

Analiza zasadności zastosowania wewnętrznych powłok w gazociągach

Analysis of the legitimacy of the use of internal coatings in gas pipelines

Paulina Tarnawska^{*)}

Słowa kluczowe: powłoka wewnętrzna, gazociąg, izolacja, średnica rurociągu

Streszczenie

W artykule przedstawiono opis przyczyn, zasad oraz efektu zastosowania wewnętrznych powłok w gazociągu. Dodatkowo pokazano wyniki analizy ekonomicznej zastosowania wewnętrznych powłok w gazociągach, poprzez porównanie kosztów wykonania gazociągu o określonej średnicy, w przypadku rur z powłoką wewnętrzną i bez powłoki. Przedstawiono również korzyści wynikające ze stosowania izolacji wewnętrznych.

Keywords: inner coating, pipeline, isolation, pipeline diameter

Abstract

The article describes the causes, principles, and effects of using internal coatings in the gas pipeline. In addition, the results of economic analysis of the use of internal coatings in gas pipelines are presented by comparing the costs of manufacturing a gas pipeline of a specific diameter in the case of pipes with and without internal coating. The benefits of using internal insulation are also presented.

1. Wprowadzenie

Powłoki wewnętrzne stosowane były do izolacji przeciwkorozyjnej rurociągów transportujących ciecze, które wykazują agresywność w odniesieniu do ścianki rurociągu. Ze względu na bardzo dobre właściwości hydrauliczne powłok wewnętrznych, obecnie stosuje się je m.in. w rurociągach przesyłowych gazu ziemnego.

Przykłady zastosowań powłok wewnętrznych [1,4]:

- gazociągi tranzytowe (środowisko niekorozyjne),
- gaz zasiarzony/ rurociągi wielofunkcyjne (środowisko korozyjne),
- paliwa lotnicze/ mieszanki paliw (środowisko korozyjne),
- wodociągi i kanalizacja (środowisko korozyjne).

Obecnie, najbardziej rozpowszechnioną w Polsce, jak również na świecie, metodą izolacji wewnętrznej powierzchni gazociągów, jest malowanie rur farbami epoksydowymi.

2. Technologie wykonywania powłok wewnętrznych [1,4]

Powłoki wewnętrzne w rurach stalowych wykonywane są w specjalizowanych zakładach przemysłowych, przy zachowaniu odpowiedniej temperatury oraz czystości.

Izolacje te wykonuje się zgodnie z normą PN-EN 10301– „Rury stalowe i złączki na rurociągi morskie i przybrzeżne. Powłoki wewnętrzne, obniżające tarcie przy transporcie gazu nie powodującego korozji”, zalecanymi praktykami powlekania wewnętrznego nie korodujących rurociągów do przesyłu gazu – API 5L2 RP oraz indywidualnymi wymaganiami klienta.

Proces wykonania powłok wewnętrznych przebiega w trzech etapach:

- oczyszczanie(śrutowanie) wewnętrznej powierzchni rur,
- malowanie wewnętrznej powierzchni rur,
- odbiór końcowy powłoki wewnętrznej rur oraz składowanie rur.

2.1. Oczyszczanie(śrutowanie) wewnętrznej powierzchni rur

Oczyszczenie powierzchni wewnętrznej rur do stopnia Sa 2½ realizowana jest wg normy PN-EN ISO 8501-1 poprzez obróbkę strumieniowo-ścierną, dzięki której usunięta zostaje wilgoć, zgorzelina, rdza i pył. Minimalna temperatura wykonywania operacji to 5°C . W przypadku niższej temperatury rur należy je sezonować w hali lub wstępnie podgrzać. Wielkość śrutu do obróbki narzucona jest przez konieczność utrzymania powierzchni o chropowatości 40-60 μm .

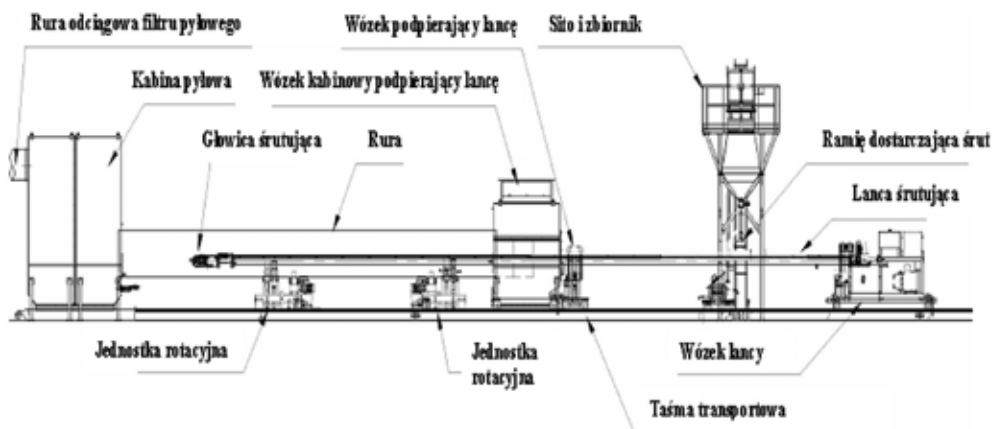


Rys. 1. Oczyszczenia powierzchni wewnętrznej rur.

Fig. 1. Cleaning the inner surface of pipes

Źródło: Izostal S.A.

