

**REALIZACJA PROGRAMU BADAŃ
SZCZELNOŚCI I NAPRAW POWŁOK IZOLACYJNYCH
NA OBIEKTACH SGT JAMAŁ-EUROPA**

**EXECUTION OF THE PROGRAM
OF COATING EXAMINATION AND REPAIR ON
JAMAŁ-EUROPE TRANSIT PIPELINE**

Krystyna Zaborowska, Maciej Markiewicz

EuRoPol GAZ s.a. INiG Kraków

Słowa kluczowe: badanie szczelności izolacji, klasyfikacja defektów, naprawy powłok izolacyjnych
Keywords: coating examination, defects qualifying, coating repairs

Streszczenie

Referat zawiera informacje o badaniach szczelności oraz naprawach powłok izolacyjnych realizowanych podczas dziesięciu lat eksploatacji SGT. Opisano metodę badania szczelności oraz zasady kwalifikacji do napraw wykrytych defektów powłoki. Przedstawiono problemy związane z naprawami izolacji dokonywanymi na pracującym gazociągu oraz nowe technologie i materiały proponowane przez producentów powłok.

Summary

The coating examination and repair program executed during 10 years of pipeline operation is given in the paper. The method of coating examination has been described and the rules of the defects qualifying for the repair have been presented. The problem of coating repair on live pipeline has been highlighted. The implementation of the new coating materials and application methods developed by the coating manufacturers has been described.

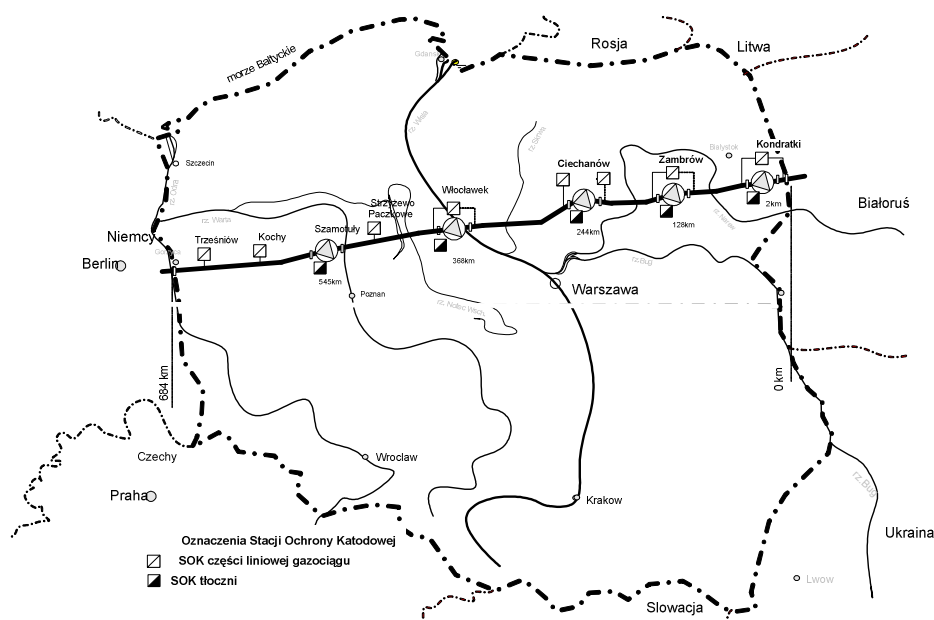
1. System zabezpieczania przeciwkorozyjnego gazociągu

Efektywne zabezpieczenie przeciwkorozyjne gazociągów uzyskuje się przez równoczesne stosowanie powłok izolacyjnych i ochrony elektrochemicznej. Na obiektach SGT również został zastosowany podwójny system zabezpieczenia:

- Ochrona bierna – trzywarstwowa powłoka izolacyjna typu 3 LPE,
- Ochrona czynna – instalacja ochrony katodowej.

Dobrej jakości pokrycie izolacyjne w zasadniczy sposób przyczynia się do utrzymania gazociągów w dobrym stanie technicznym. Powłoka izolacyjna, pomimo bardzo dobrych parametrów fizycznych, posiada jednak defekty. Te miejsca styku metalu ze środowiskiem elektrolitycznym zabezpieczone są prądem elektrycznym, który polaryzuje je katodowo powstrzymując proces korozji.

Ochroną katodową zostały objęte na SGT nie tylko rurociągi części liniowej, ale również elementy podziemne tłoczni. Osiągnięte zostały bardzo dobre parametry ochrony. Wystarczy powiedzieć, że dla skutecznego zabezpieczenia 684 km gazociągu cz. liniowej wystarcza prąd o natężeniu ok. 1,2 A, natomiast do ochrony katodowej tłoczni potrzebne są prądy 4–7 A.



