

Grzegorz Major

*NRI EurAsia Ltd*

## Naprawy gazociągów stalowych za pomocą technologii niemetalicznych

W artykule omówiono użycie nowoczesnych materiałów niemetalicznych do naprawy stalowych gazociągów. Opisano zasadę działania systemu naprawczego oraz wady i zalety w porównaniu z konwencjonalnymi metodami. Poruszono problemy związane z oceną techniczną i zaprojektowaniem rozwiązań w przypadku uszkodzeń powstałych wskutek działania korozji oraz uszkodzeń mechanicznych.

Słowa kluczowe: naprawy rurociągów, materiały kompozytowe, technologia niemetaliczna, korozja zewnętrzna, uszkodzenia mechaniczne.

### Repair of carbon steel natural gas pipelines with non-metallic solutions

Repairs of natural gas pipelines require innovative approaches to avoid shutdown or interruption in distribution. These conditions create the necessity for solutions which can be applied when the pipe is in service. The method described in this article is, the application of non-metallic composite reinforcing wraps for external corrosion and mechanical damage defects repairs. In the paper theoretical assumptions of repairs using non-metallic systems and methodology of repair design using composite repair and defect assessment standards have been presented.

Key words: pipeline repair, composite material, non-metallic solution, external corrosion, dent, gouge.

### Wprowadzenie

Transport gazu ziemnego niesie za sobą wysokie wymagania związane z niezawodnością sieci przesyłowej, zapewnieniem bezpieczeństwa w transporcie oraz brakiem negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne. Najbardziej rozpowszechnioną metodą przesyłu jest wykorzystanie rurociągów, które w porównaniu do tradycyjnych metod przesyłu, takich jak transport morski, drogowy czy kolejowy, wykazują znacznie mniejszą awaryjność. Oddziaływanie środowiska naturalnego może jednak osłabić strukturę rurociągu w wyniku powstania wżerów korozyjnych lub uszkodzeń mechanicznych.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa w czasie eksploatacji rurociągu zostały wprowadzone regulacje w postaci dokumentów normatywnych oraz ustaw określających tryb postępowania operatorów gazociągów przesyłowych. Dokumenty te nakazują operatorowi określenie zagrożeń oraz procedur działań zmierzających do zmniejszenia prawdopodobieństwa awarii. Systemy związane z zarządzaniem siecią przesyłową mają na celu przekazywanie i usystematyzowanie informacji

o stanie technicznym sieci oraz o najbliższym otoczeniu gazociągu, tzw. strefie ochronnej. Obejmują kontrolę części i zespołów technologicznych, sprawdzanie poprawności ich działania, okresowe przeglądy, konserwację, a także procedury związane z określeniem zadań naprawczych i modernizacyjnych. Po kompleksowej analizie materiałów eksploatacyjnych, wykonaniu badań mających na celu lokalizację nieszczelności, znalezienie ubytków w izolacji oraz po dokonaniu ekspertyzy danych otrzymanych w ciągu roku eksploatacyjnego typowane są elementy do remontu. Metodologia naprawy zostaje dobrana osobno do każdego defektu z uwagi na dużą różnorodność i zakres uszkodzenia. Na ostateczny wybór sposobu naprawy mogą wpłynąć czynniki związane z:

- rodzajem defektu (korozja, pęknięcie, uszkodzenie mechaniczne),
- rozmiarem i kształtem defektu,
- możliwością i opłacalnością czasowego wyłączenia,
- kwalifikacjami i doświadczeniem pracowników,

- zagrożeniami związanymi z wykonywaniem prac remontowych,
- rodzajem materiału, z jakiego wykonany jest rurociąg,
- charakterystyką metody,
- kosztami wykonania naprawy.