* Paulina Tarnawska – absolwentka specjalności Inżynierii Gazownictwa, Politechnika Warszawska, e-mail: paulina-tarnawska@wp.pl



Rys.2 Urządzenie do śrutowania wewnętrznego (rzut boczny)

Fig. 2 Internal shot-blasting device (side shot)

Urządzenie do śrutowania wewnętrznego składa się z dwóch jednostek rotacyjnych, wózka z lancą śrutującą, podajnika śrutu, systemu odzyskiwania i oczyszczania śrutu.

Proces śrutowania prowadzony jest w celu przygotowania powierzchni wewnętrznej rur do procesu malowania oraz uzyskania powłoki, zgodnie z wymaganiami zawartymi w zleceniu produkcyjnym. Powierzchnia wewnętrzna rury, przeznaczonej do procesu śrutowania, powinna być pozbawiona wad pochodzących z procesu obróbki plastycznej, a także z procesu zgrzewania bądź spawania rury oraz olejów, tłuszczu, wody, piasku i innych zanieczyszczeń.

2.2. Malowanie wewnętrznej powierzchni rur

Malowanie powierzchni wewnętrznej rur odbywa się metodą natrysku na tę powierzchnię. Urządzenia do nakładania powłoki wyposażone są w odpowiedni zestaw elementów mieszających i system natryskowy, który umieszczony jest na ruchomym trzpieniu. Farba powinna być наносzona w sposób ciągły, jednocześnie do powierzchni stali. Grubość powłoki uzależniona jest od wymagań klienta lub normy przedmiotowej. Urządzenie do wewnętrznego malowania rur składa się z: pary jednostek rotacyjnych, wózka powlekającego z lancą malującą, układu pomp podających farbę pod ciśnieniem oraz systemu wentylacyjnego.



Rys. 3 Malowanie powierzchni wewnętrznej rury

Fig. 3 Painting the inner surface of the pipe

Źródło: Izostal S.A.

Po zakończeniu procesu malowania, rury transportowane są do komory suszenia, w celu przyspieszenia procesu schnięcia powłoki. Temperatura w komorze suszenia nie powinna przekraczać 40°C. Końce rur nie pokryte powłoką wewnętrzną zabezpiecza się przed korozją za pomocą bezbarwnego lakieru antykorozyjnego, dodatkowo rury z obydwu końców zabezpiecza się przez nakładanie zatyczek z tworzywa sztucznego, o odpowiedniej średnicy.

2.3. Odbiór końcowy powłoki wewnętrznej oraz składowanie rur [1,4,5]

Po nałożeniu powłoki, rury muszą być składowane, w celu osiągnięcia suchości dotykowej, w czasie uzależnionym od temperatury otoczenia. Po osiągnięciu suchości dotykowej, rury są składowane oraz sezonowane, w celu uzyskania suchości transportowej. Aby skrócić czas osiągnięcia suchości dotykowej nałożonej powłoki, rury są wygrzewane na odpowiednio przygotowanych stanowiskach.



Rys. 4. Składowanie osuszonych rur z powłoką

Fig. 4. Storage of drained pipes with coating

Źródło: hznmpipeline.com

Odbiór końcowy powłoki wewnętrznej rur rozpoczyna się poprzez kontrolę wizualną suchej powłoki, w celu ujawnienia nieciągłości, zacieków czy też zanieczyszczeń. Następnie dokonuje się pomiaru grubości suchej powłoki przy pomocy grubościomierza ultradźwiękowego. Po uzyskaniu przez powłokę suchości dotykowej, badaniu zostaje poddanych losowo przynajmniej 10% rur z powłoką wewnętrzną, wyprodukowaną w ramach jednego zlecenia produkcyjnego, w trakcie jednego procesu technologicznego i przy użyciu jednej partii farby. Sprawdzenia porowatości powłoki (wad niewidocznych gołym okiem) dokonuje się przy pomocy poroskopu przenośnego, napięciem 9V lub zgodnym z wymaganiami zlecenia produkcyjnego. Rury z powłoką wewnętrzną, spełniającą wymagania zlecenia produkcyjnego, oznakowuje się pieczątką Kontroli Jakości. Rury z powłoką wewnętrzną niespełniającą wymagań, kontroler jakości oznakowuje białą taśmą oraz nalepką „wstrzymane”, określa rodzaj oraz miejsce występowania wad i wystawia "Kartę rur zaizolowanych niezgodnie z wymaganiami". Rury z powłoką wewnętrzną niespełniającą wymagań, których rodzaj wad wyklucza naprawę, zostają poddane procesowi usunięcia powłoki i ponownego malowania powierzchni wewnętrznej.

3. Badania powłok w trakcie produkcji [1,2]

Badania powłok prowadzone są zgodnie z planem jakości przedsiębiorstwa. Wykonuje się badania niszczące (bezpośrednio na powierzchni rur) oraz badania niszczące (na płytkach stalowych z nałożoną powłoką). Do badań niszczących zalicza się: stopień czystości powierzchni, chropowatość powierzchni czyszczonej, temperatura rur przed nakładaniem powłoki, temperatura i wilgotność otoczenia, lepkość mieszanki do natrysku, wygląd i ciągliwość powłoki oraz grubość mokrego i suchego filmu.



