*, was covered with a layer of corrosion products. This means that the corrosion processes affected areas outside the concrete and areas previously embedded in the concrete. However, the amount of corrosion products in area *W* under the insulation was much larger. In the etched condition, streaked, fine-grained ferritic-pearlitic microstructure arranged in the rolling direction (Fig. 4,5) was determined. There were no differences in the microstructure of the core of the element under and outside the insulation. In the cross-section of area *Z*, a slight decarburization was found near the surface, which was not observed in the insulated area of the pipeline (Fig. 4). Its lack is due to unevenly progressing corrosion processes, which

Table 1. Chemical composition of the tested and examined pipe material [in wt.%]

Tabela 1. Skład chemiczny badanego materiału rury [w % mas.]

Elemen/ Pierwiastek	C	Mn	Si	P	S	Cr	Cu	Al	Ni
Content/ Zawartość	0,20	0,62	0,18	0,015	0,004	0,02	0,03	0,06	0,01

Table 2. Strength parameters obtained in the static tensile test

Tabela 2. Parametry wytrzymałościowe uzyskane w statycznej próbie rozciągania

Parameter/ Parametr	Area Z/ Obszar Z	Area W/ Obszar W
R_m [MPa]	499 ± 9	485 ± 2
$R_{p0,2}$ [MPa]	307 ± 12	282 ± 8
A [%]	26,4 ± 1,0	24 ± 3,1

lonego od betonu oraz narażonego na jego bezpośrednie oddziaływanie. Uzyskane wyniki pomagają wyjaśnić wpływ czynników korozyjnych na lokalne zmiany właściwości mechanicznych stali, w szczególności dotyczące obniżenia właściwości mechanicznych wywołanego oddziaływaniem pomiędzy betonem a konstrukcją stalową. Przykładem, w którym ma to istotne znaczenie praktyczne, są elementy żelbetowe wykonane z betonu i stali.

2. Materiał i metodyka badań

Badaniom poddano fragment rurociągu DN800. Badania mikroskopowe przeprowadzono na przekroju wzdłużnym rurociągu, pobierając próbki z rdzenia dwóch obszarów *W* i *Z* pokazanych na rysunku 2. Obszar *Z* stanowił obszar rurociągu narażony wyłącznie na oddziaływanie warunków atmosferycznych, natomiast obszar *W* stanowił fragment utwardzony w betonie (uszczelniony za pomocą sznura). Badania mikroskopowe wykonano za pomocą mikroskopu stereoskopowego Leica M205 C oraz na tradycyjnie przygotowanych zgładach metalograficznych z użyciem mikroskopu metalograficznego Leica DM6000 M. Skład chemiczny określono metodą spektralną przy użyciu optycznej spektrometrii emisyjnej z zastosowaniem analizatora z wydławaniem jarzeniowym GDS-500A firmy LECO. Statyczną próbę rozciągania w temperaturze pokojowej przeprowadzono wg normy PN-EN ISO 6892-1:2016-09 (metoda B30). Badanie wykonano przy użyciu maszyny wytrzymałościowej Zwick/Roell Z100 THW wyposażonej w automatyczny ekstensometr makroXtens® II. Próbkę do badań wytrzymałościowych pobrano z rdzenia rury.

3. Wyniki badań

3.1. Badania mikroskopowe i składu chemicznego

Skład chemiczny badanego materiału był typowy dla stali niestopowych niskowęglowych jakościowych (Tabela 1). Powierzchnię zewnętrzną rury zarówno w obszarze *W*, jak i *Z* pokrywała warstwa produktów korozji. Oznacza to, że procesy korozyjne dotyczyły zarówno obszarów zlokalizowanych poza betonem, jak i utwardzonych wcześniej w betonie. Ilość produktów korozji w obszarze *W* znajdującym się pod izolacją była jednak znacznie większa. W stanie trawionym stwierdzono pasmową, drobnoziarnistą mikrostrukturę ferrytyczno-perlityczną ułożoną zgodnie z kierunkiem walcowania (rys.4,5). Nie obserwowano różnic w mikrostrukturze rdzenia elementu pod izolacją, jak i poza nią. Na przekroju poprzecznym obszaru *Z* stwierdzono występowanie przy powierzchni nieznaczniego odwęglenia, którego nie obserwowano w obszarze izolowanym rurociągu (rys. 4). Jego brak należy wiązać z nierównomiernie postępującymi procesa-

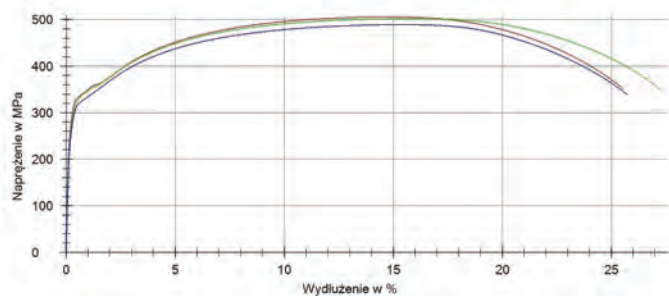


Fig 6. Results of the static tensile test for individual samples and stress-strain curves - pipeline zone outside concrete (Z)

Rys. 6. Wyniki statycznej próby rozciągania dla poszczególnych próbek oraz krzywe rozciągania – strefa rurociągu zewnętrznego (Z)

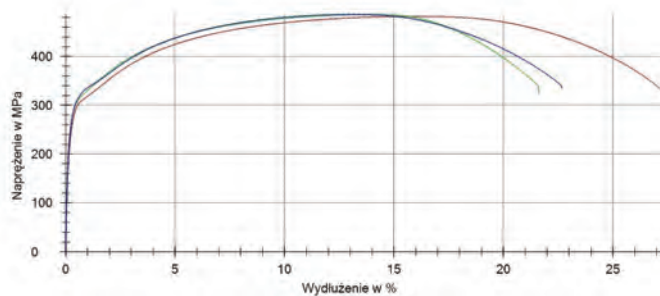


Fig 7. Results of the static tensile test for individual samples and stress-strain curves - zone of the pipeline embedded in concrete (W)

Rys. 7. Wyniki statycznej próby rozciągania dla poszczególnych próbek oraz krzywe rozciągania – strefa rurociągu utwardzonego w betonie (W)

led to a reduction of the pipe cross-section in the area of the existing sealing. On average, the wall thickness of the pipeline in area A under the insulation was about 0.5÷0.6 mm smaller than that in the uninsulated area, which is the outermost part of the pipeline (Fig. 3).

3.2. Strength tests

Strength tests were carried out, in which the strength of the area of the outer part of the pipeline (Z), and the one fixed in concrete (W) were compared. The tests were carried out on round samples made in accordance with PN-EN 6892-1:2016-09. The surface of the tested samples was free from traces of corrosion. The test results are presented in the form of stress-strain curves (Fig. 6,7), and the determined strength parameters are summarized in Table 2. The results are presented as the average of three measurements. The results obtained in the static tensile test for samples from the uncovered Z area meet the strength requirements for steel grades S275 according to PN-EN 10025-2:2004 and L275 according to PN EN 10224:2006. Accurate determination of the steel grade would also require determining the impact toughness. Meanwhile, the average values of the results obtained in area W are lower than in area Z, and are also characterized by larger differences in the values, which proves their heterogeneity. In the case of one of the samples, the yield stress was $R_{p0.2} = 273$ MPa. Finally, the steel material in this area did not meet the requirement of minimum strength properties for steel grades S275 and L275. This indicates the occurrence of degenerative changes in the microstructure of the material in the area exposed to the impact of concrete. However, it should be emphasized that these changes were insignificant and impossible to observe in the light microscope image. An increase in the ratio of tensile strength to the value of the yield point was observed. In the uninsulated area (Z) it was 1.62 and increased to 1.72 in the insulated area, exposed to surface phenomena (W). It is related to the reduction of the yield point of the material in the insulated area. The mean value of the elongation was similar, taking into account the standard deviation. However, it should be noted that in the case of two tested samples from the W area, its value was clearly lower. The obtained elongation A, which for all samples exceeded the value of 25%, was more stable in the samples from area Z. These results are consistent with the literature data [1], in which, taking into account the actual bar cross-section, a slight reduction in tensile strength was observed in corroding reinforced bars.

Using the nanoindentation method, the authors of the works [17,18] indicate a clear reduction in hardness to about 25% in rela-

mi korozyjnymi, które doprowadziły do zmniejszenia przekroju rury w obszarze występującego uszczelnienia. Średnio grubość ścianki rurociągu w obszarze A znajdującym się pod izolacją była o około 0,5÷0,6 mm mniejsza od tej w obszarze nieizolowanym, stanowiącym przypowierzchniową część zewnętrzną rurociągu (rys. 3).