Rys.1. Rozmieszczenie Stacji Ochrony Katodowej na gazociągu

Aby móc chronić katodowo część liniową gazociągu tak małymi prądami, trzeba zagwarantować bardzo dobrą jakość powłoki izolacyjnej. Wymaga to ogromnej staranności służb zarówno w procesie budowy jak i eksploatacji. Parametrem charakteryzującym ogólnie szczelność powłoki izolacyjnej jest średnia rezystancja przejścia odniesiona do jednostki powierzchni gazociągu lub odcinka gazociągu, wyrażona w Ωm^2 . O wartości średniej jednostkowej rezystancji przejścia może zdecydować bądź pojedynczy duży defekt powłoki

izolacyjnej, bądź też szereg drobnych defektów. Wartość liczbową średniej jednostkowej rezystancji przejścia jest wymaganiem inwestorskim. Dlatego podlega sprawdzeniu po przykryciu odcinka gazociągu ziemią. Jest rzeczą oczywistą, że nieodzowne są okresowe sprawdzenia podczas eksploatacji gazociągu. Rezystancję przejścia odcinka gazociągu oblicza się na podstawie wyników pomiarów potencjałów i prądów płynących w gazociągu, często w warunkach próbnej polaryzacji i często przy zastosowaniu prądów polaryzacji znacznie przekraczających wartości prądów eksploatacyjnych ochrony katodowej. Została osiągnięta i utrzymuje się bardzo wysoka wartość tego parametru:

- $10^6 \Omega m^2$ na odcinkach gazociągu nie zawierających zespołów zaporowo upustowych,
- $5 \cdot 10^5 \Omega m^2$ na odcinkach zawierających ZZU.

Wartości średniej jednostkowej rezystancji przejścia są sprawdzane w każdym roku eksploatacji. Jeżeli rezystancja odcinka ulega obniżeniu, to dany odcinek jest poddawany badaniom szczegółowym.

Po przyjęciu gazociągu do eksploatacji został opracowany program badawczy stanu izolacji. W kolejnych latach były przeprowadzane badania izolacji z powierzchni gruntu metodą DCVG na kolejnych odcinkach gazociągu. Celem tych pomiarów było zlokalizowanie defektów powłoki izolacyjnej, a następnie dokonanie oceny skuteczności ochrony katodowej w miejscach defektów. Defekty ocenione jako niechronione i nie możliwe do ochrony były kwalifikowane do naprawy. Do końca 2007 roku został przebadany cały gazociąg.

2. Powłoki izolacyjne zastosowane podczas budowy gazociągu

Gazociąg został oddany do eksploatacji w 2000 roku. Do izolowania powierzchni zewnętrznych części liniowej gazociągu zostały zastosowane następujące materiały:

- Rurociąg wykonany z rur o średnicy DN 1400, preizolowanych materiałami na bazie polietylenu tworzącymi trzywarstwową powłokę epoksydowo-kopolimerowo-polietylenową, tzw. powłokę 3LPE. Epoksyd zapewnia wysoką adhezję do stali i stanowi podstawowe zabezpieczenie przeciwkorozyjne gazociągu, kopolimer wiąże warstwę epoksydową z polietylenem, polietylenowa warstwa zewnętrzna zapewnia ochronę mechaniczną powłoki.
- Armatura została dostarczona z fabryczną powłoką poliuretanową.
- Połączenia spawane zaizolowano bezpośrednio na placu budowy opaskami termokurczliwymi z grubej folii polietylenowej, która jest nośnikiem jednostronnie nałożonej warstwy masy adhezyjnej typu termotopliwego lub termozgrzewalnego nakładaną na rurę zagruntowaną żywicą epoksydową.

3. Lokalizacja defektów powłoki izolacyjnej

3.1. Metodyka badań, aparatura pomiarowa

Lokalizację uszkodzeń (defektów) powłoki izolacyjnej przeprowadzono metodą pomiarów gradientów napięcia prądu stałego (DCVG) przy użyciu aparatury firmy DCVG Technology and Supply Ltd. Gradient napięcia prądu stałego mierzy się pomiędzy dwiema elektrodami $Cu/CuSO_4$ ustawianymi na powierzchni ziemi w osi gazociągu w odległości 1–2 m od siebie. Aparatura składa się z:

- wysokoczułego miliwoltomierza do pomiaru gradientu napięcia,
- elektrod pomiarowych Cu/CuSO₄ wyposażonych w układy zadawania napięcia wstępnego,
- przerywacza pracującego z częstotliwością cyklu 1,1 Hz (0,3 s załącz, 0,6 s wyłącz.), instalowanego w obwodzie wyjściowym źródła prądu detekcyjnego (stacji ochrony katodowej).

Lokalizację defektów powłoki przeprowadza się na podstawie obserwacji kierunku wychylenia wskazówki miernika pod wpływem impulsu prądu detekcyjnego. Wskazówka wychyla się w kierunku defektu. Amplituda wychylenia jest miarą wielkości defektu. Jeżeli defekt znajduje się w środku pomiędzy elektrodami, wychylenie miernika wynosi 0.

W miejscu zlokalizowanego defektu powłoki wykonuje się dodatkowe pomiary chwilowych wartości poprzecznych różnicowych gradientów napięcia, po to, aby określić tzw. wagę oraz względną wagę defektu.