Rys. 5. Pomiar grubości

Fig. 5. Thickness measurement

Źródło: Materiały konferencyjne II konferencji naukowo-technicznej, System Gazociągów Tranzytowych, Środowisko-Technika



Rys. 6. Próba mokrej gąbki

Fig. 6. Wet sponge test

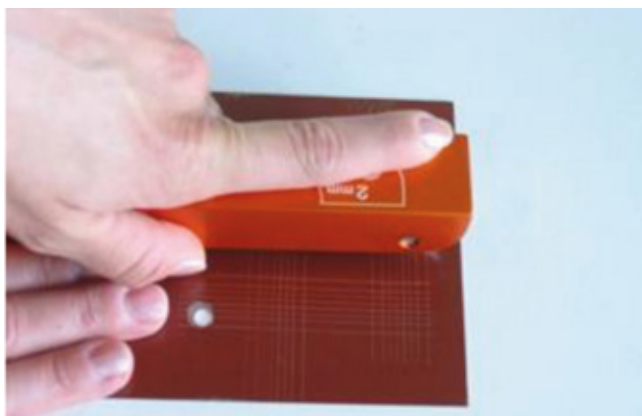
Źródło: Materiały konferencyjne II konferencji naukowo-technicznej, System Gazociągów Tranzytowych, Środowisko-Technika

Do badań niszczących zalicza się: próbę przylegania metodą siatki nacięć, twardość Buchholz'a, próbę zginania, próbę utwardzania, działanie korodujące rozpylanej soli, zanurzenie w mieszaninie metanol – woda, usuwanie powłoki, pęcherzenie gazowe, ścieranie oraz pęcherzenie hydrauliczne.

4. Współczynnik liniowych oporów przepływu – wpływ na przepustowość gazociągu.

4.1. Współczynnik liniowych oporów przepływu na podstawie gazociągu Jamał – Europa Zachodnia (rozważania teoretyczne przeprowadzone przed 2022 r., tj. przed zmianą sytuacji geopolitycznej).

Jednym z najważniejszych parametrów określających wartość strat ciśnienia podczas przepływu gazu w rurociągu jest współczynnik oporów liniowych. Gazociąg Jamał – Europa Zachodnia jest to gazo-



Rys. 7. Próba przylegani.

Fig. 7. Adhesion test.

Źródło: Materiały konferencyjne II konferencji naukowo-technicznej, System Gazociągów Tranzytowych, Środowisko-Technika



Rys. 8. Badanie twardości

Fig. 8. Hardness tes.

Źródło: Materiały konferencyjne II konferencji naukowo-technicznej, System Gazociągów Tranzytowych, Środowisko-Technika



Rys. 9. Próba zginania

Fig. 9. Bending test

Źródło: Materiały konferencyjne II konferencji naukowo-technicznej, System Gazociągów Tranzytowych, Środowisko-Technika

ciągu wysokiego ciśnienia, w którym mamy do czynienia wyłącznie z ruchem turbulentnym w zakresie liczby Reynoldsa $5 \times 10^6 \div 5 \times 10^7$ [1]. Najczęściej stosowanym wzorem do obliczenia współczynnika strat liniowych λ w tym zakresie zmian liczby Reynoldsa jest wzór Colebrooka – White'a:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,71D} \right) \quad (1)$$

gdzie:

k – współczynnik chropowatości bezwzględnej [m],

Re – liczba Reynoldsa [-],

D – średnica rurociągu [m].

Obliczenia zostały wykonane dla gazociągu Jamał – Europa Zachodnia o długości 365 km oraz średnicy wewnętrznej 1380 mm. Gazociąg jest opomiarowany, a wyniki pomiarowe, tj. ciśnienie, temperatura, objętościowy strumień gazu, skład gazu, są przekazywane do systemu SCADA.

Wykorzystano wzór na przepływ objętościowy, w postaci:

$$Q = 3600 \cdot \frac{\pi \cdot \sqrt{R_p} \cdot T_n}{4 \cdot p_n} \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \cdot D^5}{\lambda \cdot Z \cdot s \cdot L \cdot T}} \quad (2)$$

gdzie:

Q – strumień objętości gazu (dla warunków $p_n = 101325 \text{ Pa}$ i $T_n = 293,15 \text{ K}$) [m^3/h],

R_p – stała gazowa powietrza wynosząca $287,04 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$,

p_1 – ciśnienie początkowe [Pa],

p_2 – ciśnienie końcowe [Pa],

D – średnica wewnętrzna rurociągu [m],

Z – współczynnik ściśliwości gazu [-],

s – gęstość względna [-],

L – długość rozpatrywanego odcinka gazociągu [m],

T – temperatura gazu [K],

λ – współczynnik oporów liniowych [-].

Wzór przekształcono ze względu na współczynnik oporów liniowych, następnie obliczono jego wartość dla różnych wartości przepływu i ciśnienia.

Tabela 1. Zestawienie wyników dla wybranych zestawów parametrów rzeczywistych

Table 1. Results for selected sets of the actual parameters

Lp.	P ₁ MPa	P ₂ MPa	Q mln m ³ /h	$\lambda \cdot 10^3$ -
1.	7,56	6,03	2,173	7,122
2.	7,32	6,18	1,854	7,289
3.	8,01	7,22	1,632	7,385
4.	7,65	5,91	2,322	7,062

Obliczenia współczynnika oporów liniowych na podstawie wzoru C-W(1.). Współczynnik chropowatości bezwzględnej (rzeczywistej), występujący we wzorze, należy przyjąć dla danego materiału. Rozpatrywany gazociąg został wykonany z wysokiej jakości materiałów, przy zastosowaniu wewnętrznego pokrycia – wykładziny epoksydowej, stąd współczynnik chropowatości bezwzględnej przyjęto na poziomie 0,015 mm. W celu obliczenia liczby Reynoldsa wykorzystano wartości przepływu w tab. 1. Współczynnik λ_{C-W} obliczono metodą kolejnych przybliżeń weryfikując wartość przepływu. Wyniki przedstawiono w tab. 2.