3.2. Badania wytrzymałościowe

Przeprowadzono badania wytrzymałościowe, w których porównano wytrzymałości obszaru części zewnętrznej rurociągu (Z), a także utwardzonej w betonie (W). Badania realizowano na próbkach okrągłych wykonanych zgodnie z normą PN-EN 6892-1:2016-09. Powierzchnia badanych próbek była wolna od śladów korozji. Wyniki badań przedstawiono w formie krzywych rozciągania (rys. 6,7), a wyznaczone parametry wytrzymałościowe zestawiono w tabeli 2. Wyniki wskazano jako średnią z trzech pomiarów. Uzyskane w statycznej próbie rozciągania wyniki dla próbek z odkrytego obszaru Z spełniają wymagania wytrzymałościowe postawione gatunkom stali S275 według PN-EN 10025-2:2004 oraz L275 według PNEN 10224:2006. Dokładne oznaczenie gatunku stali wymagałoby określenia również udarności. Tymczasem, wartości średnie wyników uzyskane z obszaru W są niższe od obszaru Z, a także cechują się większymi rozrzutami w wartości, co świadczy o ich niejednorodności. W przypadku jednej z próbek uzyskano wartość granicy plastyczności $R_{p0.2} = 273$ MPa. Finalnie materiał stali w tym obszarze nie spełniał wymogu minimalnych właściwości wytrzymałościowych dla stali gatunku S275 oraz L275. Wskazuje to na wystąpienie zmian degeneracyjnych w mikrostrukturze materiału w obszarze narażonym na oddziaływanie betonu. Należy jednak podkreślić, że zmiany te były nieznaczne i niemożliwe do obserwacji w obrazie mikroskopu świetlnego. Obserwowano podwyższenie stosunku wytrzymałości na rozciąganie do wartości granicy plastyczności. W miejscu nieizolowanym (Z) wynosił on 1,62 i wzrósł w miejscu izolowanym, narażonym na zjawiska powierzchniowe (W) do wartości 1,72. Związane jest to z obniżeniem granicy plastyczności materiału w obszarze izolowanym. Średnia wartość wydłużenia cechowała się zbliżonymi wartościami, jeśli uwzględnimy odchylenie standardowe. Należy jednak zwrócić uwagę, że w przypadku dwóch badanych próbek z obszaru W obserwowano wyraźnie niższą jego wartość. W przypadku próbek pobranych z obszaru Z stwierdzono większą stabilność uzyskiwanego wydłużenia A, które dla wszystkich próbek przekroczyło wartość 25%. Wyniki te są zbieżne z danymi literaturowymi [1], w których przy uwzględnieniu rzeczywistego przekroju pręta obserwowano nieznaczne obniżenie wytrzymałości na rozciąganie w przypadku prętów zbrojonych objętych korozją.

tion to the inside of the grains, but without a significant change in the modulus of elasticity at a distance of 1 μm from the corroded grain boundaries. In their view, these results are direct evidence of corrosion-induced softening at the grain boundary. In their opinion, the main reason for it is the increased number of vacancies caused by the corrosion processes and the presence of silicon atoms in the vicinity of the grain boundaries, which results in their decohesion.

4. Conclusions

Exposure of unalloyed steel to a corrosive environment is primarily associated with the formation of a layer of corrosion products (rust) on its surface and the reduction of the cross-section caused by it. The paper presents the results of material tests and examination of a fragment of a steel pipeline, one end of which was exposed to the atmospheric environment, while the other was fixed in concrete. The corrosion processes taking place in both examined areas of the pipeline were non-uniform. The accelerated nature of corrosion in area *W* is evidenced by the increased amount of corrosion products covering the outer surface of the pipeline and the disappearance of the decarburized layer that was corroded. The microstructure was the same in both examined areas and was appropriate for unalloyed structural steels containing about 0.2% carbon. In terms of chemical composition and material strength, the results for samples from the exposed area met the requirements of the standard for the family of structural steels, grade S275 according to PN-EN 10025-2:2004 or L275 according to PN EN 10224:2006. The average values of the strength parameters from the area embedded in the concrete (*W*) are slightly lower and did not meet the requirement of the minimum strength properties for the above grades.

The results of the conducted tests and examination indicate the influence of surface phenomena and the physical-chemical influence of the environment on the strength of the material. Based on the conducted tests and examination it may be concluded that the corrosive and physicochemical processes in the place where the unalloyed steel was embedded in concrete occurred faster compared to the fragments of the steel pipeline outside it. This reduces the cross-section of the pipe and the strength properties of the pipe material. The authors associate the latter observation with the Rebinder effect caused by the interaction of steel with concrete, which leads to a weakening of the grain boundary cohesion, which in turn results in reduced strength parameters of steel. In the analyzed case, it also leads to an increase in the $R_m/R_{p0.2}$ ratio.

Autorzy prac [17,18] wykorzystując metodę nanoindentacji wskazują na wyraźne zmniejszenie twardości do około 25% w stosunku do wnętrza ziaren, ale bez znaczącej zmiany modułu sprężystości w odległości 1 μm od skorodowanych granic ziaren. Ich zdaniem wyniki te stanowią bezpośredni dowód na wywołane korozją zmiękczenie na granicy ziaren. Za główną przyczynę wskazują oni wzrost ilości wakansów w wyniku zachodzących procesów korozyjnych i obecnością atomów krzemu w sąsiedztwie granic ziaren, co wpływa na ich dekohezję.

4. Podsumowanie

Ekspozycja stali niestopowej na oddziaływanie środowiska korozyjnego wiązana jest przede wszystkim z powstaniem na jej powierzchni warstwy produktów korozji (rdzy) i wywołaną tym redukcją przekroju poprzecznego. W pracy przedstawiono wyniki badań materiałowych fragmentu rurociągu stalowego, którego jeden z końców poddany był ekspozycji środowiska atmosferycznego, natomiast drugi utwierdzony był w betonie. Procesy korozyjne zachodzące w obu badanych obszarach rurociągu wykazywały nierównomierny charakter. O przyspieszonym charakterze korozji w obszarze *W* świadczy zwiększona ilość produktów korozji pokrywających powierzchnię zewnętrzną rurociągu oraz zanik warstwy odwęglonej, która uległa skorodowaniu. Mikrostruktura była tożsama w obu badanych obszarach i właściwa dla niestopowych stali konstrukcyjnych zawierających około 0,2% węgla. Pod względem składu chemicznego oraz wytrzymałości materiału, wyniki dla próbek z obszaru nieosłoniętego spełniały wymagania normy dla rodziny stali konstrukcyjnych gatunku S275 według PN-EN 10025-2:2004 lub L275 według PN EN 10224:2006. Wartości średnie parametrów wytrzymałościowych z obszaru utwierdzonego w betonie (*W*) są nieznacznie niższe i nie spełniały wymogu wykazywania minimalnych właściwości wytrzymałościowych dla powyższych gatunków.

Wyniki przeprowadzonych badań wskazują na wpływ zjawisk powierzchniowych oraz fizykochemicznego działania środowiska na wytrzymałość materiału. Przeprowadzone badania wskazują, że procesy korozyjne oraz fizykochemiczne występujące w miejscu utwierdzenia stali niestopowej w betonie odznaczają się przyspieszonym charakterem w porównaniu do fragmentów stalowego rurociągu poza nim, wpływając z jednej strony na redukcję przekroju poprzecznego rury, ale także na nieznaczne obniżenie właściwości wytrzymałościowych materiału rury. Tą ostatnią obserwację Autorzy łączą z efektem Rehbindera wywołanym interakcją stali z betonem, prowadzącym do osłabienia kohezji granic ziaren, co skutkuje obniżeniem parametrów wytrzymałościowych stali. W analizowanym przypadku prowadzi to także do podwyższenia współczynnika $R_m/R_{p0.2}$.

BIBLIOGRAPHY

- [1] Almusallam Abdullah. 2001. "Effect of degree of corrosion on the properties of reinforcing steel bars". *Construction and Building Materials* 15(8): 361-368. [https://doi.org/10.1016/S0950-0618\(01\)00009-5](https://doi.org/10.1016/S0950-0618(01)00009-5)
- [2] Bannikov Mikhail, Naimark Oleg. 2016. "Damage evolution in metals under the gigacycle fatigue loading due to the contact with surface-active liquid". *Procedia Structural Integrity* 2: 1071-1076. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2016.06.137>
- [3] Cifan Mikael, Saibel Edward. 1979. "Rebinder effect and wear". *Wear* 56(1): 69-80. [https://doi.org/10.1016/0043-1648\(79\)90007-3](https://doi.org/10.1016/0043-1648(79)90007-3)
- [4] Lachowicz Marzena. 2020. *Elektrochemiczne i mikrostrukturalne aspekty rozwoju niszczenia korozyjnego części maszyn i urządzeń: monografia*. Radom: Wydawnictwo Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji - PIB, Politechnika Wrocławska.
- [5] Lesiuk Grzegorz, Szata Mieczysław, Bocian Mirosław. 2015. "The mechanical properties and the microstructural degradation effect in an old low carbon steels after 100-years operating time". *Archives of Civil and Mechanical Engineering* 15: 786-797. <http://dx.doi.org/10.1016/j.acme.2015.06.004>
- [6] Lesiuk Grzegorz, Szata Mieczysław. 2014. "Fatigue properties and fatigue crack growth in puddled steel with consideration of microstructural degradation processes after 100-years operating time". *Procedia Engineering* 74: 64-67. <http://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.06.225>