Wagę defektu oznaczaną jako %IR definiuje się jako:

$$\%IR = \frac{U}{E_{RPP}} \cdot 100 \quad (1)$$

gdzie:

- U – poprzeczny różnicowy gradient napięcia mierzony miernikiem DCVG pomiędzy dwiema elektrodami odniesienia Cu/CuSO₄ – jedną ustawioną nad defektem, drugą – w ziemi odległej,
- E_{RPP} – składowa IR potencjału załączeniowego gazociągu względem elektrody odniesienia Cu/CuSO₄ ustawionej w ziemi odległej; z uwagi na oddziaływania prądów błądzących oraz ze względu na niewielkie tłumienie przebiegu potencjału, przyjmuje się, że jest to średnia wartość składowej IR wyznaczona z pomiarów we wszystkich punktach pomiarowych na badanym odcinku gazociągu.

Składowa IR potencjału winna wynosić przynajmniej kilkaset mV. Preferowana wartość składowej IR wynosi minimum 1000 mV.

Względną wagę defektu oznaczaną jako %IR_{wzgl} definiuje się w odniesieniu do rezystywności gruntu ρ, jako:

$$\%IR_{wzgl} = \frac{\%IR}{\rho} \cdot 100 \quad (2)$$

Waga defektu jest miarą wielkości defektu. Względna waga defektu jest miarą wielkości prądu pobieranego przez defekt. Prąd jest tym większy im mniejsza jest rezystywność gruntu. Względna waga defektu nabiera szczególnie znaczenia w przypadku defektów znajdujących się w gruntach niskoomowych, o rezystywności poniżej 100 Ωm. Wartość względnej wagi jest wówczas większa od wartości wagi defektu.

Klasyczna, typowa klasyfikacja defektów według wagi przedstawia się następująco:

- waga 0–15% defekty małe – nie do naprawy
- waga 16–34% defekty średnie- rozważyć naprawę
- waga 35–70% defekty średnie duże – szybka naprawa
- waga 71–100% defekty duże – naprawa natychmiast

3.2. Wykonanie pomiarów, wyniki i analiza wyników

(na przykładzie badań przeprowadzonych w latach 2003–2006 na 420 km gazociągu)

Rok 2003 – badanie odcinka gazociągu o długości 64 km

$$I_{pom} = 1 \text{ A} = (4-5) I_{eksp.}$$

$$E_{RPP} = 1500 \text{ mV i } 1620 \text{ mV}$$

gdzie:

- I_{pom} – prąd pomiarowy (detekcyjny),
- $I_{eksp.}$ – prąd eksploatacyjny ochrony katodowej,
- E_{RPP} – składowa IR potencjału gazociągu przy prądzie I_{pom} .

Zlokalizowano 102 defekty, tj. średnio 1,6 defektu na kilometr gazociągu. Większość defektów to defekty małe o wadze poniżej 0,5% (76 szt.). 74 defekty zlokalizowane w gruncie o rezystywności poniżej 100 Ωm charakteryzują się względną wagą poniżej 1%.

Wagi największych defektów na części liniowej gazociągu nie przekraczają 1,6%, a względne wagi sięgają 4,75%.

Na podstawie wstępnej szacunkowej oceny skuteczności ochrony katodowej w zlokalizowanych defektach, zweryfikowanej następnie przez pomiary z użyciem sond symulujących oraz, w przypadku jednego defektu, przez pomiary intensywne, a także na podstawie analizy oddziaływań prądów błądzących, można wyciągnąć wniosek, że kryterium ochrony katodowej jest spełnione na powierzchni wszystkich defektów w powłoce izolacyjnej części liniowej gazociągu DN1400.

Rok 2004 – badanie trzech odcinków gazociągu o łącznej długości 143 km

$$I_{pom} = 0,8 \text{ A} = 4 I_{eksp.}$$

$$E_{RPP} = 1760 \text{ mV, } 1610 \text{ mV, } 1840 \text{ mV i } 1730 \text{ mV}$$

Zlokalizowano 183 defekty, tj. średnio 1,3 defektu na kilometr gazociągu, przy czym na poszczególnych odcinkach lokalizowano średnio 0,5, 1,9 i 1,2 defektu na kilometr. Większość defektów to defekty małe. 71% defektów charakteryzuje się wagą poniżej 0,5%, a 79% defektów znajdujących się w gruncie o rezystywności poniżej 100 Ωm ma względne wagi nie przekraczające 1%. Największe wagi to:

$$\begin{aligned} \%IR &= 8,6 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 9,0, \\ \%IR &= 1,3 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 10,0, \\ \%IR &= 1,3 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 10,0, \\ \%IR &= 1,8 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 3,6, \\ \%IR &= 15, \\ \%IR &= 2,8 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 6,8. \end{aligned}$$

Wytypowano 9 miejsc do odkopania i naprawy defektów powłoki. Były to w większości defekty o oszacowanej powierzchni kilku tysięcy cm^2 stykające się z gruntem o rezystywności powyżej 1000 Ωm . Oceniono, metodą pomiarowo-analityczną, że defekty te mogą nie być w pełni chronione katodowo.