Tabela 2. Zestawienie obliczonych wartości λ_{C-W} oraz przepływu

Table 2. Summary of calculated values λ_{C-W} and flow

leLp.	Q założone mln m ³ /h	$\lambda_{C-W} \cdot 10^3$ -	Q obliczone mln m ³ /h
1.	2,173	8,531	1,987
2.	1,854	8,58	1,703
3.	1,632	8,621	1,518
4.	2,322	8,512	2,119

Następnie porównano przepływy rzeczywiste, pobrane z urządzeń pomiarowych z obliczonymi przepływami przy założonym współczynnikiem chropowatości bezwzględnej $k = 0,015 \text{ mm}$.

Tabela 3. Porównanie przepływów rzeczywistych z przepływami obliczonymi

Table 3. Comparison of real flows with calculated flows

Lp.	Q zmierzone	Q obliczone	Różnica
	mln m ³ /h	mln m ³ /h	%
1.	2,173	1,987	9
2.	1,854	1,703	8
3.	1,632	1,518	7
4.	2,322	2,119	9

Tak znaczne różnice nasunęły koncepcję wyznaczenia teoretycznego współczynnika chropowatości bezwzględnej na podstawie rzeczywistych wartości przepływu przy wykorzystaniu wzoru C-W. Wyniki przeprowadzonych obliczeń (przy zakresie przepływów $1,2 \div 2,4 \text{ mln m}^3/\text{h}$) wykazały, iż wartości najbardziej zbliżone do rzeczywistych wartości przepływu, otrzymuje się przy współczynniku k wynoszącym zaledwie $0,0015 \text{ mm}$ – według literaturowych danych taka wartość może być przyjęta jedynie dla wysokiej jakości szkła polerowanego. Wynik przedmiotowej analizy obrazuje, jak znaczny wpływ na przepustowość gazociągu ma zastosowanie wykładziny epoksydowej wewnątrz rurociągu oraz problem właściwego podejścia do obliczenia współczynnika oporów liniowych.

4.2. Koszty powłoki wewnętrznej w zależności od średnicy rur

Dla rur od DN 200 do DN 700 przyjęto, że ciśnienie robocze wynosi $6,3 \text{ MPa}$, a dla rur o średnicach od DN 750 do DN 1400 ciśnienie to wynosi $8,4 \text{ MPa}$. Orientacyjny koszt nałożenia powłoki przedstawiono w tab.4.

Tabela 4. Orientacyjny koszt nałożenia powłoki w zależności od średnicy rur

Table 4. Approximate cost of applying the coating depending on the diameter of the pipes

Średnica [mm]	Koszt nałożenia powłoki
od DN 200 do DN 350	8% kosztu rur
od DN 400 do DN 650	7% kosztu rur
od DN 700 do DN 900	6% kosztu rur
od DN 1000 do DN 1400	5% kosztu rur

Do obliczeń wykorzystano wzór na koszt rur:

$$C^S = C_{L485MB} \cdot \pi \cdot L \cdot \rho_{L485MB} \cdot g_{sc} \cdot (D_W + g_{sc}) \quad (3)$$

gdzie:

C^S – koszt całkowity rur [PLN],

L – długość odcinka rurociągu [m],

ρ_{L485MB} – gęstość stali [kg/m^3],

g_{sc} – grubość ścianki [m],

D_W – średnica wewnętrzna rurociągu [m].

4.3. Przykładowe obliczenia kosztu powłoki wewnętrznej w rurociągu DN 1400

Założenia:

- maksymalne ciśnienie robocze rurociągu wynosi $p_r = 8,4 \text{ MPa}$,
- rurociąg znajduje się w drugiej klasie lokalizacji,
- wytrzymałość na rozciąganie stali wynosi $R_m = 570 \text{ MPa}$ (wg PN-EN 10208-2),
- średnica zewnętrzna rurociągu $D_z = 1422 \text{ mm}$.

Ciśnienie obliczeniowe dla DN 1400 zgodnie ze wzorem 4:

$$p_0 = \gamma_{fp} \cdot P_r \quad (4)$$

gdzie:

p_r – maksymalne ciśnienie robocze rurociągu [MPa],
 γ_{fp} – współczynnik obciążenia ciśnieniem wewnętrznym równy 1,1

$$p_0 = 1,1 \cdot 8,4 = 9,24 \text{ MPa}$$

Wytrzymałość obliczeniowa odniesiona do wytrzymałości na rozciąganie zgodnie ze wzorem 5:

$$R_1 = \frac{R_m \cdot m_z}{\gamma_{m1} \cdot \gamma_n} \quad (5)$$

gdzie:

R_m – wytrzymałość na rozciąganie stali [MPa],
 m_z – współczynnik warunków pracy wynoszący 0,9,
 γ_{m1} – współczynnik materiałowy odniesiony do wytrzymałości na rozciąganie równy 1,34,
 γ_n – współczynnik konsekwencji zniszczenia równy 1,15.

$$R_1 = \frac{570 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,15} = 333 \text{ MPa}$$

Następnie wykorzystano wzór nr 6 na grubość ścianki rurociągu:

$$g_{sc} = \frac{p_0 \cdot D_z}{2 \cdot R_1 \cdot z_t} \quad (6)$$

gdzie:

g_{sc} – grubość ścianki rurociągu [mm],
 p_0 – ciśnienie obliczeniowe [MPa],
 D_z – średnica zewnętrzna rurociągu [m],
 R_1 – wytrzymałość obliczeniowa odniesiona do wytrzymałości na rozciąganie [MPa]
 z_t – współczynnik wytrzymałości złącza spawanego wzdłużnego równy 1.