- [7] Lesiuk Grzegorz, Szata Mieczysław. 2011. "Aspects of structural degradation in steels of old bridges by means of fatigue crack propagation". *Materials Science* 47(1): 82-88.
<https://doi.org/10.1007/s11003-011-9371-z>
- [8] Ling Zhanxiang, Wang Min, Kong Liang. 2018. Liquid Metal Embrittlement of Galvanized Steels During Industrial Processing: A Review. [w:] *Transactions on Intelligent Welding Manufacturing*. Singapore: Springer.
https://doi.org/10.1007/978-981-10-8330-3_2
- [9] Malkin Andrey. 2012. "Regularities and mechanisms of the Rehbinder's effect". *Colloid Journal* 74(2): 223-238.
<https://doi.org/10.1134/S1061933X12020068>
- [10] Panasyuk Volodymyr, Schuller Manfred, Nykyforchyn Hryhoriy, Kutnyi Andriy. 2014. "Corrosion-Hydrogen Degradation of the Shukhov Lattice Construction Steels". *Procedia Materials Science* 3: 282-287.
<https://doi.org/10.1016/j.mspro.2014.06.049>
- [11] Perkowski Zbigniew. 2003. „Osłabienie wytrzymałości materiałów kapilaro-porowatych w wyniku zawilgocenia”. *Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej* 101: 311-318.
- [12] Popov Branko red. 2015. Chapter 9 - Stress Corrosion Cracking [w:] *Corrosion Engineering*. Elsevier: 365-450.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62722-3.00009-4>
- [13] Raczkiwicz Wioletta, Wójcicki Artur. 2017. „Wybrane aspekty prognozowania poziomu korozji stali zbrojeniowej w betonie metodą elektrochemiczną”. *Przegląd Spawalnictwa* 89(11): 28-33.
- [14] Shchukin Eugene. 1999. "Physical-chemical mechanics in the studies of Peter A. Rehbinder and his school". *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 149(1-3): 529-537.
[https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(98\)00607-4](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(98)00607-4)
- [15] Soleimani Maryam, Mirzadeh Hamed, Dehghanian Changiz. 2020. "Effect of grain size on the corrosion resistance of low carbon steel". *Materials Research Express* 7(7): 016522.
- [16] Tsyulnyk Oleksandr, Nykyforchyn Hryhoriy, Petryna Yuri, Dzioba Ihor. 2007. "Hydrogen degradation of steels in gas mains after long periods of operation". *Materials Science* 43: 708-717.
<https://doi.org/10.1007/s11003-008-9010-5>
- [17] Yavas Denizhan, Phan Thanh, Xiong Liming, Hebert Kurt, Bastawros Ashraf. 2020. "Mechanical degradation due to vacancies produced by grain boundary corrosion of steel". *Acta Materialia* 200: 471-480.
<https://doi.org/10.1016/j.actamat.2020.08.080>
- [18] Yavas Denizhan, Mishra Pratyush, Alshehri Abdullah, Shrotriya Pranav, Hebert Kurt, Bastawros Ashraf. 2018. "Nanoindentation study of corrosion-induced grain boundary degradation in a pipeline steel". *Electrochemistry Communications* 88: 88-92.
<https://doi.org/10.1016/j.elecom.2018.02.001>
- [19] Zagórski Andrzej, Matysiak Hubert, Tsyulnyk Oleksandr, Zvirko Olha, Nykyforchyn Hryhoriy, Kurzydłowski Krzysztof. 2004. "Corrosion and stress-corrosion cracking of exploited storage tank steel". *Materials Science* 40: 421-427.
<https://doi.org/10.1007/s11003-005-0055-4>



Targi Kielce
exhibition & congress centre





**Expo
Surface**

XII Targi Technologii Antykorozyjnych
oraz Ochrony Powierzchni

19-21.10.2021, Kielce

**NAJNOWSZE TECHNOLOGIE
INNOWACYJNY SPRZĘT
LAKIERNICTWO
OBRÓBKA I ZABEZPIECZANIE POWIERZCHNI**

expo-surface.pl



**POLSKI KOMITET ELEKTROCHEMICZNEJ
OCHRONY PRZED KOROZJĄ
STOWARZYSZENIE ELEKTRYKÓW POLSKICH**

**uprzejmie zaprasza do udziału
w XVI Krajowej Konferencji Naukowo-Technicznej**

**POMIARY KOROZYJNE
W OCHRONIE ELEKTROCHEMICZNEJ**

**w dniach od 11 do 13 października 2021 roku
w Hotelu DOM ZDROJOWY RESORT & SPA
w Jastarni**

Celem Konferencji jest umożliwienie prezentacji postępu technicznego z zakresu elektrochemicznej ochrony przed korozją, a w szczególności nowych metod i technik pomiarowych stosowanych w ochronie katodowej konstrukcji metalowych. Organizatorzy mają nadzieję, że program Konferencji umożliwi wszystkim uczestnikom wymianę poglądów i własnych doświadczeń zawodowych w tej dziedzinie.

Przewiduje się prezentację prac w formie referatów i komunikatów. Materiały konferencji zostaną przygotowane bezpośrednio z tekstów dostarczonych przez Autorów referatów. Wymagania dotyczące formy przygotowania manuskryptów przekazane będą zainteresowanym autorom po nadesłaniu zgłoszenia.

**Termin nadsyłania pełnego tekstu referatu:
15 wrzesień 2021 r.**

Referaty będą wyselekcjonowane przez Komitet Naukowy Konferencji.

Organizatorzy przewidują także możliwość reklamy w materiałach konferencyjnych, w formie filmu lub stoiska reklamowego. Przewiduje się udział wystawców zagranicznych.

Konferencja zostanie zorganizowana w hotelu usytuowanym przy plaży, w samym środku Półwyspu Helskiego, pomiędzy zatoką, a otwartym morzem, oferującym dogodne warunki do obrad i szkoleń.

Opłata konferencyjna wynosi 1600 zł +VAT.

Termin wniesienia opłaty: 30.09.2021 r.

na konto: Stowarzyszenie Elektryków Polskich, ul. Świętokrzyska 14, 00 050 Warszawa, Bank Millenium S.A.
nr 44 1160 2202 0000 0000 6084 8985
z dopiskiem „POMIARY KOROZYJNE”, „nazwisko uczestnika” oraz NIP niezbędny do prawidłowego wystawienia faktury.

Adres do korespondencji:

Robert Ciupek tel. 665 610 504

e-mail: rob-ciu@wp.pl - z dopiskiem „POMIARY KOROZYJNE”

Więcej informacji oraz formularz zgłoszenia na konferencję dostępny na stronie:

<https://sep.com.pl/aktualnosci/xvi-krajowa-konferencja-pomiary-korozyjne-w-ochronie-elektrochemicznej.html>

Kompozytowe wzmocnienie oraz ochrona osłabionych rurociągów i zbiorników

Utrata szczelności, to jedna z głównych przyczyn wystąpienia awarii. Zbiorniki, rurociągi w trakcie ich eksploatacji poddane są działaniu różnych mediów, rzecz jasna wywołujących narażenie ich powierzchni na niszczenie korozyjne, przyspieszone wycieranie. Konieczność interwencji serwisowej, dokonania kosztownej wymiany, zatrzymania ruchu (produkcji), ryzyko wypadku dla pracowników, a nawet katastrofy obiektu technicznego, to konsekwencje stałego zużywania się materiałów prowadzące do wystąpienia niekontrolowanego lub niespodziewanego wycieku. W jaki sposób zapobiec awarii i jak dokonać wzmocnienia osłabionych elementów instalacji?

Agresja chemiczna, ścieranie i różnego rodzaju procesy korozyjne są przyczyną stopniowego zużywania się materiałów a w konsekwencji utraty szczelności instalacji (fot. 1a, b).

Z perspektywy utrzymania instalacji w ruchu możemy mieć do czynienia z pewnym zakłóceniem ciągłości a nawet wręcz z zatrzymaniem eksploatacji urządzeń... po prostu awarią! Wyciek, zwłaszcza w rurociągach i aparatach wysokiego ciśnienia zawsze oznacza problemy, w tym utratę bezpieczeństwa w miejscu pracy, zagrożenia dla środowiska oraz znaczne straty z powodu zatrzymania instalacji a więc i produkcji. Istnieją różne sposoby ograniczenia tych zagrożeń w perspektywie długofalowej. Technologie tradycyjne oparte na technikach spawania, często poprzedzone wymianą uszkodzonej części np. wycięcie i wymiana uszkodzonego odcinka rurociągu, zawsze oznaczają odstawienie instalacji a samo spawanie może stanowić problem, gdy mamy do czynienia z instalacjami łatwopalnych mediów procesowych.

