

Kontrola korozji i zapobieganie uszkodzeniom rurociągów przesyłowych w kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego

dr inż. Dariusz BĘBEN¹

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków

TREŚĆ: Obecnie dostępnych jest wiele systemów do monitorowania szybkości postępu korozji, istnieje także szereg scenariuszy jej kontroli. Wiedza ta pomaga operatorom (inwestorom) i naukowcom w ustalaniu priorytetów. Rurociągi ropy naftowej i gazu ziemnego stanowią kluczowy element infrastruktury energetycznej, ponieważ dostarczają te paliwa kopalne z sektorów wydobywczych do odbiorców końcowych. Dlatego niezawodność i bezpieczeństwo rurociągów mają zasadnicze znaczenie. Przemysł naftowy i gazowniczy ponosi duże wydatki na usuwanie awarii związanych z korozją rurociągów, dlatego operatorzy muszą je stale monitorować, by przeciwdziałać temu zjawisku. Straty spowodowane awariami korozyjnymi są główną motywacją dla przemysłu do opracowania dokładnych modeli konserwacji, opartych na wynikach badań i analizie częstotliwości awarii. Obserwacja miejsc, w których awarie występują najczęściej, prowadzenie monitoringu oraz stosowanie ochrony antykorozyjnej odgrywają istotną rolę w zmniejszaniu wskaźników awaryjności i zwiększaniu bezpieczeństwa rurociągów. Monitoring i działania zapobiegawcze wspomagają proces decyzyjny w przemyśle naftowym, pozwalając przewidywać awarie oraz określać terminy kontroli, konserwacji lub wymiany skorodowanych odcinków. W artykule omówiono aspekty zapobiegania korozji (wydłużanie czasu eksploatacji) poprzez zastosowanie inhibitorów korozji w rurociągach przesyłowych ropy naftowej i gazu ziemnego, a także różne uwarunkowania wpływające na ich skuteczność.

SŁOWA KLUCZOWE: awaria rurociągu; korozja rurociągów; system monitoringu korozji; inhibitory korozji; ochrona przed korozją

1. Wstęp

Awarie powstałe w wyniku postępującej, niekontrolowanej korozji instalacji przemysłowych mają negatywny wpływ nie tylko na działalność zakładów wydobywczych, lecz także na bezpieczeństwo załogi obsługującej instalacje oraz na środowisko. Korozja materiałów konstrukcyjnych rurociągów i instalacji przemysłowych, wywołana agresywnym działaniem wydobywanych płynów złożowych, jest nieodłącznym elementem procesu pozyskiwania ropy naftowej i gazu ziemnego. Instalacje służące wstępnemu przygotowaniu ropy naftowej i gazu ziemnego do transportu narażone

są zarówno na korozję ogólną, jak i korozję miejscową. Nierzadko dochodzi do perforacji ścian instalacji eksploatacyjnych i rurociągów, co prowadzi do powstania niekontrolowanych wycieków ropy naftowej lub gazu ziemnego – skutkujących skażeniem środowiska, zagrożeniem pożarowym oraz awariami, które podwyższają koszty produkcji.

Aby sprostać tym wyzwaniom, od lat stosuje się i rozwija metody badawcze umożliwiające rozpoznanie i zapobieganie korozji. Rozwiązanie problemu przez wybór materiałów odpornych na korozję lub przez zastosowanie skutecznych technik zabezpieczeń często nie jest możliwe ze względów technicznych, a w niektórych przypadkach nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego. W takich sytuacjach działania zaradcze związane z nieuniknionym występowaniem korozji często ograniczają

¹ e-mail: beben@inig.pl



► Rys. 1. Fragmenty rur obrazujące korozję ogólną i wżerową

► Fig. 1. Pipe sections showing general and pitting corrosion

się do monitorowania jej postępu. Obecnie dostępnych jest kilka metod monitorowania, które pozwalają kontrolować głównie postęp korozji ogólnej. Korozja ogólna występuje wtedy, gdy materiał konstrukcyjny ulega jednolitej degradacji na całej powierzchni mającej kontakt z agresywnym medium. Na rysunku 1 przedstawiono kilka przykładów korozji.