$$g_{sc} = \frac{9,24 \cdot 1422}{2 \cdot 333 \cdot 1} = 19,7 \text{ mm}$$

W kolejnym kroku obliczono koszt powłoki wewnętrznej w gazociągu DN1400, dla odcinka o długości L=150 km wg wzoru 7:

$$C_{PW}^S = P \cdot C^S \quad (7)$$

Tabela 5. Koszt powłoki wewnętrznej gazociągu

Table 5. The cost of the internal gas pipeline coating

Lp.	Średnica	Średnica	Grubość ścianki (PN-M-34502:2002; PN-EN 10208-2:1996)	Koszt powłoki wewnętrznej dla L=150 km	Jednostkowy koszt powłoki wewnętrznej
	nominalna	zewnętrzna			
	PN-EN 10208-2:1996	PN-EN 10208-2:1996			
	mm	mm	mm	PLN	PLN/ km
1.	200	219	4	809 690	5 398
2.	250	273	4	1 012 583	6 751
3.	300	323,9	4,5	1 352 589	9 017
4.	350	355,6	5	1 649 683	10 998
5.	400	406,4	5	1 652 624	11 017
6.	450	457	5,6	2 081 499	13 877
7.	500	508	6,3	2 602 623	17 351
8.	550	559	6,3	2 867 191	19 115
9.	600	610	6,3	3 155 024	21 033
10.	700	711	7,4	3 674 831	24 499
11.	750	762	10,6	5 621 560	37 477

gdzie:

P – orientacyjny koszt nałożenia powłoki w zależności od średnicy rur, zgodnie z tab. 4,

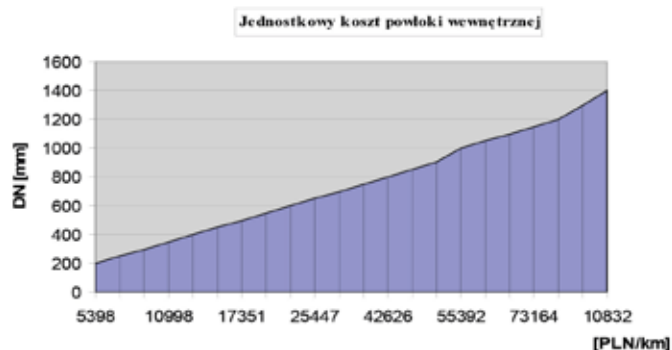
C_{PW}^S – koszt powłoki wewnętrznej [PLN],

C^S – koszt całkowity rur [PLN].

Przy założeniu, że gęstość stali L485MB wynosi 7801 kg/m³, dla średnicy wewnętrznej gazociągu 1382,6 mm (1422-2x19,7), koszt powłoki wewnętrznej wynosi:

$$C_{PW}^S = 16\,248\,218 \text{ PLN}$$

Analogiczne obliczenia przeprowadzono dla gazociągów o innych średnicach. Wyniki obliczeń zestawiono w tab. 5.



Rys. 10. Jednostkowy koszt powłoki wewnętrznej w zależności od średnicy

Fig. 10. Unit cost of internal coating depending on diameter.

Źródło: opracowanie własne

4.4. Porównanie kosztów wykonania gazociągów z powłoką i bez powłoki wewnętrznej

Na potrzeby obliczeń przyjęto ciśnienie robocze na poziomie 6,3 MPa dla średnic z przedziału 200 – 700 DN, natomiast ciśnienie końcowe dla tego przedziału wynosi 4,4, MPa. Ciśnienie robocze dla rur o średnicach od 750-1400 DN wynosi 8,4 MPa, a ciśnienie końcowe 6,1 MPa. Dodatkowo przyjęto, iż ciśnienia robocze stanowią rów-

nocześnie ciśnienie początkowe w odcinkach obliczeniowych, odpowiednio dla przedziałów średnic.

5.2.1. Przykład obliczeniowy dla DN 1000.

Założenia:

gaz ziemny typu E o typowym składzie,

$p_1=8,4$ MPa – ciśnienie początkowe,

$p_2=6,1$ MPa – ciśnienie końcowe,

$L=150$ km – długość gazociągu,

z – współczynnik ściśliwości wyliczony wg ISO 12213-3:1997 (SGERG-88),

$k=40 \mu\text{m}$ – współczynnik chropowatości rury bez powłoki wewnętrznej,

$k=5 \mu\text{m}$ – współczynnik chropowatości rury z powłoką wewnętrzną,

$t=15$ °C – średnia temperatura gazu w gazociągu,

$D_z=1016$ mm – średnica zewnętrzna rury,

$g_{sc}=14,1$ mm – grubość ścianki,

izotermiczny, ustalony przepływ gazu.

Przy zastosowaniu równania dla izotermicznego ustalonego przepływu otrzymano następujące wyniki (dla warunków: $T=273,15$ K, $p=101325$ Pa):

$Q_{40\mu\text{m}}=1\ 516\ 332$ m³/h – przepływ przez rurociąg bez powłoki wewnętrznej;

$Q_{40\mu\text{m}}=1\ 743\ 398$ m³/h – przepływ przez rurociąg z powłoką wewnętrzną.