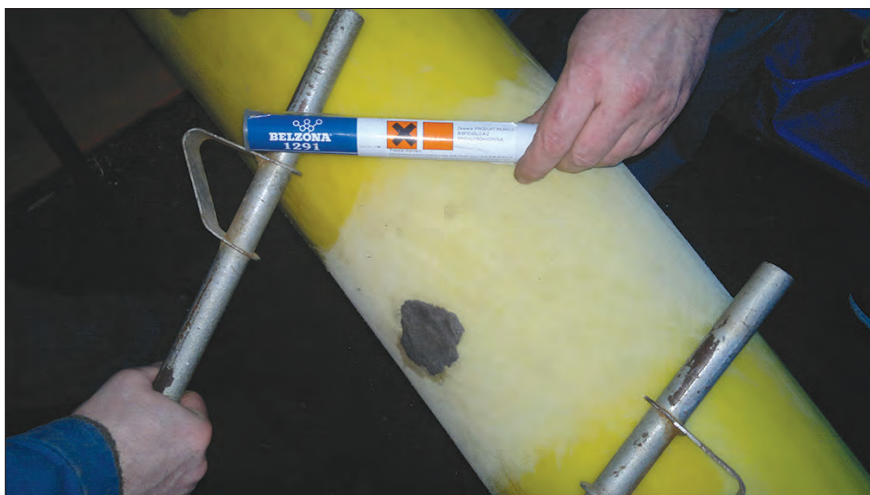
Istnieją technologie naprawy, które można zastosować bezpośrednio w miejscu wycieku metodą „na ruchu” czyli bez zatrzymywania instalacji. Do takiej technologii zaliczamy system usuwania wycieku z użyciem kompozytów polimerowych Belzona®9611 ES



Fot. 1a. Kolano rurociągu stalowego mocno osłabione korozją



Fot. 1 b. Stalowy płaszcz zbiornika solanki z widocznymi głębokimi wżerami korozyjnymi



Fot. 2. Naprawa czynnego wycieku kompozytem Belzona® 9611 (stare oznaczenie 1291)

Metal (fot. 2) zakończony nałożeniem „owijki” – rurociąg lub nakładki – płaszcz zbiornika wykonanej z kompozytu np. Belzona®1111. Jest to bardzo trwała naprawa likwidująca skutecznie powstałe wycieki i przeprowadza się ją „na zimno”.

Oczywiście najlepiej byłoby do wycieków nie dopuścić, co w praktyce oznacza powstrzymywanie procesów korozyjnych i erozyjnych zachodzących w instalacjach. Odpowiednio wczesna interwencja polegająca na wzmocnieniu strefy w której zaobserwowano (techniki diagnostyczne np. NDT) znaczne skutki działania korozji i/lub wycierania, może całkowicie wyeliminować ryzyko powstania wycieku – awarii! Wzmocnienie osłabionego rurociągu lub płaszcza zbiornika może być zrealizowane innowacyjną techniką naprawy tj. Belzona® Super Wrap II (fot. 3). Ta kompozytowa technologia wzmacniania jest na tyle skuteczna, że gwarantuje przywrócenie nominalnej wytrzymałości osłabionych stref instalacji (fot. 4).

Belzona® SuperWrap II składa się z polimerowej osnowy oraz tkaniny wykonanej z wysokowytrzymałych włókien węglowych. Włókna zapewniają wytrzymałość konstrukcyjną wzmocnienia, natomiast polimerowa osnowa gwarantuje właściwą przyczepność nakładki wzmacniającej do naprawianego podłoża. System wzmacniający z wykorzystaniem kompozytu Belzona® SuperWrap II spełnia (został opracowany według) zapisu normy *ISO/TS 24817 – Naprawy rurociągów z użyciem kompozytów – kwalifikacja i projektowanie, zastosowanie, badanie i inspekcja* oraz normy *ASME PCC-2 § 4.1 – Niemetaliczne kompozytowe systemy naprawcze rurociągów; zastosowanie w warunkach podwyższonego ryzyka eksploatacyjnego*.

Podczas licznych prób ciśnieniowych uszkodzonych odcinków rur a wzmocnionych z wykorzystaniem systemu Belzona® Super Wrap II zarejestrowano ciśnienia przekraczające 250 bar – to wytrzymałość gwarantowana omawianego systemu wzmocnienia. Dzięki dużej plastyczności kompozytu przed jego utwardzeniem można go stosować do naprawy i wzmocnienia rur oraz innych elementów o skomplikowanych kształtach, w tym na kolanach (fot. 5) i trójnikach.

Belzona® SuperWrap jest również chemoodporny, bardzo łatwy i bezpieczny w użyciu!

Roman Masek
Dyrektor Techniczny, Belse Sp. z o.o.



Fot. 3. Wzmocnienia rury stalowej kompozytem Belzona® SuperWrap II



Fot. 4. Wzmocnienia płaszcza stalowego zbiornika solanki kompozytem Belzona® SuperWrap II



Fot. 5. Wzmocnienie kolan rurociągów stalowych kompozytem Belzona® SuperWrap II

0 ochronie elektrochemicznej publikowaliśmy (2020-2017)



Nr 8/2020

OD REDAKCJI

COVID-19... a ochrona przed korozją wodociągów, ciepłociągów i gazociągów — W. Sokółski, s. 239

OCHRONA PRZED KOROZJĄ W PRAKTYCE

Zaskakujące skutki oddziaływań obcych elektrycznych pól przepływowych w ziemi — M. Fiedorowicz, s. 250

Rola elektrod symulujących w ocenie skuteczności ochrony katodowej obiektów złożonych na przykładzie podziemnej infrastruktury tłoczni gazu — R. Ciupek, s. 254



Nr 8/2019

OD REDAKCJI

Ochrona elektrochemiczna – specjalizacja czy certyfikacja? — W. Sokółski, s. 248-249

Znajomość wymagań normowych jako podstawowe kryterium oceny wiedzy wymaganej w procesie certyfikacji osób zajmujących się ochroną katodową — W. Sokółski, s. 250-251

ARTYKUŁY NAUKOWE

Wpływ usytuowania elektrod w układzie trójelektrodowym na wyniki badań polaryzacyjnych stali zbrojeniowej w wyciętych z konstrukcji rdzeniach betonowych — T. Jaśniok, M. Jaśniok, s. 252-258

Ochrona katodowa konstrukcji morskich za pomocą anod galwanicznych – projektowanie według wytycznych normy DNVGL- RP-B401 — M. Kalinowski, s. 259-264

OCHRONA PRZED KOROZJĄ W PRAKTYCE

Wskaźnik KT – ewaluacja efektywności ochrony katodowej we Włoszech — Sz. Ciarka, s. 265-268

Certyfikacja osób zajmujących się ochroną katodową – norma międzynarodowa — W. Sokółski, s. 269-273

Jak prawidłowo dobrać izolację na zabezpieczenia spawane rurociągów stalowych? — M. Felsmann, Liu Changha, nr 8/2019, s. 276-277

System zdalnego monitoringu WebProCat + Goliah — Sz. Ciarka, s. 278-279



Nr 3/2019

OCHRONA PRZED KOROZJĄ W PRAKTYCE

Certyfikacja osób zajmujących się ochroną katodową – nowa norma, nowe wyzwania — W. Sokółski, s. 120



Nr 8/2018

OD REDAKCJI

Ochrona elektrochemiczna – elektryczna czy chemiczna? — W. Sokółski, s. 201

Normalizacja technologii ochrony katodowej – nowości — W. Sokółski, s. 202

ARTYKUŁY NAUKOWE

Korozja prądem przemiennym na chronionych katodowo rurociągach: opis zachodzących procesów, ocena ryzyka i nowe podejście normatywne — M. Büchler, D. Joos, s. 204-212

Modelowanie procesu korozji elektrochemicznej w przestrzeni międzyrurowej — M. Kalinowski, s. 213-217

OCHRONA PRZED KOROZJĄ W PRAKTYCE

Nietypowy drenaż polaryzowany — M. Fiedorowicz, M. Jagiełło, s. 222-224

Certyfikacja personelu ochrony katodowej — D. Bałachowska, s. 225-227

Zastosowanie materiałów kompozytowych w remontach rurociągów przesyłowych gazu i ropy — M. Nitschke, K. Kaczmarczyk, s. 228-229



Nr 8/2017

OD REDAKCJI

OCHRONA PRZED KOROZJĄ W PRAKTYCE

Wpływ korozji wżerowej na ocenę skuteczności ochrony katodowej metodą korozymetrii rezystancyjnej — J. Jankowski, s. 241-245

Wpływ na wyniki pomiarów impedancyjnych wzajemnego usytuowania przeciwelektrody i pręta zbrojeniowego jako elektrody badanej w syntetycznej cieczy porowej betonu — M. Pamuła, M. Jaśniok, nr 8/2017, s. 255-261

Zdalne monitorowanie parametrów ochrony katodowej rurociągu — J. Rozwadowski, M. Malicki, nr 8/2017, s. 246-249

„Bezdefektowe” powłoki izolacyjne podziemnych rurociągów — M. Fiedorowicz, nr 8/2017, s. 250-254

Rola Polskiego Komitetu Elektrochemicznej Ochrony przed Korozją SEP w rozwoju technologii ochrony katodowej w Polsce — W. Sokółski, nr 8/2017, s. 262-267