Dostępne są różne metody i techniki pomiarowe, które są na tyle zaawansowane, że można uznać, iż problem monitorowania korozji ogólnej został rozwiązany. Większe trudności występują natomiast przy monitorowaniu korozji wżerowej, która ze względu na losowy charakter lokalizacji uszkodzeń materiału jest przy zastosowaniu konwencjonalnych metod pomiaru szybkości korozji trudna do zlokalizowania, a tym samym do monitorowania. Na rysunku 2 zobrazowano przykładową korozję wżerową.

Obecnie główny nacisk w obszarze zarządzania korozją w przemyśle wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego powinien zostać położony na badania umożliwiające identyfikację takich zagrożeń. Dokładne poznanie mechanizmów korozji wżerowej dla danego gatunku stali oraz identyfikacja potencjalnych synergii pomiędzy agresywnymi czynnikami występującymi w ropie naftowej i gazie ziemnym powinny pomóc w wyborze odpowiedniego systemu monitorowania.

Monitorowanie pozwala także określić rozległość zagrożeń korozyjnych. Bardzo istotnym aspektem jest stosowanie badań nieniszczących (NDT – *non-destructive testing*). Badania te są kluczowe dla oceny jakości, wykrywania potencjalnych usterek oraz zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności w przemyśle, umożliwiają bowiem kontrolę stanu rurociągów i instalacji oraz ocenę efektywności zastosowanych technologii ochrony (Patel, 2022).

Dla operatora instalacji niezwykle istotne jest poznanie rzeczywistej szybkości korozji rurociągów. Znajomość tego parametru w różnych miejscach pozwala ocenić zasięg zastosowanej metody ochrony oraz warunki jej eksploatacji; umożliwia określenie przybliżonych terminów remontów oraz zastosowanie optymalnej ilości dozowanych inhibitorów lub modyfikatorów, liczby i rozmieszczenia anod oraz parametrów prądowo-napięciowych w ochronie katodowej. Problem monitorowania korozji w celu zwiększenia bezpieczeństwa rurociągów i instalacji przemysłowych wymaga nowego spojrzenia i stawia nowe wyzwania przed personelem zajmującym się zapobieganiem temu zjawisku.

2. Monitoring awarii rurociągów – nowe możliwości i kierunki

Eksploatacja rurociągów transportujących ropę naftową i gaz ziemny od odwiertu do zakładów przerobczych, podobnie jak każdego innego systemu rurociągów czy instalacji, wiąże się z ryzykiem ich uszkodzenia – zarówno wskutek procesów korozyjnych, jak i działalności osób trzecich. O ile ingerencję mechaniczną trudno przewidzieć, o tyle procesy związane z oddziaływaniem czynników korozyjnych można monitorować i prognozować. Przy obecnie dostępnych środkach technicznych stosunkowo łatwo jest śledzić przebieg korozji, przewidywać zachodzące procesy i oceniać stan techniczny instalacji. Najefektywniejszą metodą minimalizacji ryzyka jest zapobieganie awariom, które mogą prowadzić do katastrof lub skażenia środowiska. Ważnym elementem jest też systematyczna diagnostyka eksploatowanych rurociągów poprzez cykliczną ocenę ich stanu technicznego (Patel, 2022; Ho, El-Borgi, Patil i Song, 2019).



► Rys. 2. Fragment rurociągu obrazujący korozję wżerową

► Fig. 2. Section of a pipeline showing pitting corrosion



► Rys. 3. Fragment rurociągu pokryty warstwą inhibitora korozji

► Fig. 3. Section of pipeline coated with a layer of corrosion inhibitor

Na świecie opracowano wiele technik i technologii pomiarowych wykorzystujących różne zjawiska fizyczne do oceny stanu technicznego rurociągów i instalacji. Jedną z powszechnych metod pozwalających na bezinwazyjną kontrolę jest wykorzystanie badań ultradźwiękowych. Badania ultradźwiękowe są jedną z technik badań objętościowych NDT, co oznacza, że dzięki ich zastosowaniu możliwe jest wykrywanie wad w całej objętości badanego materiału (Wang, Zhong, Lee, Fancey i Mi, 2020; Tian, Palaev, Shammazov i Ren, 2024; Zang, Xu, Lu, Zhu i Zhang, 2023). Technika ta bazuje na rozchodzeniu się fal ultradźwiękowych w badanych materiałach. Badanie ultradźwiękowe polega na analizie zarejestrowanych impulsów pochodzących z nieciągłości materiałowych oraz odbić od dna badanego elementu albo od granic ośrodków o różnej prędkości rozchodzenia się fal (Sarwar i in., 2024; Ma i in., 2021).