Strumień gazu przez rurociąg bez powłoki wewnętrznej jest mniejszy o około 13 %, w stosunku do przepływu w rurociągu z powłoką. Aby otrzymać jednakową wartość przepływów w rurociągach, obniżono ciśnienie początkowe w rurociągu z powłoką wewnętrzną do wartości $p_1'=7,9$ MPa, a tym samym zmniejszono grubość ścianki rury do $g_{sc}'=13,3$ mm. Przy założeniu, iż koszt nałożenia powłoki wynosi 0,05 kosztu rur, otrzymano:

$C_{40\mu\text{m}}=166\ 177\ 442$ zł – koszt rurociągów bez powłoki wewnętrznej;

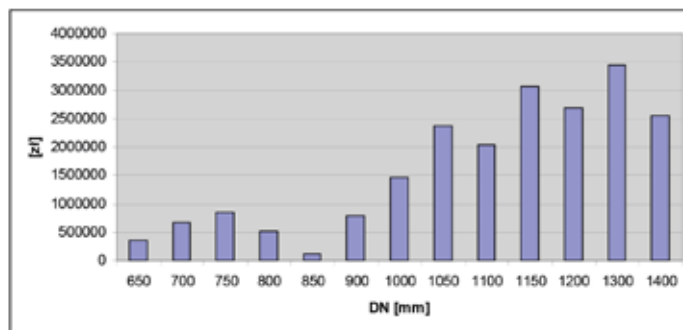
$C_{5\mu\text{m}}=164\ 717\ 800$ zł – koszt rurociągów z powłoką wewnętrzną.

Analogiczne obliczenia przeprowadzono dla gazociągów o innych średnicach. Wyniki obliczeń zestawiono w tab. 6.

Wyniki analizy wykazały, iż powyżej średnicy DN 600 koszt rurociągu z powłoką wewnętrzną jest niższy aniżeli koszt rurociągu bez powłoki wewnętrznej (uwzględniając koszt nałożenia powłoki). Jest to możliwe dzięki zmniejszeniu grubości ścianki oraz obniżeniu ciśnienia roboczego. Poniżej średnicy DN 600 nie jest to możliwe, ze względu na wymów zachowania minimalnej grubości rury w zależności od jej średnicy wg PN-EN 10208-2:1996.

4.5. Wyniki analizy ekonomicznej

Poniższy wykres przedstawia oszczędność kosztów związanych z zastosowaniem powłoki wewnętrznej w gazociągu powyżej średnicy DN 600.

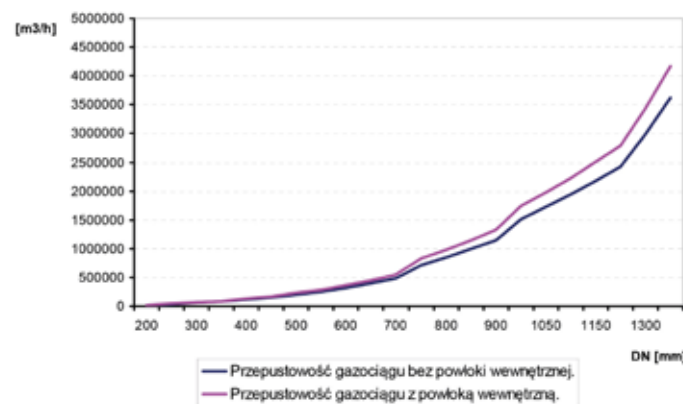


Rys. 12. Oszczędność kosztów związanych z zastosowaniem powłoki wewnętrznej w gazociągu powyżej średnicy DN 600

Fig. 12. Cost savings associated with the use of internal coating in the gas pipeline above DN 600

Źródło: opracowanie własne

Ekonomiczna ocena wskaźnikowa przeprowadzona dla średnic od DN 200 do DN 1400 wykazuje, iż nakłady inwestycyjne związane z nałożeniem powłoki wewnętrznej rekompensowane są zyskiem związanym ze zwiększeniem przepustowości.

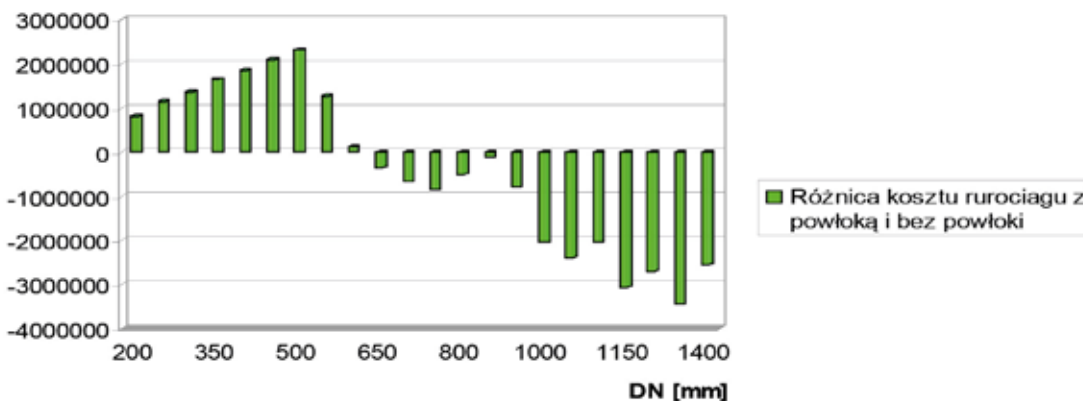


Rys. 13. Przepustowość godzinowa (w warunkach normalnych) gazociągu z powłoką i bez powłoki wewnętrznej w zależności od średnicy rurociągu

Fig. 13. Hourly capacity (under normal conditions) of the pipeline with and without coating depending on the diameter of the pipeline

Źródło: opracowanie własne

Okres zwrotu jest znikomy w stosunku do okresu użytkowania gazociągu.