Po wykonaniu zalecanych napraw, na badanym odcinku gazociągu nie powinno być defektów nieskutecznie chronionych katodowo. Mogły natomiast pozostać, w gruntach o niskiej rezystywności, małe defekty przechronione katodowo.

2005 – badanie dwóch odrębnych odcinków gazociągu o łącznej długości 142 km

$$I_{pom} = 4 I_{ekspl.}$$

$$E_{RPP} = 2510 \text{ mV i } 2550 \text{ mV oraz } 1420 \text{ mV i } 1520 \text{ mV}$$

Zlokalizowano 217 defektów, tj. średnio 1,52 defektu na kilometr gazociągu, przy czym na jednym odcinku liczba defektów wyniosła 0,5 na km, a na drugim 2,2 na km. Większość defektów to defekty małe o wadze poniżej 0,5% (156 szt. – 72%). 155 defektów charakteryzuje się względną wagą poniżej 1%. Największe wagi to:

$$\%IR = 10,6 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 20,3,$$

$$\%IR = 14,1 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 48,6,$$

$$\%IR = 3,24 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 7,2,$$

$$\%IR = 1,76 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 6,29,$$

$$\%IR = 1,76 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 6,77,$$

$$\%IR = 7,04 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 1,82,$$

$$\%IR = 1,97 \text{ i } \%IR_{wzgl} = 6,37.$$

Oprócz wyżej wymienionych 7 defektów zidentyfikowano 10 istotnych defektów charakteryzujących się oszacowaną dużą powierzchnią (powyżej 4500 cm^2), lub oszacowanym dużym prądem polaryzacji (powyżej 5 mA), lub małą gęstością prądu ochrony katodowej.

Do naprawy wytypowano 9 defektów (w tym 6 z 7 o największych wagach):

- 2 duże defekty położone w gruntach niskoomowych, będące powierzchniami zbrojeń obciążników betonowych zwartych z gazociągami, chronione katodowo, jak wykazały pomiary intensywne, ale kosztem szacunkowego łącznego prądu ponad 80 mA,
- jeden defekt w gruncie wysokoomowym, raczej nie w pełni chroniony katodowo, będący również powierzchnią zbrojenia obciążnika,
- 3 defekty, w których potencjał ochrony raczej nie jest osiągnięty, mimo, że pobierają one duże prądy
- 3 defekty, w których potencjał ochrony raczej jest osiągnięty, ale defekty te pobierają duże prądy

Wymienione defekty zostały naprawione.

2006 – badanie czterech odrębnych odcinków gazociągu o łącznej długości 68 km

Odcinek 1

$$I_{pom} = 4 I_{ekspl.}$$

$$E_{RPP} = 1890 \text{ mV}$$

Zlokalizowano 6 defektów, największy znajdujący się w gruncie o rezystywności $312 \Omega\text{m}$, o wadze 2,32%. Defekt ten, jak wynika z pomiarów z użyciem elektrod symulujących, jest chroniony katodowo.

Odcinek 2

$$I_{pom} = 2 I_{ekspl.}$$

$$E_{RPP} = 985 \text{ mV}$$

Zlokalizowano 6 defektów, w tym dwa charakteryzujące się wagami 2–3% i względnymi wagami 8,5–10%. Defekty te, przy odpowiednim nastawieniu parametrów stacji ochrony katodowej, są chronione.

Odcinek 3

$$I_{pom} = 4 I_{ekspl.}$$
$$E_{RPP} = 1350 \text{ mV.}$$

Zlokalizowano 5 defektów, największy ma wagę 1,85%. Jest on skutecznie chroniony katodowo.

Odcinek 4

$$I_{pom} = 5 I_{ekspl.}$$
$$E_{RPP} = 2000 \text{ mV.}$$

Zlokalizowano 75 defektów, w znacznej większości małych. 9 defektów ma wagi od 1 do 4%, a 16 defektów ma względne wagi od 1,3 do 11%. Z uwagi na duże pobory prądu polaryzacji katodowej (od 3 do 10 mA), wytypowano do naprawy i naprawiono 6 defektów.

W świetle klasycznej klasyfikacji według procentowej wagi, na 420 km gazociągu tylko jeden defekt należy do takich, których naprawę należy rozważyć, a jeden do takich, których naprawa winna nastąpić szybko. Tymczasem do naprawy wytypowano 24 defekty, ponieważ oceniono, że nie są one skutecznie chronione katodowo.

Nie można kwalifikować defektów powłoki do naprawy lub oceniać, że nie ma potrzeby odkopania i sprawdzenia defektu tylko na podstawie wartości gradientu różnicowego DCVG lub wagi/względnej wagi defektu. Powyższe stwierdzenie nie oznacza w żadnym stopniu dyskwalifikacji metody DCVG. Przeciwnie, metodę tę należy uznać za najbardziej wskazaną do lokalizacji defektów.