Analizie poddawane są wielkość napotkanego uszkodzenia oraz szereg innych parametrów pola ultradźwiękowego (m.in. natężenie, kierunek propagacji fal i czas ich przejścia przez materiał). W zależności od doboru parametrów tego pola możliwe jest wykrycie wad wewnętrznych oraz nieciągłości powierzchniowych i podpowierzchniowych (Gupta, Khan, Butola, i Singari, 2021).

Szczegółowe obrazowanie 3D uszkodzeń rurociągów można uzyskać z pomocą TFM (*Total Focusing Method*)

opartej na technice rekonstrukcji obrazu. W tej metodzie urządzenie wieloelementowe emituje pulsujące fale ultradźwiękowe (Chen i in., 2023; Wright i in., 2019). Proces przetwarzania obwiedni sygnałów pierwotnych i wtórnych pozwala uzyskać obraz uszkodzeń o dużej rozdzielczości (Bęben, 2019).

Znane są również ultradźwiękowe metody wykrywania procesów destrukcyjnych wywołanych oddziaływaniem wodoru na właściwości mechaniczno-elektrochemiczne metali i stopów (Martinez, Cid, Badillo i Aguilar, 2025; Ahmed, Rasha, 2025). Do takich metod zalicza się techniki wykrywania korozji wodorowej rurociągów, urządzeń i elementów instalacji narażonych na działanie wodoru w podwyższonych temperaturach (powyżej 200°C) – tzw. wysokotemperaturowy atak wodorowy (HTHA). Mechanizm ten można wykryć we wczesnej fazie, co ma kluczowe znaczenie dla zapobiegania dalszym uszkodzeniom.

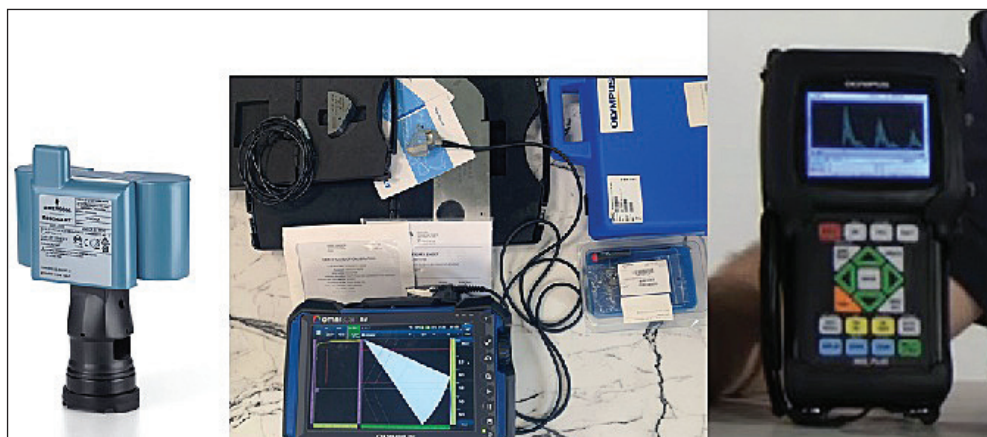
Badania ultradźwiękowe mogą być prowadzone ręcznie, półautomatycznie oraz w pełni zautomatyzowanie (np. zautomatyzowane inteligentne systemy kontroli jakości instalacji przesyłowych). To uniwersalna i wiarygodna metoda monitorowania korozji rurociągów. Kluczowe znaczenie ma prawidłowe rozmieszczenie punktów pomiarowych – wybór lokalizacji opiera się na analizie konstrukcji rurociągów oraz zmian kierunku i prędkości przepływu. Aby uzyskać pełny obraz stanu technicznego rurociągu, należy łączyć różne techniki pomiarowe, które wzajemnie się uzupełniają (Zang, Xu, Lu, Zhu i Zhang, 2023; Sarwar i in., 2024; Gupta, Khan, Butola i Singari, 2021).