Rys. 11. Różnica kosztu rurociągu z powłoką i bez powłoki

Fig. 11. The difference in the cost of the pipeline with and without coating

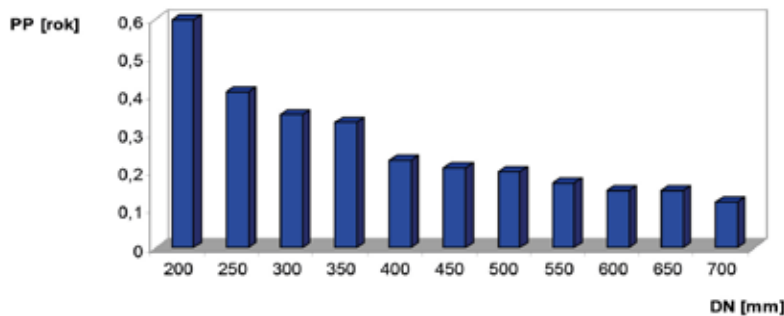
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6. Koszty rurociągów o zbliżonej przepustowości z powłoką i bez powłoki wewnętrznej na odcinku 150 km.

Table 6. Pipeline costs of similar capacity with and without coating on the 150 km stretch

Lp.	Średnica nominalna	Średnica zewnętrzna	Ciśnienie robocze	Grubość ścianki PN-M-34502:2002; PN-EN 10208-2:1996	Koszt rurociągu L=150 km	Różnica kosztu rurociągu z powłoką i bez powłoki
	PN-EN 10208-2:1996			mm		
	mm	mm				
1	200	219,1	63	4	10 121 129	809 691
2	200	219,1	59	4	10 930 820	
3	250	273	63	4,5	14 212 988	1 137 039
4	250	273	59	4,5	15 350 027	
5	300	323,9	63	4,5	16 907 368	1 352 589
6	300	323,9	59	4,5	18 259 957	
7	350	355,6	63	5	20 621 037	1 649 683
8	350	355,6	59	5	22 270 720	
9	400	406,4	63	5,6	26 402 455	1 848 172
10	400	406,4	59	5,6	28 250 627	
11	450	457	63	5,6	29 735 700	2 081 499
12	450	457	59	5,6	31 817 199	
13	500	508	63	5,6	33 095 294	2 3166 70
14	500	508	59	5,6	35 411 964	
15	550	559	63	5,8	37 743 202	1 263 528
16	550	559	59	5,6	39 006 730	
17	600	610	63	6,3	44 739 415	122 024
18	600	610	59	5,9	44 861 439	
19	650	660	63	6,9	53 009 945	-359 218
20	650	660	59	6,4	52 650 727	
21	700	711	63	7,4	61 247 185	-668 774
22	700	711	59	6,9	60 578 411	
23	750	762	84	10,6	93 692 674	-850 516
24	750	762	79	9,9	92 842 158	
25	800	813	84	11,3	106 566 059	-511 039
26	800	813	79	10,6	106 055 020	
27	850	864	84	12	120 267 815	-121 861
28	850	864	79	11,3	120 145 954	
29	900	914	84	12,7	134 648 547	-793 089
30	900	914	79	11,9	133 855 458	
31	1000	1016	84	14,1	166 177 442	-1459642
32	1000	1016	79	13,3	164 717 800	
33	1050	1067	84	14,8	183 184 335	-2 382 726
34	1050	1067	79	13,9	180 801 609	
35	1100	1118	84	15,5	201 019 818	-2 042 435
36	1100	1118	79	14,6	198 977 383	
37	1150	1168	84	16,2	219 492 997	-3 064 006
38	1150	1168	79	15,2	216 428 991	
39	1200	1219	84	16,9	238 976 877	-2 702 444
40	1200	1219	79	15,9	236 274 433	
41	1300	1321	84	18,3	280 429 748	-3 444 077
42	1300	1321	79	17,2	276 985 671	
43	1400	1422	84	19,7	324 964 365	-2 551 550
44	1400	1422	79	18,6	322 412 815	

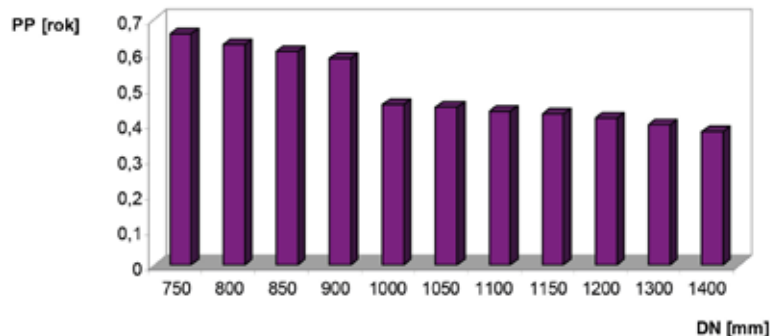
*Wiersze zaznaczone kolorem szarym dotyczą rurociągów z pokryciem wewnętrznym.



Rys. 14. Okres zwrotu inwestycji dla gazociągów przesyłowych

Fig 14. Investment payback period for transmission pipelines

Źródło: opracowanie własne



Rys. 15. Okres zwrotu inwestycji dla gazociągów tranzytowych

Fig. 15. Investment payback period for transit gas pipeline.