Wybrane aspekty dotyczące pomiarów rezystancji przejścia podziemnych rurociągów – Cz. II — M. Fiedorowicz, M. Jagiełło, nr 8/2017, s. 268-271

Doświadczenia duńskie w ochronie katodowej konstrukcji żelbetowych — O. Klinghoffer, P. Chess, nr 8/2017, s. 272-274



Nr 5/2017

ARTYKUŁ NAUKOWY

Skutki zastosowania procesu ekstrakcji chlorków z betonu – elektrochemicznej metody regeneracji konstrukcji żelbetowych – stan wiedzy — Z. Szweđa, s. 175-180



Nr 4/2017

ARTYKUŁ NAUKOWY

Zarządzanie korozją stalowych obiektów podziemnych w Polsce a współczesny rozwój technologii ochrony katodowej — W. Sokółski, nr 4/2017, s. 125-128



Nr 2/2017

ARTYKUŁ NAUKOWY

Rurociągi preizolowane przesyłowe gazu ziemnego, ropy naftowej oraz płynów złożowych, a ochrona katodowa — R. Ciupek, s. 45-47



Nr 1/2017

ARTYKUŁ NAUKOWY

Ochrona katodowa w budownictwie – nowoczesny sposób ochrony stali zbrojeniowej, s. 20

Archiwalne egzemplarze „Ochrony przed Korozją” można zamówić w redakcji, tel.: 32 231 02 24.

e-mail: redakcja@ochronapredkorozja.pl

KCP-PROCESS

KOMPETENTNIE
CAŁOŚCIOWO
PROFESJONALNIE

Oferujemy kompleksową realizację inwestycji

Usługi projektowe: projekty budowlane i wykonawcze, koncepcje, analizy, ekspertyzy, wraz z wymagalnymi uzgodnieniami formalno-prawnymi z inwestorami i urzędami.

Usługi wykonawcze: uzgodnienia, realizacja, rozruchy, odbiory.

Naprawy i eksploatację systemów: elektrycznych, akpia, telemetrycznych, detekcji gazu, zabezpieczeń, ochrony katodowej.

Specjalizacje

Ochrona katodowa: stacje ochrony katodowej, drenaże polaryzowane i wzmocnione, uziomy anodowe, przyłączenia do konstrukcji stalowych (rurociągi, zbiorniki), punkty pomiarowe, punkty telemetryczne, zabezpieczenia przed oddziaływaniem linii WN

Obiekty gazowe: stacje redukcyjno – pomiarowe I i II stopnia, stacje regulacyjne, węzły przesyłowe, stacje LNG, instalacje pomiarowe, akp i elektryczne.

KCP-PROCESS sp. z o.o.

ul. Kopanina 54/56, 60-105 Poznań

tel. 785-992-284, e-mail: biuro@kcp-process.pl

www.kcp-process.pl

Warszawski Dom Technika

Klimatyczne wnętrza w samym sercu Warszawy



WYNAJEM SAL – tel. 729 052 512

WYNAJEM POWIERZCHNI BIUROWEJ – tel. 729 052 516

www.wdtnot.pl



*Nie ma na co czekać,
rezerwuj już teraz!*



We protect and
beautify the world™

Łatwo dostępne

ul. Łużycka 8A
81-537 Gdynia
tel. 58 774 99 00
fax 58 774 99 01
customers@ppg.com

Ochrona katodowa i konstrukcje podziemne

Systematyczne wprowadzanie izolacji celem rozwiązania problemu korozji pod izolacją (CUI)

Według badań przeprowadzonych przez NACE International z 2016 r. szacuje się, że koszt zniszczeń spowodowanych korozją przekracza rocznie 2,5 biliona dolarów. Ustalenia NACE dotyczące kosztów korozji wskazują, że od 15 do 35%, czyli od 375 do 875 miliardów dolarów rocznie można by zaoszczędzić dzięki opracowaniu i wdrożeniu wieloetapowego planu kontroli korozji.

Dokumentując wieloetapowy plan zapobiegania korozji pod izolacją (CUI) i wdrażając kroki mające na celu ochronę i konserwację sprzętu, można zaoszczędzić na kosztach napraw, skrócić nieoczekiwane przestoje i poprawić bezpieczeństwo eksploatacji. Autor zwraca uwagę na potrzebę podejścia do izolacji z perspektywy systemowej, co oznacza podejmowanie kroków w celu zapewnienia jej funkcjonowania przez dłuższy czas, a nie przewidywanie, że zawiedzie i docenienie tańszej izolacji ze względu na niskie koszty. Zamiast postrzegać izolację jako obszar do cięcia krótkoterminowych kosztów, należy zrozumieć, w jaki sposób systematyczne podejście do wykorzystania i konserwacji izolacji może zaoszczędzić czas i pieniądze w dłuższej perspektywie. Planowanie, aby izolacja funkcjonowała zgodnie z przeznaczeniem przez cały okres jej użytkowania wymaga, aby była ona wodoodporna, używana z odpowiednią osłoną i prawidłowo zainstalowana.

Korozja pod izolacją (CUI) może pojawić się w wielu miejscach, takich jak regiony przybrzeżne, morskie lub obszary wilgotne. Na warunki rozwoju korozji mają również wpływ temperatury rur. Rury o temperaturze od 0 do 149°C wykazują wyższy stopień korozji niż rury poniżej zera lub powyżej 149°C. Obszarem szczególnego zainteresowania dla przemysłu jest korozja, która rozwija się na rurociągach lub obudowach osłoniętych izolacją. Ponad 10 miliardów dolarów jest wydawanych rocznie (w USA) na remonty infrastruktury petrochemicznej i rafinerijnej oraz urządzeń elektrycznych po problemach z korozją.

Na podstawie: AMPP Corrosion and Coatings Press, 20.05.2021

Nowa jednostka zdalnego monitorowania

Abriox, światowy lider na rynku systemów zdalnego monitorowania ochrony katodowej (CP) dla rurociągów użyteczności publicznej, zaprezentował na konferencji i wystawie CORROSION 2021 w kwietniu br. urządzenie o nazwie SUNBIRD, w pełni zasilany energią słoneczną, kompaktowy moduł zdalnego monitorowania ochrony katodowej (RMU). Jest on reklamowany jako pierwsze na świecie urządzenie, całkowicie nowej konstrukcji w branży zdalnego monitorowania w USA, o niskim poborze mocy, co stworzyło

możliwość zrewolucjonizowania zdalnego monitorowania w przemyśle naftowym i gazowym.

Abriox, firma high-tech, wprowadziła na rynek coś całkowicie nowego opierając się na zaawansowanych, nowoczesnych technologiach komunikacyjnych o niskim poborze mocy, co w rezultacie spowodowało skokową zmianę w technice zdalnego monitorowania. SUNBIRD wykorzystuje rewolucyjny rodzaj komunikacji, który pozwala mu być włączonym prawie przez cały czas, a nie prawie cały czas wyłączonym, a ponadto nie wymaga do działania nieprzystających dla środowiska baterii wymiennych. Uszczelniona, odporna na warunki atmosferyczne jednostka SUNBIRD, jest łatwa w instalacji i została zaprojektowana tak, aby pasowała do wszystkich wiodących standardowych słupków pomiarowych. Pozyskiwanie energii ze słońca i stosowanie najnowszej technologii komunikacji 5G IoT pozwala na najszybsze i najbardziej niezawodne zbieranie kluczowych informacji. Zasilanie energią słoneczną oznacza, że nie są potrzebne żadne baterie — nigdy, ponieważ system zapewnia niezawodne działanie do 30 dni bez oświetlenia słonecznego gromadząc dane w kopii zapasowej.

Na podstawie: 7/1/2021 materialsperformance.com

Zapobieganie korozji rurociągów w tłoczni gazu

Rury ze stali węglowej w tłoczni gazu Cunduacán i w Meksyku eksploatowane są w bardzo korozyjnym środowisku. Wyzwaniem dla konwencjonalnych powłok ochronnych jest stale wilgotna powierzchnia rurociągu, gdyż zimny gaz ziemny płynący przez rurociąg utrzymuje temperaturę powierzchni poniżej punktu rosy, co wywołuje kondensację, a z czasem – korozję. Dla firmy Pemex Exploration and Production wyzwaniem był wybór powłoki, która chroniłaby rurociąg, można byłoby nakładać ją na wilgotne podłoże, czas nakładania i sieciowania nie był zbyt długi, aby można było skrócić przestój, oraz emisja VOC (lotnych związków organicznych LZO) była zerowa.

Zgodnie z przyjętymi wymaganiami firmy Pemex nakładanie powłok ochronnych musi być wykonywane na podstawie dokumentu NFR-053-PEMEX-2014, podającego warunki wykonywania zabezpieczenia, aby zapewnić właściwe funkcjonowanie rurociągu.