W przypadku rurociągów istotną rolę odgrywają doświadczenie personelu wykonującego pomiary oraz dokładność tych pomiarów. Równie ważne są umiejętności obsługi aparatów ultradźwiękowych i doświadczenie w tego typu badaniach. Badania pozwalają ocenić stan techniczny rurociągu i często umożliwiają wczesne wykrycie defektów ścianki rurociągu. Monitorowanie rurociągów pozwala na wczesnym etapie ocenić stan techniczny, określić plan kolejnych inspekcji i na tej podstawie podjąć racjonalne kroki zapobiegające awariom (Chen i in., 2023; Bęben, 2019). Bezprzewodowy, nieinwazyjny monitoring korozji jest niezbędny w działach utrzymania ruchu, pomaga na bieżąco śledzić postępy korozji, oceniać stan instalacji oraz optymalizować



► Rys. 4. System monitorowania postępu korozji za pomocą sondy

► Fig. 4. A system for monitoring corrosion progression using a probe



► Rys. 5. Bezprzewodowe monitorowanie korozji i erozji UT

► Fig. 5. Wireless UT monitoring of corrosion and erosion

działania przy jednoczesnym maksymalizowaniu bezpieczeństwa.

W przemyśle naftowym występuje kilka rodzajów korozji. Korozja elektrochemiczna, np. w płuczkach wiertniczych, które często są wodnymi roztworami soli i sprzyjają reakcjom elektrochemicznym, oraz korozja wywołana czynnikami chemicznymi, takimi jak obecność tlenu, wody, siarkowodoru czy dwutlenku węgla, są powszechne. Skutki procesów korozyjnych, szczególnie korozji wżerowej, mogą prowadzić do awarii w wyniku przebicia rury w miejscu głębokiego wżeru (Martinez, Cid, Badillo, i Aguilar, 2025; Ahmed, Rasha, 2025; Knaislová i in., 2025). Awaryje występują także wskutek korozji międzykrystalicznej, powodującej znaczne pogorszenie własności wytrzymałościowych elementów metalowych (Knaislová i in., 2025). W celu przeciwdziałania negatywnym skutkom korozji stosuje się powłoki ochronne, tzw. warstwy powierzchniowe z inhibitorami korozji, których podstawową funkcją jest odizolowanie chronionego metalu od agresywnego środowiska. Dzięki odpowiedniemu doborowi składu chemicznego inhibitora warstwy te skutecznie chronią metal przed korozją (Yanshuang i in., 2024). W przemyśle naftowym, zarówno podczas wykonywania wierceń, jak i w procesie wydobywania oraz dystrybucji węglowodorów, niezależnie od stosowanych powłok ochronnych, w rurociągach i instalacjach powszechnie wykorzystuje się inhibitory. Inhibitory korozji dozowane są pod ciśnieniem do wydobywanej ropy naftowej czy gazu ziemnego. Wysoka jakość inhibitorów oraz ich właściwy dobór pozwalają znacznie wydłużyć żywotność rurociągów i urządzeń eksploatacyjnych, a tym samym przedłużyć okres pracy instalacji i zmniejszyć ryzyko awarii. Odpowiednio dobrane inhibitory tworzą na powierzchni rur trwałą warstwę ochronną, zapobiegając powstawaniu wżerów oraz wspomagając pasywację już istniejących uszkodzeń (Mao, Zhao i Wang, 2023; Enahoro, Iluobe, 2025; Kremieniewski, 2022).

Już od momentu budowy rurociągu należy zwracać szczególną uwagę na techniki ochrony przeciwkorozyjnej, poczynwszy od doboru stali, przez obróbkę chemiczną użytej stali i powłokę ochronną rur, aż po stosowanie monitoringu i zabezpieczeń przeciwkorozyjnych (Chengyin i in., 2023; Bęben, 2014; Bęben, 2019). System monitorowania korozji za pomocą sondy przedstawiono

na rys. 4. Z kolei na rys. 5 pokazano czujniki służące do ultradźwiękowych pomiarów korozji. Korzyści ekonomiczne wynikające z wdrożenia kompleksowej strategii zapobiegania temu zjawisku są znane właścicielom obiektów (złóż ropy naftowej i gazu ziemnego) od dawna. Koszty zapobiegania korozji w tych branżach przyjmuje się zwykle przy założeniu, że stanowią one około jednej dziesiątej lub mniej kosztu wymiany rurociągów i urządzeń eksploatacyjnych (Ait i in., 2026; Bęben, 2020; Odor i in., 2024). Zwrot nakładów w stosunku 10:1 jest rzadko spotykany w działalności gospodarczej, odzwierciedla jednak wyraźne korzyści ekonomiczne wynikające z zastosowania nowoczesnych technologii przeciwkorozyjnych (np. stosowania środków chemicznych – inhibitorów) oraz z optymalizacji kosztów monitorowania rurociągów i instalacji eksploatacyjnych (Bęben, 2021; Tripathy, Chauhan i Quraishi, 2026). Istnieją też inne sposoby ochrony rurociągów przed korozją, np. ochrona katodowa, jednak są one droższe w eksploatacji.