4. Naprawa uszkodzeń izolacji w warunkach eksploatacyjnych

4.1. Ocena jakości izolacji

W przeciągu ostatnich 6 lat eksploatacji, corocznie naprawianych było średnio sześć defektów w części liniowej gazociągu (o długości 684 km). Z oględzin miejsc defektów izolacji wynika, że uszkodzenia powstały na skutek działania mechanicznego, najczęściej w trakcie budowy – zarysowanie łyżką koparki, przebicie izolacji zbrojeniem wadliwie wykonanego obciążnika, rozdarcia powłoki kamieniami w trakcie zasypywania gazociągu; rzadziej podczas prac prowadzonych przez stronę trzecią w strefie gazociągu.

4.2. Materiały i technologie napraw izolacji

Wybór technologii i materiałów izolacyjnych do naprawy uszkodzonej izolacji podyktowany był przede wszystkim wielkością defektu oraz warunkami atmosferycznymi podczas naprawy.

W przypadkach, kiedy defekty miały charakter punktowy, lub stanowiły niewielki obszar, naprawy dokonywano przy zastosowaniu materiałów i technologii, jakie były stosowane przy wykonywaniu izolacji uzupełniających w warunkach budowy gazociągu, tj. stosowano tzw. łaty naprawcze z materiałów termotopliwych z grubej folii polietylenowej z nośnikiem kopolimerowym nakładanym na oczyszczoną i zagruntowaną żywicą epoksydową powierzchnię stali.

Problem z naprawą izolacji uwidocznił się w przypadkach, kiedy uszkodzenia stanowiły większą powierzchnię, praktycznie powyżej 0,5 m². Reżim technologiczny dla tego rodzaju napraw wymaga, aby wykonywać je przy zachowaniu następujących warunków:

- temperatura otoczenia min 5°C,
- wilgotność względna powietrza max 70%,
- temperatura powierzchni stalowej powinna być wyższa min. o 3°C od temperatury punktu rosy,
- oczyszczona powierzchnia rury przed zagruntowaniem powinna być podgrzana do temp. min. 60°C.

Zapewnienie odpowiedniej temperatury powierzchni stalowej rury w gazociągu, w którym „płynie” gaz jest bardzo trudne, a w przypadku większych powierzchni napraw wręcz niemożliwe do osiągnięcia. Stosowanie różnego rodzaju nagrzewnic wobec intensywnego odprowadzania ciepła przez strumień gazu jest nieefektywne, a niedotrzymanie reżimów temperaturowych prowadzi do uzyskania powłoki o niższej przyczepności do powierzchni stali i niższej przyczepności międzywarstwowej, w konsekwencji do odspojenia izolacji w krótkim okresie po jej nałożeniu.

Do tradycyjnych technologii nakładania powłok izolacyjnych, które można wykonywać bez podgrzewania – „na zimno”, należą powłoki z taśm izolacyjnych. Po mechanicznym oczyszczeniu powierzchni stalowej, wystarczy ją osuszyć, pokryć warstwą primeru (podkładem gruntującym na bazie żywicy), a następnie owinać taśmą izolującą na bazie kauczuku butylowego i polietylenową taśmą ochronną, zabezpieczającą przed uszkodzeniami mechanicznymi. Technologia powszechnie stosowana na rurociągach wymaga szczególnie starannego wykonania. Żle przylegające warstwy taśmy, lub odspojone w wyniku np. przemieszczania się gruntu podczas zasypywania gazociągu tworzą nieszczelności, tzw. „kieszenie”, które napełniają się wodą. Powstają sprzyjające warunki dla rozwoju korozji mikrobiologicznej, przy czym defekt może być „niewidoczny” dla systemu ochrony katodowej, a zatem bardziej niebezpieczny.

W ostatnim czasie obserwuje się rozwój nowych technologii i materiałów izolacyjnych, które są mniej wrażliwe na temperatury izolowanej powierzchni i po zaaplikowaniu bez względu na ilość warstw tworzą jednorodną masę niepodatną na rozwarstwienie pod wpływem nacisków zewnętrznych. Są to materiały, których skład stanowi *know-how* wytwórcy, a właściwości zapewniają łączenie ze stalą oraz różnymi materiałami izolacyjnymi, w tym tak trudnymi do wzajemnego połączenia jak poliuretan z polietylenem. Własności te potwierdzane są poprzez badania i zapisane w świadectwach wystawianych przez upoważnione jednostki certyfikacyjne.

Nowe technologie pozwalają na uniknięcie niekorzystnych zjawisk charakterystycznych dla taśm izolacyjnych, mogą jednak wprowadzać inne zagrożenia. Niektóre z technologii są wrażliwe na wpływ warunków zewnętrznych, a kontakt tych materiałów z wodą w procesie nakładania powłoki i podczas jej utwardzania może doprowadzić do utraty własności antykorozyjnych i trwałości powłoki. Zapewnienie właściwych warunków dla przygotowania mas izolacyjnych do aplikacji i ich nałożenia w warunkach polowych podczas prac naprawczych sprawia zawsze duże trudności i związane jest z ryzykiem, że wymagane parametry mogą być niedotrzymane.