Konwencjonalne metody stosowane w przemyśle naftowym do zwalczania korozji wilgotnych rurociągów wymagają zastosowania wielu dni prac nakładania i sieciowania powłok, a więc przedłużonego przestoju rurociągu. Firma Pemex zwróciła się do firmy Especialidades en Turbomaquinaria (ETM) SA de CV i zdecydowała się na zastosowanie technologii polimocznikowej LINE-X jako szybszego i bardziej trwałego rozwiązania. Firma ETM przeprowadziła próbne wymalowania na małym odcinku rurociągu o średnicy 914 mm podczas normalnej pracy – na podłoże nałożono produkt LINE-X XS-350. Na powłokę LINE-X XS-350 nałożono szybko schnącą

CORRSTOP

PRZEDSIĘBIORSTWO ZABEZPIECZEŃ ANTYKOROZYJNYCH
SP. Z O.O.
www.corrstop.pl

Specjalizujemy się w antykorozyjnej ochronie katodowej metalowych konstrukcji podziemnych i podwodnych takich jak:

- rurociągi
- orurowania odwiertów wydobywczych
- grupy zbiorników paliw
- oczyszczalnie ścieków
- zbrojenie konstrukcji żelbetowych

Wykonujemy:

EKSPERTYZY-POMIARY
prądy błędzące, interferencja DC, AC, DCVG + CIPS
MONITORING SZYBKOŚCI KOROZJI także w strefach wybuchowych
PROJEKTY TECHNICZNE
INSTALACJE OCHRONY KATODOWEJ
INSTALACJE ZABEZPIEZAJĄCE RUROCIĄGI PRZED
SKUTKAMI ODDZIAŁYWANIA LINII WN
PRZEGLĄDY SERWISOWE

**Zatrudniamy specjalistów o ponad trzydziestoletnim doświadczeniu w projektowaniu i wykonawstwie instalacji ochrony katodowej w kraju i za granicą
Nasz personel jest certyfikowany według normy PN-EN ISO 15257:2017**

Jesteśmy oficjalnym dystrybutorem firm McMiller, DEI, Matcor, Loresco, CerAnode, Metal Samples, Royston, Cath-Tech, Abriox, Mobiltex, Tinker & Rasor i Disa.

Kamionki k/Poznań, ul. Kamienna 87, 62-023 Gądko

Biuro w Luboniu, ul. Armii Poznań 131, 62-030 Luboń :: ☎ 61 8971 725 :: 📠 61 8971 737 :: ✉ info@corrstop.pl

Biuro w USA, 11804 Manistique Way, New Port Richey, FL 34654 :: ☎ +1 201 218 3975

Biuro w Kazachstanie: Almata, ul. Furmanowa 103, biuro 604 :: ☎ +7 727 333 43 94

powłokę nawierzchniową LINE-X ULTRA.

Produkt LINE-X XS-350 jest aromatycznym czysto polimocznikowym elastomerem, nakładanym za pomocą pistoletów do natrysku farb wieloskładnikowych. Zawiera 100% części stałych, może być nakładany na powierzchnie metalowe, betonowe, drewno i szkło, a stosowany jest w wielu dziedzinach przemysłu. Może być nakładany na wilgotne podłoże, dlatego często stosowany jest w oczyszczalniach ścieków.

Powłoka spełnia wysokie wymagania, potwierdzone certyfikatami, zgodnie z wymaganiami norm ASTM, AWWA, ANSI 61, USDA i FDA. Po dwóch latach od wymalowania na próbnym odcinku rurociągu nie stwierdzono ognisk korozji ani degradacji powłok. Ocena zabezpieczenia przeprowadzona przez firmę zewnętrzną potwierdziła przydatność technologii LINE-X do zabezpieczania rurociągu w trakcie jego eksploatacji i przy występowaniu kondensacji na jego powierzchni.

Na podstawie: Prot. Coat. Eur. 2020, vol.12, nr 4, s. 56-59

Kontrolowanie korozji w betonowym akwarium

W opracowaniu autorzy przedstawili wyniki inspekcji stanu korozyjnego dużego akwarium (The Great Ocean Tank in Charleston, South Carolina, USA) po 20-letnim okresie użytkowania.

Ogólnie wyniki tej kontroli pokazały, że doskonały projekt zapobiegł potencjalnej korozji spowodowanej agresywnością środowiska w publicznych akwariach. Po 20 latach eksploatacji Great Ocean Tank jest w dobrym stanie, a pozostanie jeszcze w eksploatacji przez 20 lat przed wykonaniem poważnych napraw. Niektóre elementy mogą być zastąpione w ciągu najbliższych pięciu lat. Te obszary nieuchronnie mają krótszą żywotność niż większość zbiornika i są wyeksponowane, aby zasygnalizować pierwsze oznaki korozji.

Na podstawie M. Lee, R. Tinnea, Materials Performance; 2020, vol. 59, nr 3, s. 28-32



We protect and
beautify the world™

**Innowacyjne rozwiązania
techniczne**

ul. Łużycka 8A
81-537 Gdynia
tel. 58 774 99 00
fax 58 774 99 01
customers@ppg.com

Rejestratory **mR4** i **mR3p** do pomiarów w elektrochemicznej ochronie przed korozją



Więcej na: www.linstruments.com.pl

Linstruments

- 4 kanały pomiarowe separowane galwanicznie lub trzy kanały z przerywaczem prądu
- w każdym kanale zakresy: $\pm 100V$, $\pm 10V$, $\pm 290mV$, $\pm 18mV$ (mikrowoltomierz)
- wbudowany GPS, wymienna karta pamięci, USB i Bluetooth
- zasilanie wewnętrzne 2 akumulatory AA 1.2V, 8 ÷ 24 godzin, zewnętrzne 6V d.c.
- stopień ochrony IP5X
- wymiary 115 x 70 x 45 mm

Rejestratory współpracują z czujnikami o wyjściach napięciowych lub prądowych zapewniając pomiar wszelkich wielkości fizycznych w wybranym zakresie i w dowolnych jednostkach miary. Komunikacja z komputerem (Windows) i tabletem (Windows, Android) lub telefonem (Android).

W ochronie katodowej może być używany zarówno w pomiarach rutynowych potencjałów i napięć jak i do badań korelacji $e = f(u)$ i $e = f(i)$, pomiarów intensywnych, precyzyjnej kalibracji punktów prądowych, pomiaru prądu w rurociągach i wyznaczania jednostkowej rezystancji powłoki izolacyjnej badanych odcinków rurociągu.

Bezpośredni wpływ ogrzewania elektrycznego na integralność rurociągu podmorskiego

Problemy z zapewnieniem przepływu napotymane w przemyśle naftowym i gazowym stały się bardziej uciążliwe. Tworzenie się hydratów jest dobrze znanym ryzykiem w rurociągach podmorskich i dostępnych jest kilka rozwiązań, które mogą rozwiązać ten problem. Hydratom można zapobiec, stosując technologię elektrycznego ogrzewania rurociągów podwodnych. Bezpośrednie ogrzewanie elektryczne kontroluje temperaturę rurociągu i oferuje możliwość znacznego obniżenia kosztów operacyjnych.

Bezpośrednie ogrzewanie elektryczne (DEH), w porównaniu z pośrednim ogrzewaniem elektrycznym, takim jak elektryczne ogrzewanie śladowe i indukcyjne przez izolację termiczną (ITTI), nie wymaga dużej liczby urządzeń grzewczych i jest stosunkowo łatwe do zainstalowania na rurociągach podmorskich. Ponadto oczekuje się, że metoda DEH będzie skutecznym i wygodnym sposobem radzenia sobie z nagromadzeniem wosku w rurociągach podmorskich. Stosowanie tego systemu wiąże się jednak z pewnymi wadami, takimi jak wyższy wskaźnik zużycia anod protektorowej ochrony katodowej (CP) i możliwe ryzyko korozji prądu przemiennego (AC). W artykule przedstawiono wyniki badań oraz ocenę konsekwencji zastosowania koncepcji systemu izolacji mokrej DEH (WIS) na rurociągu podmorskim do kontroli gromadzenia się hydratów i wosku.

W DEH-WIS od 20 do 40% prądów elektrycznych jest przewodzonych przez wodę morską i może wystąpić korozja prądu przemiennego stalowego rurociągu. Anody protektorowe zapobie-

gają korozji prądu przemiennego w strefie przepływu prądu (CTZ) i zapewniają odpowiedni system CP dla rurociągu podmorskiego. Anody działają jak skuteczne uziemienie rurociągu. W konsekwencji zmniejszy to potencjał napędowy i gęstość prądu przemiennego, które w przeciwnym razie mogłyby uszkodzić powłokę w strefie przenoszenia prądu.

Na podstawie: A. W. Mahgoub, 5/4/2021, materialsperformance.com

Określenie potencjału ochrony katodowej

Przedmiotem opracowania było określenie rzeczywistego potencjału ochrony dla różnych warunków glebowych i hydrometrycznych. W normach potencjał ochrony odpowiada potencjałowi, przy którym szybkość korozji jest mniejsza od $10 \mu m/rok$.