3. Inhibitory

Inhibitorami korozji nazywamy substancje, które dodane do środowiska korozyjnego powodują wyraźne zmniejszenie szybkości korozji przez hamowanie procesu anodowego, katodowego albo obu tych procesów jednocześnie. W zależności od rodzaju hamowanego procesu rozróżnia się inhibitory anodowe, katodowe oraz mieszane.

Inhibitory anodowe zazwyczaj są anionami. W roztworach elektrolitów przemieszczają się one do powierzchni anody i z jonami rozpuszczającego się metalu tworzą trudno rozpuszczalne związki, które pasywują powierzchnię metalu. Z tego powodu inhibitory anodowe często nazywa się pasywatorami. Wśród inhibitorów anodowych występują liczne związki nieorganiczne, np. ortofosforany. Chociaż inhibitory anodowe są bardzo efektywne i mają szerokie zastosowanie praktyczne, mogą też wywołać niepożądane efekty. Gdy stężenie inhibitora jest zbyt małe, aby pokryć całą powierzchnię anodową, powstają warunki, w których powierzchnia katody (F_k) jest znacznie większa od powierzchni anody (F_A). W rezultacie może to prowadzić do powstawania korozji wżerowej – w takich sytuacjach zastosowanie inhibitora może wyrządzić więcej szkody niż pożytku.

Inhibitory katodowe hamują szybkość procesu katodowego. Efekt ten można osiągnąć albo poprzez zmniejszenie aktywnej powierzchni katod, albo poprzez zmniejszenie stężenia czynnika warunkującego szybkość procesu katodowego (np. przez usunięcie tlenu lub redukcję stężenia jonów wodorowych). Pierwszy mechanizm realizowany jest przez substancje (np. $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ i ZnSO_3), które tworzą z jonami OH^- trudno rozpuszczalne związki wytrącające się na powierzchni katodowej. Natomiast do usuwania tlenu z roztworu korozyjnego stosuje się odtleniacze, np. siarczyny czy hydrazynę (N_2H_4 , zapisywaną też jako $\text{NH}_2\text{--NH}_2$).

Inhibitory mieszane hamują jednocześnie procesy anodowe i katodowe. Do tej grupy należą głównie inhibitory organiczne zawierające w cząsteczce atom azotu lub siarki. Charakteryzują się one zdolnością adsorpcji na całej powierzchni metalu (zarówno na obszarach anodowych, jak i katodowych), co prowadzi do istotnego zmniejszenia powierzchni metalu mającej kontakt z agresywnym środowiskiem. Do inhibitorów mieszanych zalicza się m.in. aminy alifatyczne i aromatyczne, organiczne związki siarki, pochodne tiofenu oraz aniliny. Związki zawierające atom siarki są zwykle skuteczniejszymi inhibitorami niż analogiczne związki azotowe, ponieważ siarka jest lepszym darczyńcą elektronów (ma dwie wolne pary elektronowe, podczas gdy azot ma jedną). Dzięki temu siarka wykazuje większą zdolność do tworzenia wiązań koordynacyjnych z niezapełnionymi d-orbitalami chronionego metalu, co zwiększa trwałość adsorpcji inhibitora.

Efektywność działania wszystkich typów inhibitorów określa się, podając procentowe zmniejszenie szybkości procesu rozpuszczania metalu wywołane dodaniem inhibitora:

$$I = U_0 - U / U_0 \times 100\% \quad (1)$$

gdzie:

I – efektywność ochrony inhibitora [%],

U_0 – szybkość korozji metalu bez dodatku inhibitora,

U – szybkość korozji metalu po dodaniu inhibitora.