Zasadą stosowaną przez służby eksploatacyjne EuRoPol GAZ jest dysponowanie wieloma materiałami oraz technologiami i wybór najbardziej odpowiednich w zależności od konkretnych warunków, z jakimi spotykają się brygady naprawcze po odkryciu odcinka gazociągu z defektem izolacji.

5. Kwalifikowanie technologii i materiałów do naprawy defektów izolacji

5.1. Zasady kwalifikowania technologii i materiałów

Wykonawcy prac naprawczych powłok izolacyjnych gazociągu zobligowani są do stosowania tylko tych technologii i materiałów, które zostały dopuszczone przez służby eksploatacyjne EuRoPol GAZ. Dobór właściwej technologii oraz inne wymagania, jakie muszą być uwzględnione w pracach remontowych izolacji określone są w specyfikacji stanowiącej wewnętrzny dokument normatywny Spółki.

Na podstawie uzyskanych doświadczeń została opracowana **Klasyfikacja defektów z zestawieniem materiałów do napraw powłoki izolacyjnej** (tab. 1), która stanowi wytyczne doboru technologii i materiału w zależności od charakteru naprawianego defektu. Wymagania jakie muszą być spełnione dla każdej z wybranych technologii określone są w dołączonych do specyfikacji Kartach Technologicznych Izolowania.

Jednocześnie organizacja ubiegająca się o zlecenie na wykonanie napraw, może zaproponować inną technologię i inne materiały, pod warunkiem, że przeprowadzi proces kwalifikacji i uzyska uznanie służb eksploatacyjnych EuRoPol GAZ dla swojej propozycji. Procedura kwalifikacyjna zwykle obejmuje:

- zorganizowanie pokazu stosowania technologii na próbkach lub na budowie, jeśli technologia została już wdrożona,
- wykonanie badań technologicznych i przedstawienie wyników,
- uzyskanie świadectwa uznania technologii i/lub materiałów do prac izolacyjnych na gazociągach wydane przez jednostkę certyfikującą (rys. 2).

The image shows two technical certificates from IGIG (Instytut Nafty i Gazu). The left certificate is 'OPINIA TECHNICZNA Nr 11/GP-2.1/20' dated 1997, issued for the repair of a gas pipeline. The right certificate is 'APROBATA TECHNICZNA' dated 1997, approving the use of 'POWŁOKI Z MATERIAŁÓW TERMOKWIECZNYCH II THERMOFLEX' for gas pipeline repair. Both certificates include detailed technical specifications and signatures of authorized personnel.

Rys. 2. Świadectwa jakości wystawione przez Instytut Nafty i Gazu na materiały izolacyjne przeznaczone do izolowania obiektów gazociągu

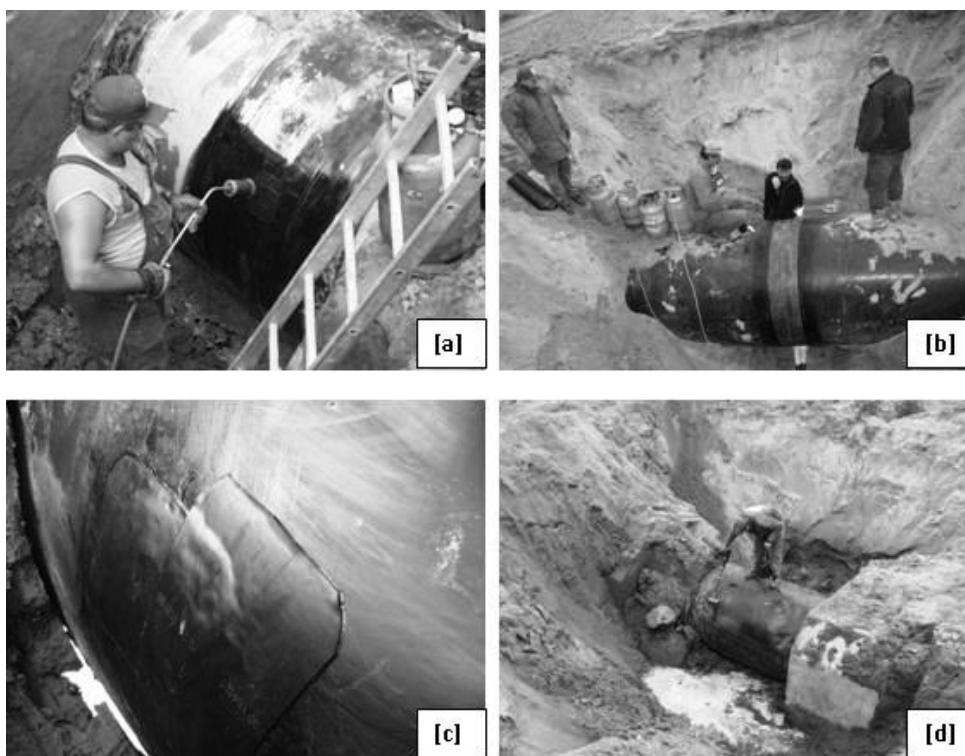
Tablica 1. Klasyfikacja defektów z zestawieniem materiałów do napraw powłoki izolacyjnej