Badania z wykorzystaniem korozymetrii rezystancyjnej (ER) potwierdziły słuszność przyjętego kryterium, szczególnie do określenia kryterium ochrony katodowej w złożonych lub zanieczyszczonych mediach oraz pozwoliły na zrozumienie tworzenia kryterium potencjałowego dla określonego gruntu jako funkcji warunków środowiskowych, takich jak zawilgocenie lub warunki trójfazowe (powietrze, woda i ziemia). Jednak należy odnotować, że wiarygodność rezultatów jest ściśle związana z jakością styku ziemi z powierzchnią czujnika korozymetrycznego. Mała powierzchnia czujnika korozymetrycznego (ER) wymaga szczególnej staranności podczas wykonywania pomiarów. Zadowalające rezultaty uzyskuje się wykorzystując reprezentatywną powierzchnię kontaktu czujni-



Cathodic Protection System Design - Installation - Service

Zakład Specjalistycznych Instalacji i Urządzeń Elektrycznych END CORR

87-800 Włocławek, ul. Zielna 14A

tel. +48 54 235 11 48, fax +48 54 235 11 49, tel. kom. +48 502 393 245

e-mail: biuro@endcorr.pl

Internet: www.endcorr.pl

PROJEKTOWANIE • WYKONAWSTWO • SERWISY • SPRZEDAŻ

- Usługi kompleksowe dotyczące katodowej ochrony elektrochemicznej, zabezpieczającej przed korozją konstrukcje stalowe, w tym: rurociągi, zbiorniki podziemne, stalowe elementy oczyszczalni ścieków, konstrukcje hydrotechniczne i inne.
- Produkcja elementów instalacji ochrony katodowej: stacje ochrony katodowej, stacje drenażu polaryzowanego, elektrody pomiarowe i symulacyjne, szafki i słupki pomiarowe i anodowe.
- Lokalizacja defektów w izolacji rurociągów systemem „MoData” i DCVG oraz pomiary ciągłe i punktowe rezystywności gruntu.
- Zgrzewarki do wykonywania w terenie połączeń elektrycznych z rurociągami: Pin Brazing (36V) i pojemnościowe (230V).

Zapraszamy do współpracy



ka z ziemią oraz wykonując pomiary wielokrotnie w celu uzyskania wiarygodnych statystycznie wyników.

Na podstawie: E. Ciler, N. Larche, F. Castillon and J. Vittonto: Materials Performance, 2020, vol. 59, nr. 6, s. 32-36

US Navy wykorzystuje zdalnie sterowane pojazdy do oceny korozji kadłuba statku

Okręt testowy samoobrony (Self-Defense Test Ship – SDTS) w Port Hueneme Division (NSWC PHD) należący do Centrum Marynarki Wojennej US niedawno wrócił z San Diego ze świeżo oczyszczonym kadłubem i kluczowymi informacjami potrzebnymi do przygotowania się do suchego doku.

Utrzymanie SDTS w najlepszym stanie jest ważne dla dowództwa i floty, ponieważ używają zdalnie sterowanego pojazdu do testowania zainstalowanych systemów bojowych pod kątem ich zdolności obronnych. Zanim dojdzie do suchego doku, określenie

przewidywanych napraw, konserwacji i ich kosztów musi zostać zatwierdzone dla potrzeb ekipy remontowej stoczni. W tym celu wykorzystuje się zdalnie sterowany pojazd (Remotely Operated Vehicle – ROV), który przemieszcza się po kadłubie i konstrukcjach morskich zanurzonych statków, sprawdza je pod kątem uszkodzeń i przeprowadza ocenę kadłuba. ROV mierzy grubość metalu, grubość farby i napięcie ochrony katodowej (CP) – technikę zapobiegania korozji używaną przez marynarkę wojenną.

Gdy ROV porusza się po zewnętrznej stronie kadłuba statku, akustyczny system śledzenia, który działa jak sonar, wysyła fale dźwiękowe, które odbijają się od statku i wracają do urządzenia, śledząc dokładnie, gdzie na kadłubie znajduje się maszyna. Rejestruje również dane dotyczące grubości metalu i farby oraz napięcia ochrony katodowej w każdym miejscu.

Wypełniona ocena trafia do książeczki z pomiarami trzech pozycji i ich analizą. W przypadku SDTS skan wygenerował 468 000 odczytów grubości metalu, 130 000 odczytów grubości farby i 280 000 odczytów napięcia kadłuba wywołanego funkcjonującą ochroną katodową.

Na podstawie: B. DuBose, 7/31/2020, materialsperformance.com



We protect and
beautify the world™

**Doskonałe powłoki
antykorozyjne i ogniochronne**

ul. Łużycka 8A
81-537 Gdynia
tel. 58 774 99 00
fax 58 774 99 01
customers@ppg.com

W PRENUMERACIE

2021

TANIEJ

Sprawdź to!

www.sigma-not.pl



WARIANTY PRENUMERATY

- **PAPIEROWA** – czasopismo tylko w wersji papierowej (z opłatą za dostarczenie przesyłki),
- **CYFROWA** – czasopismo wyłącznie w wersji cyfrowej dostępne na Portalu Informacji Technicznej www.sigma-not.pl, prenumerator otrzyma indywidualny kod dostępu do zaprenumerowanego tytułu,
- **PLUS** – czasopismo w wersji **papierowej** (bez opłaty za dostarczanie prasy) oraz **cyfrowej**, a także dostęp do **archiwum** zaprenumerowanego tytułu na Portalu Informacji Technicznej www.sigma-not.pl wraz z indywidualnym kodem dostępu.



więcej informacji: 22 840 30 86, prenumerata@sigma-not.pl

Czasopisma związane z tematyką korozji (cz. 5).



Tytuł: **Corrosão & Proteção**
 Wydawca: **ABRACO – Associação Brasileira de Corrosão, Bразylia**
 ISSN: **0100-1485, tylko wersja elektroniczna**
 Częstotliwość: **kwartalnik on-line**

Magazyn *Corrosão & Proteção* jest oficjalnym czasopismem ABRACO, Brazylijskiego Stowarzyszenia Korozyjnego, założonego w 1968 roku. Celem ABRACO jest upowszechnienie wyników badań korozji, metod ochrony przed korozją, monitorowania i kontroli korozji oraz zrzeszenie całej społeczności techniczno-biznesowej tego sektora. Celem redakcji czasopisma jest dzielenie się osiągnięciami technologicznymi branży, mając za źródło podmioty akademickie, technologiczne oraz renomowanych profesjonalistów z Brazylii i zagranicą.

Czasopismo ukazuje się kwartalnie w wersji elektronicznej na stronie internetowej Stowarzyszenia (www.abraco.org.br/revistas). Zawiera artykuły techniczne, naukowe, stowarzyszeniowe, informacje o kursach, szkoleniach, certyfikatach. Artykuły publikowane są w języku portugalskim, niektóre także w języku angielskim. Wydania *Corrosão & Proteção* można pobrać ze strony internetowej.



Tytuł: **Journal of Bio- and Tribo-Corrosion**
 Wydawca: **Springer**
 ISSN: **2198-4220 wersja drukowana**
2198-4239 wersja elektroniczna
 Częstotliwość: **kwartalnik**

W czasopiśmie *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion* publikowane są artykuły dotyczące wszystkich aspektów trybokorozji, od środowisk biologicznych, przez technologie zielonej energii, po biodegradowalne metale i kompozyty polimerowe. Rygorystycznie recenzowane artykuły naukowe obejmują szeroki zakres tematów, takich jak korozja, trybokorozja powłok i cienkich warstw, mikrościeranie-korozja, modele trybokorozji, bio-trybokorozja, inżynieria powierzchni i materiałów, nanokorozja i modyfikacja powierzchni.

Journal of Bio- and Tribo-Corrosion jest czasopismem transformacyjnym (TJ). Gdy badania zostaną zaakceptowane do publikacji, autorzy mogą zdecydować się na publikację przy użyciu tradycyjnej ścieżki publikowania lub poprzez natychmiastowy otwarty dostęp.

Redakcja *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion* aktywnie dąży do tego, aby czasopismo stało się w pełni otwarte. Zwiększana jest liczba artykułów publikowanych w otwartym dostępie, aby ostatecznie przejść na model Open Access. Czasopismo, które angażuje się w ten proces, określane jest jako Czasopismo Transformacyjne.

Journal of Bio- and Tribo-Corrosion istnieje od 2015 roku.



2+1

**Wakacyjna Promocja
 na Portalu Informacji Technicznej
www.sigma-not.pl**

Za każde dwa zakupione artykuły, trzeci dostaną Państwo gratis. Wystarczy jedynie przesłać na adres: portal@sigma-not.pl numer zamówienia wraz z linkiem do artykułu jaki chcemy otrzymać, w odpowiedzi otrzymają Państwo wybrany artykuł dodany w Państwa panelu klienta. Promocja trwa do 30.09.2021.