Literatura podaje, że dobrze dobrany inhibitor ogranicza postęp korozji w 95% przy użyciu 0,008% środka, a w 90% przy użyciu 0,004% środka. Zazwyczaj skuteczność środka zależy od wielu czynników: ciśnienia, temperatury, szybkości przepływu, powierzchni oraz składu i ilości czynników powodujących korozję (woda, CO_2 , H_2S , NaCl itp.) (Ismayilov, Iskenderov i Ismayilova, 2021; Li i in., 2021; Vishnuvardhan, Murthy i Choudhary, 2022). Na rysunku 3 czerwonym okręgiem zaznaczono miejsce badania grubości warstwy ochronnej, z której wynika, że inhibitor korozji pokrył powierzchnię rury, a grubość warstwy wynosiła 256,24 μm . Badana warstwa była konsystencji gumy, ciągliwa, dobrze przylegała do powierzchni. Ciągłe dawkowania inhibitora korozji do wody złożowej wykazały, że prędkość korozji uległa obniżeniu z 0,0129 mm/rok do 0,0046 mm/rok. Efektywność inhibitorów wynosiła więc 53% i 64% w stosunku do środowiska bez inhibitora. Badania efektywności w środowisku ropy naftowej wykazały, że po użyciu inhibitora prędkość korozji spadła z 0,0142 mm/rok do 0,0023 mm/rok. Efektywność wynosiła więc 83% w stosunku do środowiska bez inhibitora (Bęben, 2014; Bęben, 2019).

Prace prowadzone w ostatnich latach w zakresie monitorowania korozji umożliwiły wczesne wykrywanie awarii, a zastosowanie inhibitorów znacząco ograniczyło postęp procesów korozyjnych w rurociągach, instalacjach i urządzeniach. W rezultacie wydłużono okresy ich eksploatacji oraz zmniejszono częstotliwość wymiany rur wydobywczych i przesyłowych, a także urządzeń stosowanych w kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego.

4. Podsumowanie

Wdrożenie monitoringu korozji w celu określania ubytków korozyjnych pozwala na wczesne wykrycie zagrożenia awarią oraz na ocenę stosowanych zabezpieczeń, których celem jest wydłużenie czasu eksploatacji rurociągów, instalacji i urządzeń. Zastosowanie ultradźwiękowej aparatury pomiarowej pozwala na bezinwazyjne pomiary grubości ścianki rur, wykrywanie korozji wodorowej oraz pomiary grubości ścianki przez powłokę i samej grubości powłoki, co umożliwia rzetelną ocenę stanu rurociągów, instalacji i urządzeń.

Aby chronić rurociągi, celowe jest dobranie odpowiednich inhibitorów korozji, które skutecznie spowalniają proces niszczenia. Ze względu na sposób aplikacji inhibitory można podzielić na dwie grupy: stosowane okresowo oraz stosowane ciągle. Zarówno inhibitory korozji stosowane ciągle, jak i okresowo spełniają kryteria użycia ich podczas wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego. Powodują one zapobieganie korozji równomiernej przez pokrycie rurociągu warstwą ochronną, która uniemożliwia powstawanie wżerów i wspomaga pasywację istniejących uszkodzeń.

Zastosowanie inhibitorów korozji pozwala zredukować koszty wymiany rur wydobywczych, przesyłowych i urządzeń oraz ograniczyć liczbę awarii, co przekłada się na zwiększenie bezpieczeństwa personelu i ochronę środowiska.

Posiadając taką bazę informacji o stanie rurociągów, można zastosować modele sztucznej inteligencji, które mogą pomóc w identyfikacji rurociągów wysokiego ryzyka oraz ustaleniu priorytetów czynności kontrolnych i konserwacyjnych. Prowadzi to do obniżenia kosztów i poprawy bezpieczeństwa. Możliwości sztucznej inteligencji mogą być wykorzystywane przez osoby odpowiedzialne za zarządzanie rurociągami do zapobiegania uszkodzeniom rurociągów, ograniczania szkód środowiskowych i efektywnego wykorzystania zasobów.

Należy docenić potrzebę ciągłego prowadzenia prac badawczo-rozwojowych mających na celu dalsze ograniczanie skutków korozji, które wpływają na aspekty ekonomiczne, środowiskowe i ludzkie. Osoby podejmujące decyzje mają coraz większą świadomość znaczenia korozji, jej konsekwencji oraz faktu, że procesy te można ograniczać i należy je kontrolować.

W Zakładzie Technologii Eksploatacji Płynów Złożowych INiG – PIB prowadzone są prace badawczo-rozwojowe ukierunkowane na potrzeby i problemy przemysłu. Na ich podstawie wdrożono nowoczesne rozwiązania technologiczne w zakresie monitorowania szybkości korozji. Prace realizowane w ostatnich latach umożliwiły wczesne wykrywanie awarii, a zastosowanie inhibitorów znacząco ograniczyło postęp korozji rurociągów, instalacji i urządzeń.