Rodzaj powłoki naprawianej	Symbol defektu	Wielkość, charakter defektu	System izolacyjny do naprawy	Karta techn. izol. Nr	Sposób przygotowania powierzchni
Rura przewodowa (izolacja fabryczna)					
3LPE	R01	Defekt punktowy do pow. stali o wielkości max 300x300mm, lub defekt liniowy	PERP Raychem’a	1	Ręcznie z użyciem narzędzi z napędem mechanicznym do St2 wg PN-ISO-8501-1
			Zestaw naprawczy Vogelsang’a	2	
			Poliuretanowa powłoka ICAT LS-2001 CT	3	
	R02	Wiele drobnych uszkodzeń do pow. stali na obwodzie rury	Opaska termokurczliwa Raychem’a lub Canusa nałożona na istniejącą izolację	4	
			Taśmy izolacyjne Vogelsang nakładane na istniejącą izolację	5	
			Poliuretanowa powłoka ICAT LS-2001 CT	3	
	R03	Defekt do pow. stali o wielkości większej 300x300	Opaska termokurczliwa nałożona na istniejącą izolację	4	
			Taśmy izolacyjne Vogelsang	5	
			FC-210 Ambercoat	6	
	R04	Defekt jest płytki, nie ma odkrytej powierzchni stalowej	pręt polietylenowy MELT-STICK firmy Raychem lub PERP Raychem’a	7	Rozwinąć powierzchnię szczotką drucianą
Rura przewodowa – spoiny (izolacja termokurczliwa).					
Opaska termokurczliwa Raychem lub Canusa	S01	Mały pojedynczy defekt o powierzchni ~4cm ²	PERP Raychem’a	1	Ręcznie do St2 wg PN-ISO-8501-1
			zestaw naprawczy Vogelsang’a	2	
	S02	Odspojenie izolacji na większej powierzchni lub defekt liniowy stwarzający zagrożenie odspojeniem	Nowa opaska termokurczliwa	4	Zdjąć istniejącą opaskę termokurczliwą, oczyścić rurę metodą strumieniowo-ścierną na sucho do Sa2.5 wg PN-ISO-8501
			Poliuretanowa powłoka ICAT LS-2001 CT	3	
Armatura – (izol. PUR)					
PUR	A01	Drobne defekty	Zestaw do napraw Vogelsang’a Palimex HK3	8	Ręcznie do St2 wg PN-ISO-8501-1
	A02	Słaba przyczepność izolacji na większej powierzchni armatury	FC-210 Ambercoat	6	Usunąć całą powłokę metodą strumieniowo-ścierną na sucho do Sa2.5 wg PN-ISO-8501

Uznane przez służby eksploatacyjne technologie i materiały izolacyjne zostają wprowadzone do specyfikacji „Warunki techniczne napraw izolacji w pracach remontowych części linowej gazociągu tranzytowego”.

6. Przykłady prac naprawczych izolacji na gazociągu SGT Jamał – Europa

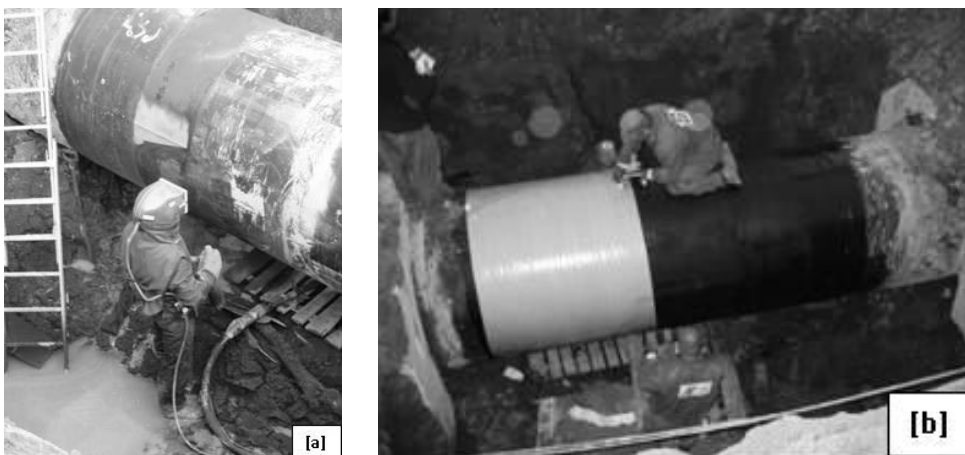
6.1. Naprawy przy zastosowaniu łąt naprawczych z materiałów termotopliwych, wykonane „na gorąco”



Rys. 3. Wykonanie napraw izolacji metodą „na gorąco” przy zastosowaniu materiałów termokurczliwych – łątek [3c] lub opasek

Powierzchnia przed zagruntowaniem wymaga podgrzania do temp. min. 60°C. Jeżeli są to niewielkie obszary [3a] nie następuje to specjalnych trudności. Większe powierzchnie nagrzewa się z trudem przy zastosowaniu wielu palników [3b]. Po zakończeniu izolowania jakość naprawy sprawdza się przy pomocy poroskopów [3d].