Istnieje wiele sposobów naprawiania istniejących defektów. Klasyczną metodą naprawy jest czasowe wyłączenie rurociągu i wymiana uszkodzonego segmentu na nowy. Rozwiązanie to wiąże się z wysokimi kosztami i czasowym brakiem przepływu medium. Alternatywę dla tej metody stanowi

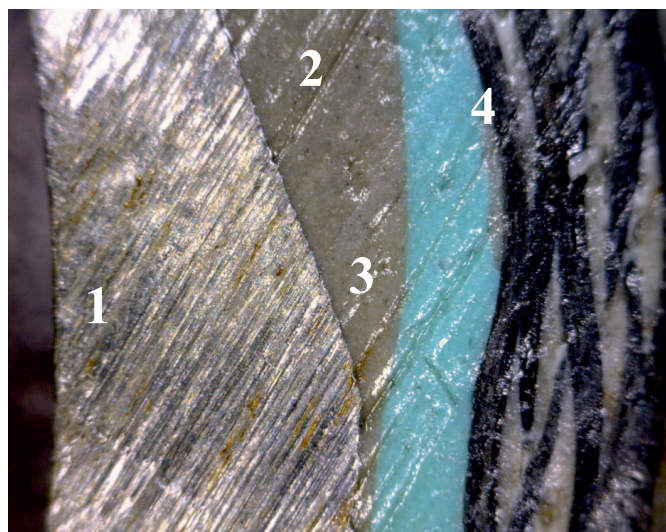
zastosowanie tulei stalowej, która zostaje naspawana na istniejącą rurę w taki sposób, aby zakryć cały istniejący defekt. Jest to metoda czasochłonna, wymaga inspekcji spawów, jednak może zostać użyta nawet w przypadku bardzo wysokich ciśnień i przewidywanych wycieków. Technologia, która zyskuje coraz większą popularność, jest użycie materiałów niemetalicznych w postaci kompozytowych bandaży z włókna szklanego lub węglowego nasączonych żywicą. Metodę tę może wykorzystać, stosując opaski bądź tzw. mokre bandaże utwardzane już po nałożeniu.

### Zastosowanie materiałów niemetalicznych do naprawy rurociągów

Materiały kompozytowe są kombinacją włókien wzmacniających w osnowie z żywicy polimerowej, które mogą wykazywać wytrzymałość w kierunku obwodowym, osiowym lub osiowym i obwodowym. System naprawczy może występować w postaci fabrycznie utwardzonej opaski bądź bandaży utwardzanych już po nałożeniu. Zastosowanie tej technologii umożliwia przedłużenie żywotności rurociągu oraz zabezpieczenie przed powstawaniem nowych ognisk korozji poprzez użycie materiału odpornego na czynniki korodogenne występujące w glebie. W celu optymalnego zaprojektowania naprawy zostały stworzone standardy napraw niemetalicznych skupione wokół zastosowania bandaży kompozytowych: ISO/TS 24817 [4] oraz ASME PCC-2 [3]. Materiały spełniające wytyczne standardów umożliwiają bezpieczne zaprojektowanie naprawy oraz przedłużenie czasu pracy rurociągu bez konieczności zatrzymania przesyłu.

Jednym z istotnych elementów przeprowadzenia naprawy jest konieczność przygotowania powierzchni, która powinna zostać doprowadzona do poziomu normy SA 2.5, bądź SSPC-SP11 – czyszczenie do gołej stali. Tak wysokie wymagania związane z przygotowaniem powierzchni wynikają z konieczności stworzenia odpowiedniego połączenia adhezyjnego pomiędzy rurą a nakładanym materiałem naprawczym oraz usunięcia wszelkich oznak korozji i zapobiegania rozszerzaniu się defektu w przyszłości. Przekrój poprzeczny przykładowej naprawy został przedstawiony na fotografii 1.

Na zamieszczonej fotografii zostały zaznaczone wszystkie warstwy skutecznej naprawy przy użyciu materiałów kompozytowych na rurze poddanej działaniu korozji zewnętrznej, zaznaczonej jako punkt (1). Wzór został uzupełniony za pomocą wypełniacza epoksydowego (2) z drobinami tytanu



Fot. 1. Przekrój poprzeczny wykonanej naprawy

w celu uniknięcia koncentracji naprężeń w defekcie oraz przeniesienia obciążeń z defektu na bandaże wzmacniający. Wypełnienie powinno przywrócić kształt rurociągu do pierwotnego oraz wygładzić wszystkie nierówności i zagłębienia. Na odpowiednio przygotowaną powierzchnię i utwardzony wypełniacz nałożona została cienka warstwa z podkładu antykorozyjnego (3), który zapewnia również odpowiednie połączenie pomiędzy podłożem a materiałem wzmacniającym. Grubość oraz długość naprawy (4) zostały dobrane zgodnie z obliczeniami inżynierskimi, zapewniającymi przywrócenie zdolności rurociągu do bezpiecznej pracy w warunkach projektowych. Długość owinięcia ma znaczenie w celu uniknięcia koncentracji naprężeń i dla równomiernego ich rozprowadzenia na całej długości bandaży. Tak wykonana naprawa ma zdolność wzmocnienia i zabezpieczenia antykorozyjnego nawet na okres pięćdziesięciu lat.