Abstract: There are currently many systems available for monitoring the rate of corrosion progression, and a number of scenarios for its control also exist. This knowledge helps operators (investors) and researchers prioritize actions. Crude oil and natural gas pipelines are a key component of the overall energy infrastructure because they transport crude oil and natural gas from production fields to end users; therefore, the reliability and safety of these pipelines is essential. The oil and gas industry incurs significant expenses in repairing pipeline failures caused by corrosion. Therefore, pipeline operators must continuously monitor and prevent corrosion. Losses caused by corrosion-related failures are a primary motivation for the oil and gas industry to develop accurate maintenance models based on research findings and observations of failure frequency. Monitoring and observing frequent pipeline failure locations, combined with implementing anti-corrosion protection, play a significant role in reducing failure rates and enhancing pipeline safety. Monitoring and prevention support decision-making in the oil and gas industry by enabling the prediction of failures and allowing determination of the timing for maintenance or replacement of corroded pipelines. This article discusses aspects of corrosion prevention (prolonging service life) through the use of corrosion inhibitors in transmission pipelines for crude oil and natural gas, as well as the various factors that affect their effectiveness.

Literatura

1. Ahmed, A.M., Rasha, H. (2025). A Comprehensive Survey on Pipeline Monitoring Technologies: Advancements, Challenges, Market Opportunities and Future Directions, *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 100353, <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2025.100353>.
2. Bęben, D. (2014). „Ochrona chemiczna metali przed korozją na przykładzie wybranych kopalń gazu ziemnego”. *Ochrona przed korozją*, 12, s. 478–481.
3. Bęben, D. (2019). „Badania skuteczności działania wybranych inhibitorów korozji stosowanych okresowo w przemyśle wydobywczym”. *Ochrona przed korozją*, 11: 376381.
4. Bęben, D. (2020). The effectiveness of chemicals used in the process of transmitting crude oil from the well to the processing plant, *Nafta-Gaz* 76 (11):774-783, <https://doi.org/10.18668/NG.2020.11.02>.
5. Bęben, D. (2021). The Influence of Temperature on Degradation of Oil and Gas Tubing Made of L80-1 Steel. *Energies* 14, no. 20: 6855. <https://doi.org/10.3390/en14206855>.
6. Chen, P., Li, R., Jia, G., Lan, H., Fu, K., & Liu, X. (2023). A Decade Review of the Art of Inspection and Monitoring Technologies for Long-Distance Oil and Gas Pipelines in Permafrost Areas. *Energies*, 16(4), 1751, <https://doi.org/10.3390/en16041751>.
7. Chengyin, J., Xiang-zhou, L., Xiao-juan, L. et al. (2023). Preparation and anti-corrosion performance of temperature-resistant self-healing coating for L80 Pipe. *International Journal of Electrochemical Science*, volume 18, issue 4, <https://doi.org/10.1016/j.joes.2023.100041>.
8. Enahoro, M.O., Iluobe, C. (2025). Mechanical Integration in Oil and Gas Systems. *Journal of Materials Engineering, Structures and Computation*, 4(3), p. 102–121. <https://doi.org/10.5281/zenodo.16942831>.
9. Gupta, M., Khan, M. A., Butola, R., Singari, R.M. (2021). Advances in applications of Non-Destructive Testing (NDT): A review. *Advances in Materials and Processing Technologies*, 8(2), 2286–2307, <https://doi.org/10.1080/2374068x.2021.1909332>.
10. Ho, M., El-Borgi, S., Patil, D., i Song, G. (2019). Inspection and monitoring systems subsea pipelines: A review paper. *Structural Health Monitoring*, 19(2), 606–645, <https://doi.org/10.1177/1475921719837718>.
11. Iravani, D., Esmaeili, N., Akbarinezhad, E. et al. (2025). Influence of Donor and Acceptor Groups on the Inhibition Performance of Benzamide Derivatives in CO₂-Saturated Media: Experimental and Theoretical Researches. *J. of Materi Eng and Perform* 34, 20787–20805, <https://doi.org/10.1007/>.
12. Ismayilov, G.G., Iskenderov, E.K., Ismayilova, F.B. (2021). Problems of Hydrodynamic Corrosion in Multiphase Pipelines. *Prot Met Phys Chem Surf*, 57, 147–152, <https://doi.org/10.1134/S2070205121010123>.
13. Knaislová, A., Zmeko, J., Reiser, M., Macháčková, N., Vojtěch, D. (2025). Hydrogen Embrittlement of Ferritic-Perlitic and Martenzitic Pipe Steels. *Manufacturing Technology*. 25. DOI:10.21062/mft.2025.064.
14. Kremieniewski, M. (2022). Improving the Efficiency of Oil Recovery in Research and Development. *Energies*, 15, 4488. <https://doi.org/10.3390/en15124488>.
15. Li, R., Fu, K., Wang, K. et al. (2025). Development and application of ultra-high definition magnetoelectric composite in-line inspection tool[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 46(10): 1929–1942.
16. Ma, Q., Tian, G., Zeng, Y., Li, R., Song et al. (2021). Pipeline In-Line Inspection Method, Instrumentation and Data Management. *Sensors*, 21(11), 3862, <https://doi.org/10.3390/s21113862>.
17. Mansour, A.A., Dahbi, M., Kumar, U.P. et al. (2026). “Alkyl Chain Influence on the Adsorption and Corrosion Inhibition of Imidazolium-Based Ionic Liquids on Stainless Steel: A DFTB Investigation”. *ChemistrySelect* 11, no. 4: e04928. <https://doi.org/10.1002/slct.202504928>.
18. Mao, Gangtao, Zhao, Bingliang, Wang, Kai. (2023). Condensation distribution and evolution characteristics of water vapor in annulus of flexible riser. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 13. 1847–1864, <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01648-9>.