6.2. Naprawy przy zastosowaniu taśm izolacyjnych, wykonane „na zimno”



Rys. 4. Izolowanie dużej powierzchni odcinka gazociągu metodą „na zimno”

Powierzchnia rury przed nałożeniem „primeru” jest piaskowana [4a]. Następnie nakłada się kolejno dwie taśmy izolacyjne [4b]. Nakładanie taśm wykonuje się przy pomocy prostego oprządkowania ułatwiającego równe rozłożenie z właściwą zakładką i z odpowiednim naciąganiem.

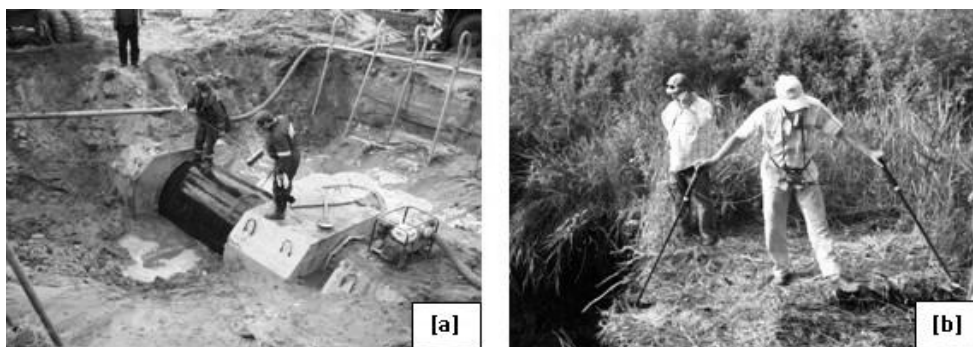
6.3. Naprawy wykonane przy zastosowaniu materiałów i technologii ICAT LS 2001 CT



Rys. 5. Wykonanie naprawy materiałami ICAT LS 2001 CT

Na oczyszczoną powierzchnię i uaktywnioną przez odpowiedni gaz zostają nałożone dwie warstwy [5b] uprzednio przygotowanej aplikacji. Składniki są starannie odmierzane i mieszane [5a]. Izolacja po utwardzeniu stanowi jednolitą masę dobrze połączona z otaczającą izolacją fabryczną.

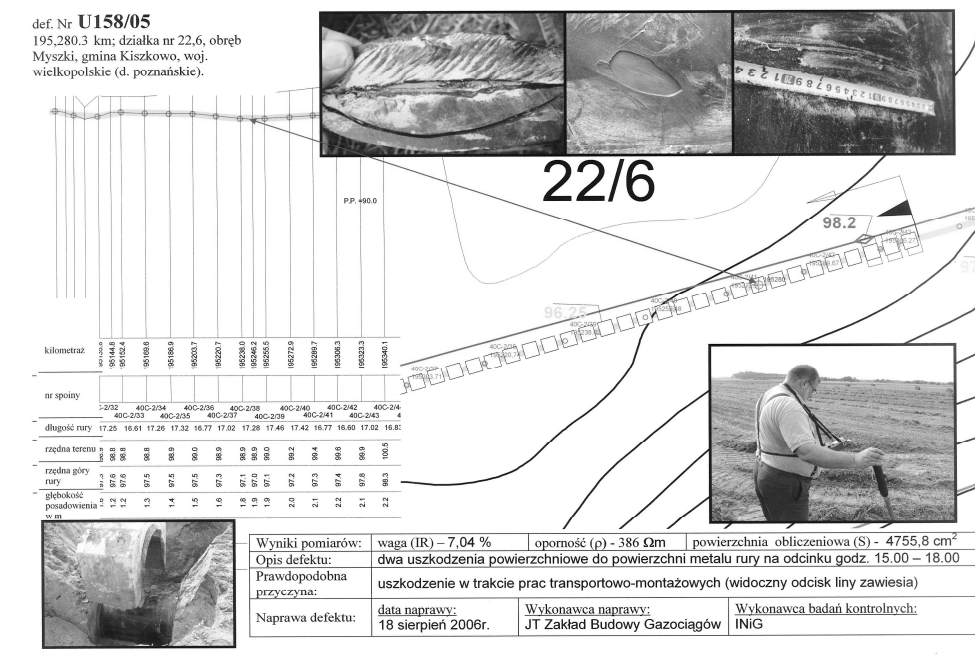
6.4. Prace budowlane



Rys. 6. Odkrycie miejsc gazociągu

Miejsce usytuowania defektów namierzane jest metoda DCVG [6b]. Uszkodzenia izolacji powstawały najczęściej w miejscach nawodnionych, pod obciążnikami [6a]. Zdejmowanie obciążników o wadze ok. 5,5 Ton z gazociągu „pod ciśnieniem” wymaga, aby zatrudnieni pracownicy posiadali duże doświadczenie w tego rodzaju pracach.

6.5. Przykład dokumentowania wykonanych napraw



Rys. 7. Karta dokumentująca wykonanie naprawy