### Naprawa wżerów zewnętrznych przy użyciu materiałów kompozytowych

Izolacja, którą pokryte są gazociągi, zapewnia ochronę antykorozyjną przed czynnikami zewnętrznymi. Na przestrzeni

lat zdolności tych powłok maleją bądź ulegają one zniszczeniu, co często skutkuje powstawaniem obszarów objętych

wzorem korozyjnymi. Lokalne zmniejszenie grubości ścianki może powodować utratę wytrzymałości gazociągu, powstanie pęknięć lub nawet nieszczelności. Metodą naprawczą, zdobywającą coraz większą popularność, jest użycie bandaży polimerowych, które jednocześnie wzmacniają osłabione obszary i odbudowują izolację.

Przykładową naprawę wżerów korozyjnych na gazociągu przy użyciu materiałów kompozytowych można zrealizować przy wykorzystaniu bandaży z włókna szklanego Syntho-Glass® XT. Badania wykorzystujące technologię ILI wykazały obecność wżerów punktowych. Głębokość defektów według odczytów wynosiła od 20% do 70%, co wymusiło na operatorze wykonanie prac remontowych na wskazanym odcinku. Rurociąg, o średnicy zewnętrznej  $D = 20$  cali i grubości ścianki  $t = 0,375$  cala, został zaprojektowany do transportu gazu ziemnego o ciśnieniu wewnętrznym 60 barów i został wykonany ze stali X52 przy współczynniku projektowym  $F = 0,6$ . Pierwszym krokiem w celu poprawnego obliczenia długości oraz grubości materiału było sklasyfikowanie wżerów pod względem głębokości anomalii  $d$  oraz długości w kierunku osiowym  $Lm$ . Z wykorzystaniem równania z rozdziału 4.2 ASME B31G [2] możliwe było obliczenie bezpiecznego ciśnienia wewnętrznego  $P_s$ , jakie może przenosić rurociąg bez obawy o jego zniszczenie wskutek braku wytrzymałości na wysokie ciśnienie wewnętrzne. Równania i wyniki zostały przedstawione poniżej [4]:

$$P_s = 1,1P_{max} \left[ \frac{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{d}{t\sqrt{A^2 + 1}} \right)} \right] \text{ [MPa]}$$

gdzie:

$$A = 0,893 \left( \frac{Lm}{\sqrt{Dt}} \right)$$

$$P_{max} = \frac{sD}{2t} \cdot F \text{ [MPa]}$$

Wyniki obliczeń zamieszczone w tabelicy 1 pokazały, że wartość bezpiecznego ciśnienia nie zależy tylko od głębokości wżeru, ale również od długości defektu. Mały defekt o długości 1 cala powodował nieznaczną zmianę zdolności

Tablica 1. Zależność bezpiecznego ciśnienia wewnętrznego od długości i głębokości wżeru

Ubytek ścianki	Długość		
	1 cal	3 cale	5 cali
40%	87,1	87,10	75,6
60%	85,9	74,53	67,3
80%	84,0	66,90	57,4

przesyłowej rurociągu. Pomimo dużej głębokości wżerów dopiero defekt o długości 5 cali wymaga naprawy i strukturalnego wzmocnienia. W przypadku braku spadku zdolności przesyłowych rurociągu poniżej 60 barów zastosowana została minimalna dopuszczona przez testy kwalifikacyjne ilość materiału, która zapewnia odbudowę utraconej geometrii, ochronę antykorozyjną oraz zabezpieczenie przed efektami zmęczeniowymi. W przypadku defektu o długości 5 cali i ubytku 80% konieczne było zaprojektowanie naprawy, aby przywrócić projektowe właściwości rurociągu. Obliczenia zostały przeprowadzone z wykorzystaniem równania 3 z rozdziału 3.4.3 ASME PCC-2:2011 [3]:

$$t_{min} = \frac{D}{2s} \left( \frac{E_s}{E_c} \right) (P - P_s) \text{ [mm]}$$

gdzie:

$s$  – dopuszczalna granica plastyczności materiału, z którego wykonany jest rurociąg (215,1 MPa),

$E_s$  – moduł Younga stali (200 GPa),

$E_c$  – moduł Younga Syntho-Glass® XT (24,8 GPa),

$P$  – ciśnienie projektowe (6 MPa),

$P_s$  – maksymalne bezpieczne ciśnienie (5,7 MPa).

$$t_{min} = \frac{D}{2s} \left( \frac{E_s}{E_c} \right) (P - P_s) = 4,87 \text{ [mm]}$$

Wymagana grubość naprawy materiałem Syntho-Glass® XT wynosi 4,87 mm. Ta grubość zapewnia przywrócenie właściwości projektowych rurociągu oraz przedłużenie jego żywotności. Aplikowanie materiału zostało przeprowadzone przy ciśnieniu zredukowanym do wartości bezpiecznej w celu zmniejszenia naprężeń i odkształceń powstałych w miejscu uszkodzenia rurociągu.

### Uszkodzenia mechaniczne

Defekty powstałe na skutek oddziaływań zewnętrznych, takich jak wgniecenia, wyłobienia i ugięcia, są jednymi z najbardziej niebezpiecznych uszkodzeń rurociągów. Powodują one ostre zmiany geometrii, które często pomimo braku utraty grubości ścianki mogą prowadzić do zniszczenia instalacji. Koncentracja naprężeń, wraz z eksploatacją, może skutko-

wać dalszymi zmianami, powodując pęknięcia, i w końcu prowadzi do utraty integralności. Klasyczną metodą naprawy takich uszkodzeń jest wyłączenie instalacji z pracy i wymiana uszkodzonego elementu rurociągu bądź naspawanie stalowej tulei nad uszkodzeniem. Metoda stalowego rękawa nie zatrzymuje propagacji defektu, jedynie zabezpiecza przed

wyciekami, tworząc nową część rurociągu o większej średnicy. Użycie materiałów niemetalicznych jest rozwiązaniem, które wprowadza nowe możliwości w naprawie uszkodzeń mechanicznych. Dzięki wypełnieniu całego defektu wypełniaczem oraz nałożeniu bandaża wzmacniającego następuje uniknięcie koncentracji naprężeń na skutek zdolności wypełniacza epoksydowego do przenoszenia obciążeń. Największym jednak wyzwaniem związanym z projektowaniem naprawy jest określenie maksymalnego czasu jej trwałości. Amerykański standard API 579 Fitness-For-Service [1] umożliwia w rozdziale dwunastym ocenę techniczną wgniecień o głębokości do 7% średnicy oraz obliczenie liczby cykli bezpiecznej pracy rurociągu. Założenia pokazane w standardzie zostały przedstawione poniżej na przykładzie naprawy wgniecenia z wykorzystaniem materiału Viper-Skin™. Materiał ten jest bandażem o splocie z włókna węglowego i osnowie z żywicy poliuretanowej. Właściwości mechaniczne materiału są znacznie lepsze niż w przypadku włókien szklanych, moduł Younga wynosi 55,2 GPa. Zastosowanie włókna węglowego wiąże się z mniejszymi możliwościami odkształcenia materiału w czasie pracy, co zabezpiecza przed propagacją defektów w stali. Obliczenie bezpiecznej liczby cykli  $N_c$  zostało przedstawione w równaniu poniżej:

$$N_c = 562,2 \left[ \frac{\sigma_{uts}}{2\sigma_A K_d K_g} \right]^{5,26}$$

gdzie:

$$\sigma_A = \sigma_a \left[ 1 - \left( \frac{\sigma_{m,max}^c - \sigma_a}{\sigma_{uts}} \right)^2 \right]^{-1} \text{ [MPa]}$$

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{m,max}^c - \sigma_{m,min}^c}{2} \text{ [MPa]}$$

gdzie:

- $C_s$  – współczynnik zmęzeniowy opisujący wgniecenia,
- $C_{ul}$  – współczynnik zmiany jednostki,
- $d_{dp}$  – głębokość defektu w czasie eksploatacji [in],
- $d_{d0}$  – głębokość wgniecenia przy wyłączonym przesyle [in],
- $D$  – średnica zewnętrzna [in],
- $K_d$  – wskaźnik koncentracji naprężeń używany w przypadku wgniecień,
- $K_g$  – wskaźnik koncentracji naprężeń używany w przypadku wyłobień,
- $MAWP$  – maksymalne ciśnienie robocze [MPa],
- $N_c$  – dopuszczalna liczba cykli pracy,
- $P_{max}$  – maksymalne ciśnienie w czasie cyklu pracy [MPa],
- $P_{min}$  – minimalne ciśnienie w czasie cyklu pracy [MPa],
- $R_d$  – promień u podstawy wgniecenia [in],
- $\sigma_a$  – amplituda naprężeń obwodowych [MPa],
- $\sigma_A$  – cykliczne naprężenie obwodowe [MPa],

- $\sigma_m^c$  – naprężenia obwodowe [MPa],
- $\sigma_{m,max}^c$  – naprężenia obwodowe związane z maksymalnym ciśnieniem [MPa],
- $\sigma_{m,min}^c$  – naprężenia obwodowe związane z minimalnym ciśnieniem [MPa],
- $\sigma_{uts}$  – wytrzymałość na rozciąganie [MPa],
- $t_c$  – przewidywana grubość ścianki w końcowym etapie eksploatacji [in].

Tablica. 2. Wartości projektowe

Dane projektowe		
Naprawa wgniecień		
Średnica	12,750	in
Nominalna grubość ścianki, $t_{nom}$	0,188	in
Głębokość wgniecenia w czasie pracy, $d_{dp}$	0,490	in
Głębokość wgniecenia, $d_{d0}$	0,700	in
Promień wgniecenia, $r_d$	2,000	in
$\sigma_{uts}$	413,7	MPa
Składowe cyklu ciśnieniowego		
$P_{max}$	6,1	MPa
$P_{min}$	0,7	MPa
$\sigma_{m,max}^c$	208	MPa
$\sigma_{m,min}^c$	23,3	MPa
$\sigma_a$	92,3	MPa
$\sigma_A$	96,6	MPa
$K_d$	2,05	
$C_{ul}$	25,40	
$C_s$	1	
$K_g$	1,00	
Dopuszczalna liczba cykli, $N_c$	3200÷363	

W celu wprowadzenia zależności liczby dopuszczalnych cykli pracy od naprawy kompozytowej zostały wyprowadzone równania określające maksymalne dopuszczalne naprężenia obwodowe w funkcji grubości naprawy.

$$\sigma_{m,max}^c = E \varepsilon_{m,max}^c$$

gdzie:

$$\varepsilon_{m,max}^c = \frac{P_{max} \cdot D}{2 \cdot (E_c \cdot t_{repair} + E_s \cdot t_s)}$$

oraz

$$\sigma_{m,min}^c = E \varepsilon_{m,min}^c$$

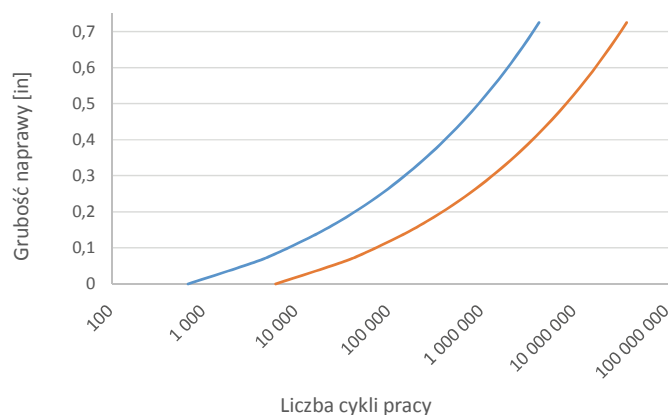
gdzie:

$$\varepsilon_{m,min}^c = \frac{P_{min} \cdot D}{2 \cdot (E_c \cdot t_{repair} + E_s \cdot t_s)}$$



Wyniki ukazujące liczbę dopuszczalnych cykli pracy w zależności od grubości nałożonego materiału Viper-Skin™ zostały zaprezentowane na rysunku 1.