We protect and
 beautify the world™

**Piękno, trwałość,
 bezpieczeństwo**

ul. Łużycka 8A
 81-537 Gdynia
 tel. 58 774 99 00
 fax 58 774 99 01
customers@ppg.com

Wynalazki

Biuletyn Urzędu Patentowego Nr 11/2021

Sposób otrzymywania fungicydów/bakteriocydów na bazie tlenku grafenu oraz fungicydy/ bakteriocydy na bazie tlenku grafenu

Twórcy: Fryczkowska Beata; Gabrys Tobiasz; Janicki Jarosław · Firma: Akademia Techniczno-Humanistyczna w Białymstoku, Białystok · Zgłoszenie 431857, s. 32

Fotoutwardzalna kompozycja polimerowa oraz materiał powłokowy z niej otrzymany

Twórcy: Urbala Magdalena · Firma: Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Szczecin · Zgłoszenie 431979, s. 36-37

Kompozycja do wytwarzania elastomeru na bazie kauczuku akrylonitrylo-butadienowego o właściwościach samonaprawiających

Twórcy: Adamus-Włodarczyk Agnieszka; Irzmańska Emilia; Strąkowska Anna; Szmechtyk Tomasz; Laszczak Wojciech · Firma: Centralny Instytut Ochrony Pracy - Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa; Politechnika Łódzka, Łódź; LARKIS sp. z o.o., Dobczyce · Zgłoszenie 431975, s. 38

Sposób otrzymywania biomedycznego stopu Zr-Ti-Nb w strukturze krystalicznej β , oraz biomedyczny stop Zr-Ti-Nb w strukturze krystalicznej β

Twórcy: Mishchenko Oleg, UA · Firma: MISHCHENKO OLEG, Chortyca, UA · Zgłoszenie 431973, s. 42

Sposób otrzymywania powłoki rutyłowego dwutlenku tyta-

nu metodą fizycznego osadzania z fazy gazowej (PVD)

Twórcy: Zybert Marcin; Parlińska-Wojtan Magdalena; Płoszaj Franciszek · Firma: ION GALENICA sp. z o.o., Wysoka Głogowska; ZYBERT MARCIN MZDTECH, Kolbuszowa · Zgłoszenie 431880, s. 42-43

Sposób wytwarzania multiwarstwowej powłoki Mo/Mo-Mo2N oraz powłoka wytworzona tym sposobem

Twórcy: Adamiak Stanisław; Dziedzic Andrzej; Szyler Łukasz; Wisz Grzegorz; Wal Andrzej; Zdeb Bartosz; Głowa Łukasz · Firma: Uniwersytet Rzeszowski, Rzeszów; Podkarpackie Centrum Innowacji sp. z o.o., Rzeszów · Zgłoszenie 434263, s. 43

Biuletyn Urzędu Patentowego Nr 12/2021

Sposób wytwarzania hybrydowych hydrofobowo-hydrofilowych fluoropolimerowych materiałów separacyjnych

Twórcy: Kujawa Joanna; Kujawski Wojciech; Al-Gharabli Samer, Jo · Firma: Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Toruń · Zgłoszenie 432070, s. 13

Sposób selektywnego topienia kompozytów o osnowie termoplastycznej z wykorzystaniem źródeł promieniowania podczerwonego

Twórcy: Waśniewski Bartłomiej; Kowalczyk Piotr · Firma: Sieć Badawcza Łukasiewicz-Institut Lotnictwa, Warszawa · Zgłoszenie 432209, s. 18

Sposób wytwarzania modyfikowanych nanocząstek tlenku tytanu (IV) i modyfikowane nanocząstki tlenku tytanu (IV)

Twórcy: Pulit-Prociak Jolanta;

Staroń Anita; Długosz Olga; Banach Marcin · Firma: Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Kraków · Zgłoszenie 432181, s. 23

Sposób wytwarzania dodatków do betonów o właściwościach antymikrobiologicznych

Twórcy: Banach Marcin; Długosz Olga; Staroń Paweł; Chwaszowski Jarosław; Pulit-Prociak Jolanta; Staroń Anita; Szostak Krzysztof · Firma: Przedsiębiorstwo Produkcji Betonów Prefabet sp. z o.o., Śniadowo · Zgłoszenie 432154, s. 24-25

Biodegradowalna kompozycja polimerowa stosowana do produkcji plastikowych taśm spinających

Twórcy: Jałbrzykowski Marek · Firma: WALD-GOLD sp. z o.o., Brańsk · Zgłoszenie 432117, s. 28

Sposób wytwarzania proekologicznego zabezpieczenia antykorozyjnego

Twórcy: Stanik Marek · Firma: Stanik Marek Dalmet, Sokolniki Suche · Zgłoszenie 432132, s. 29

Sposób obróbki cieplnej półwyrobów ze stali ultrawytężalnej średniostopowej

Twórcy: Garbarz Bogdan; Marcisz Jarosław · Firma: Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Metalurgii Żelaza Im. Stanisława Staszica, Gliwice · Zgłoszenie 432104, s. 30

Bioresorbowalny stop na osnowie magnezu z dodatkiem metali szlachetnych lub półszlachetnych do zastosowań medycznych i sposób jego wytwarzania

Twórcy: Lesz Sabina; Hrapkiewicz Bartłomiej; Gabrys Adrian · Firma: Politechnika Śląska, Gli-

wice · Zgłoszenie 432100, s. 30

Sposób otrzymywania nanokompozytowej powłoki na osnowie metalicznej

Twórcy: Zielińska Katarzyna · Firma: COAT-IT sp. z o.o., Białystok · Zgłoszenie 432078, s. 30-31

Urządzenie i sposób badania zmęczeniowego powłok lakierniczych, zwłaszcza dla osi kolejowych

Twórcy: Pauli Wojciech; Radek Norbert · Firma: Politechnika Świętokrzyska, Kielce; Czajkowski Jarosław F. H. Barwa, Kielce · Zgłoszenie 435461, s. 43

Biuletyn Urzędu Patentowego Nr 13/2021

Sposób wytwarzania poliesterowych opakowań z recyklatów o podwyższonej odporności termicznej przeznaczonych do kontaktu z żywnością

Twórcy: Frydrych Anita; Udzielak Ireneusz · Firma: Korporacja KGL SA, Mościska · Zgłoszenie 432316, s. 13

Materiał opakowaniowy o własnościach przeciwdrobnoustrojowych, sposób jego wytwarzania i zastosowanie

Twórcy: Ligaj Marta; Tichoniuk Mariusz; Foltynowicz Zenon; Cierpiszewski Ryszard · Firma: Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu, Poznań · Zgłoszenie 432267, s. 22-23

Sposób otrzymywania nanomateriałów hybrydowych tlenek metalu-metal

Twórcy: Banach Marcin; Długosz Olga · Firma: Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Kraków · Zgłoszenie 432386, s. 33

PEWNOŚĆ W EKSTREMALNYCH WARUNKACH



BELSE

Technologie kompozytowe



BELZONA®

Ulepszenie • Naprawa • Ochrona

Organizujemy seminaria
techniczne on-line

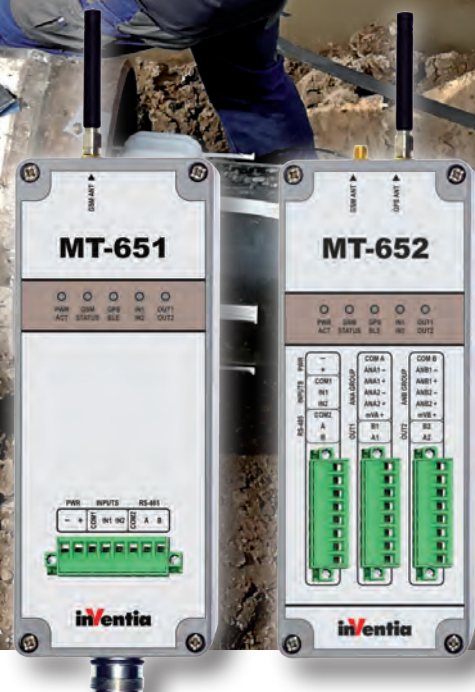
- szczegóły na www.belse.com.pl/szkolenia

OCHRONA KATODOWA

Projekty
Pomiary
Serwis
Budowa

Moduły telemetryczne

- 6 kanałów pomiarowych
- Pomiar napięć stałych i przemiennych
- Obsługa 2 kart SIM
- Dodatkowe wejścia i wyjścia dwustanowe
- Wbudowany moduł GPS i akcelerometr
- Komunikacja zdalna za pośrednictwem GPRS i SMS
- Komunikacja lokalna poprzez USB, RS-485 oraz Bluetooth
- Zasilanie bateryjne, dodatkowo możliwość podłączenia zasilania zewnętrznego
- Integracja z dowolnym oprogramowaniem do wizualizacji
- 3 lata gwarancji



Zaawansowane Urządzenia Polaryzujące



- Zakresy prądowe 10mA, 300mA, 1,5A, 3A, 5A, 10A, 20A i wyższe...
- Dostępne wersje o zwiększonej odporności na napięcie przemiennie obecne na chronionej konstrukcji
- Praca w trybach podstawowych: galwanostat, potencjostat, stałe napięcie oraz w trybach zaawansowanych (tryby mieszane oraz tryb awaryjny)
- Zdalne pomiary i zmiana nastaw poprzez port szeregowy z obsługą protokołu MODBUS
- Tryb pracy przerywanej z synchronizacją GPS
- Konkurencyjne ceny!

Więcej informacji znajdziesz na www.speckor.pl

Speckor