19. Martinez. C., C.S., Cid, G.J.J., Badillo M.A.E., Aguilar L. A.A. (2025). Techniques for Analyzing Soil Aggressiveness to Assess the Impact of Corrosion Using Artificial Intelligence on the Mechanical Integrity of Pipelines in the Oil and Gas Industry ASME. *J. Pressure Vessel Technol*, <https://doi.org/10.1115/1.4070691>.
20. Odor, E., Adekeye, M., Owunna, et al. (2024). Advanced Non-Destructive Testing Techniques For Pipeline Integrity Assessment. *Path of Science*, 10(10), 2068–2075, <http://dx.doi.org/10.22178/pos.109-23>.
21. Patel, R. (2022). A review on Non-Destructive Testing (NDT) Techniques: Advances, Researches and Applicability. *International Journal of Current Science Research and Review*, 05(04), <https://doi.org/10.47191/ijcsrr/v5-i4-59>.
22. Sarwar, U., Mokhtar, A. A., Muhammad et al. (2024). Enhancing pipeline integrity: a comprehensive review of deep learning-enabled finite element analysis for stress corrosion cracking prediction. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, 18(1), <https://doi.org/10.1080/19942060.2024.2302906>.
23. Tian, Y., Palaev, A. G., Shammazov, I. A., i Ren, Y. (2024). Non-destructive testing technology for corrosion wall thickness reduction defects in pipelines based on electromagnetic ultrasound. *Frontiers in Earth Science*, 12, <https://doi.org/10.3389/feart.2024.1432043>.
24. Tripathy, D.B., Chauhan, D.S., Quraishi, M.A. (2026). „Advances in Surfactants as Inhibitors for Corrosion Protection”. In: Ikhmayies, S.J. (eds.) *Advances in Surfactants Technologies. Advances in Material Research and Technology*. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-032-07376-1_4.
25. Vishnuvardhan, S., Murthy, A. R., i Choudhary, A. (2022). A review of pipeline failures, defects in pipelines and their assessment and fatigue life prediction methods. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 201, 104853, <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104853>.
26. Wang, B., Zhong, S., Lee, T. et. Al. (2020). Non-destructive testing and evaluation of composite materials/structures: A state-of-the-art review. *Advances in Mechanical Engineering*, 12(4), <https://doi.org/10.1177/1687814020913761>.
27. Wright, R.F., Lu, P., Devkota, J. et al. (2019). Corrosion Sensors for Structural Health Monitoring of Oil and Natural Gas Infrastructure: A review. *Sensors*, 19(18), 3964, <https://doi.org/10.3390/s19183964>.
28. Yanshuang, G., Wencai, L., Nan, L. et al. (2024), Pipeline defect detection system based on phased array excitation technology *J. Phys.: Conf. Ser.*, <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2834/1/012079>.
29. Zang, X., Xu, Z., Lu, H. et al. (2023). Ultrasonic guided wave techniques and applications in pipeline defect detection: A review. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 206, <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2023.105033>.