Obliczenia i przedstawione rezultaty pokazują znaczną poprawę wytrzymałości zmęczeniowej wraz ze wzrostem grubości nałożonego materiału naprawczego. Kolorem niebieskim zaznaczono minimalny wzrost liczby cykli, a kolorem czerwonym – maksymalny. Rozbieżność pomiędzy wynikami wiąże się z dużą różnicą pomiędzy ciśnieniem maksymalnym i minimalnym, które decydują o naprężeniach powstałych w rurociągu. Użycie technologii napraw niemetalicznych znacząco wpływa na żywotność uszkodzonej struktury oraz na bezpieczeństwo jej użytkowania. Zachowanie bandaża kompozytowego pod wpływem obciążeń cyklicznych znacznie różni się od zachowania stali z uwagi na powolną propagację defektu. Konstrukcje stalowe pod wpływem długotrwałych zmiennych obciążeń tracą



Rys. 1. Zależności liczby cykli pracy od grubości naprawy

na wytrzymałości oraz gwałtownie pękają, co grozi poważnymi następstwami. Uszkodzenia materiałów polimerowych następują w sposób powolny, poprzez stopniową utratę własności.

## Podsumowanie

Materiały kompozytowe otwierają nowe możliwości w pracach remontowych prowadzonych na rurociągach stalowych. Ich użycie nie wiąże się już jedynie z naprawami tymczasowymi, ale również z trwałym usunięciem uszkodzeń. Niewątpliwą zaletą stanowi możliwość prowadzenia prac w trakcie eksploatacji, bez konieczności spawania oraz w warunkach niewymagających skomplikowanej aparatury. Jest to jednak materiał o ukierunkowanych właściwościach mechanicznych, w przeciwieństwie do izotropowej stali. Jego aplikowanie wiąże się z konkretnymi zadaniami, jakie musi spełnić materiał naprawczy, aby w pełni wykorzystać jego potencjał oraz odpowiednio zabezpieczyć uszkodzony obszar. Zwiększające się możliwości zastosowania oraz rozwój

metod projektowych pozwalają na skuteczne i bezpieczne wykorzystanie omawianej technologii w różnych rodzajach uszkodzeń. Jest to alternatywa dla użycia tradycyjnych metod stalowych, które przez lata wykazywały dużą skuteczność. Zastosowanie materiałów polimerowych nie ogranicza się jedynie do napraw zewnętrznych wżerów korozyjnych i uszkodzeń mechanicznych, lecz pozwala także wzmocnić pęknięcia, a nawet zwiększyć możliwości przesyłowe rurociągu, przy zachowanych warunkach bezpieczeństwa. Prace nad rozwojem technologii sprawiają, że materiały stają się coraz wytrzymalsze, odporne na działanie czynników zewnętrznych, a ich użycie może być projektowane na coraz dłuższe okresy, sięgające już kilkudziesięciu lat.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2016, nr 8, s. 632–637, DOI: 10.18668/NG.2016.08.07

Artykuł nadesłano do Redakcji 1.02.2016 r. Zatwierdzono do druku 29.04.2016 r.

Artykuł powstał na podstawie referatu zaprezentowanego na Konferencji Naukowo-Technicznej FORGAZ 2016 „Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja”, zorganizowanej przez INiG – PIB w dniach 13–15 stycznia 2016 r. w Muszynie.

## Akty prawne i normatywne

- [1] ASME API 579 *Fitness-For-Service 2007*.
- [2] ASME B31G *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*.
- [3] ASME PCC-2:2011 *Repair of Pressure Equipment and Pipinig*.
- [4] ISO/TS 24817:2006 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Composite repairs for pipework – Qualification and design, installation, testing and inspection*.



Inż. Grzegorz MAJOR  
Inżynier mechanik  
NRI EurAsia Ltd.  
ul. Cieszyńska 434/3  
43-382 Bielsko-Biała  
E-mail: [GMajor@NeptuneResearch.com](mailto:GMajor@NeptuneResearch.com)