Źródło: opracowanie własne

5. Zalety stosowania pokryć wewnętrznych w gazociągach

Do najważniejszych korzyści techniczno-funkcjonalnych związanych ze zastosowaniem pokryć wewnętrznych gazociągów należy zaliczyć [1,3,4]:

- zmniejszenie oporów przepływu gazu w gazociągu,
- zmniejszenie chropowatości bezwzględnej wewnętrznej powierzchni rur (dla rury stalowej bez izolacji chropowatość wynosi zwykle około $k=0,5\text{mm}$, a dla rur z izolacją epoksydową chropowatość wynosi około $k=0,0015\text{mm}$),
- obniżenie zjawiska tarcia przy transporcie gazu,
- szybsza procedura rozruchu gazociągu,
- zredukowanie ilości zanieczyszczeń w gazociągu,
- zmniejszenie liniowych strat ciśnienia gazu w gazociągu (ma to szczególne znaczenie przy dużych natężeniach przepływu oraz mniejszych średnicach rur),
- zwiększenie równomierności przesyłu gazu (eliminowanie pulsacji),
- podwyższenie zdolności przepustowej gazociągu, poprzez zwiększenie wydajności przesyłanego gazu od 5 do 20%,
- bardzo dobra ochrona antykorozyjna podczas magazynowania rur oraz ich eksploatacji,
- usprawnienie procesu inspekcji powierzchni wewnętrznej gazociągu (rozwarstwienia i uszkodzenia są dobrze widoczne dzięki refleksyjnym właściwościom stosowanych powłok wewnętrznych),
- zmniejszenie częstotliwości czyszczenia armatury gazociągów,
- poprawa czystości chemicznej transportowanego gazu,
- zwiększenie trwałości gazociągu
- zmniejszenie kosztu (ilości) energii do przesyłu gazu,
- zmniejszenie kosztu przesyłu gazu, poprzez zwiększenie wydajności przesyłowej gazociągu,

- zmniejszenie kosztu inwestycyjnego gazociągu, poprzez zastosowanie mniejszych średnic rur z izolacją wewnętrzną,
- zmniejszenie kosztu eksploatacji gazociągów w długich okresach użytkowania (zmniejszenie kosztów napraw i remontów),
- eliminacja kosztów ewentualnych szkód w sytuacji wystąpienia zagrożeń dla bezpieczeństwa ludzi i mienia. Dodatkowo, zastosowanie wewnętrznych powłok w gazociągach wiąże się również z efektem ekologicznym, tj.:
 - zmniejszenie zajmowanego terenu,
 - spadek emisji CO_2 , CO , NO_x ,
 - zwiększenie trwałości gazociągu-zmniejszenie potrzeby wymiany rur.

6. Wnioski

W trakcie procesu projektowania oraz optymalizacji parametrów gazociągu, należy dokonać wyboru średnicy rur, mając na uwadze efekty zastosowania izolacji wewnętrznej rur. Obecnie, zmieniające się standardy wykonywania gazociągów, a także korzyści z stosowania izolacji wewnętrznych wskazują na celowość upowszechniania tego typu technologii. Zastosowanie izolacji wewnętrznych gazociągów daje korzyści nie tylko ekonomiczne, ale również techniczno – funkcjonalne oraz ekologiczne. W gazociągach powyżej średnicy DN 600, koszt rurociągu z powłoką wewnętrzną jest niższy niż koszt rurociągu bez powłoki wewnętrznej, co wynika ze zmniejszenia grubości ścianki oraz obniżeniu ciśnienia roboczego. Poniżej średnicy DN 600 nie jest to możliwe, ze względu na wymów zachowania minimalnej grubości rury w zależności od jej średnicy.

LITERATURA

- [1] Garwatowski Daniel, Zastosowanie wewnętrznej powłoki epoksydowej w gazociągach przesyłowych, EuRoPol GAZ SA., Warszawa
- [2] Najważniejsze badania powłoki powierzchni wewnętrznej rur przewodowych, IZOSTAL S.A.
- [3] Powłoka wewnętrzna rur stalowych LAYTEC, Archiwum IZOSTAL S.A.
- [4] Wewnętrzne i zewnętrzne powłoki do rurociągów, Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Izolacje antykorozyjne rur”, Kocierz 2008,
- [5] Wytyczne do bezpiecznego rozładunku, składowania oraz transportu rur stalowych zabezpieczonych izolacją antykorozyjną, IZOSTAL S.A.

WYKAZ NORM I STANDARDÓW TECHNICZNYCH

PN-EN 10301 – Rury stalowe i złączki na rurociągi morskie i przybrzeżne. Powłoki wewnętrzne obniżające tarcie przy transporcie gazu nie powodującego korozji.

PN-EN 10339 – Rury stalowe na rurociągi przybrzeżne i morskie. Powłoki wewnętrzne z żywicy epoksydowej nanoszonej w stanie ciekłym dla ochrony przed korozją.

API RP 5L2 – Zalecenia dla powłok wewnętrznych rurociągów do przesyłu gazów nie powodujących korozji.

PN-EN ISO 8503-4:2012E – Przygotowanie podłoża stalowych przed nakładaniem farb i podobnych produktów.

PN-EN ISO 2431:2012P – Farby i lakiery. Oznaczanie czasu wypływu za pomocą kubków wypływowych.

PN-EN ISO 2808:2008P – Farby i lakiery. Oznaczanie grubości powłoki