

Efektywność transportu rurociągowego paliw gazowych

Cz.1.

The effectiveness of the gaseous fuels pipeline transport

Part 1

WALDEMAR KAMRAT

ADAM KIELAK

Słowa kluczowe: *efektywność transportu rurociągowego, koszty stałe, koszty zmiennego, koszty całkowite, średnice referencyjne, średnice racjonalne*

Streszczenie : W pracy przeprowadzono badanie możliwości podwyższenia efektywności transportu rurociągowego gazu ziemnego. Przeanalizowano różnorodne aspekty z zakresu procedur projektowania. Zaproponowano modele określania kosztów kapitałowych (inwestycyjnych) i kosztów zmiennych. Określono równania jednostkowych kosztów całkowitych (rocznych), które poddano „quasi-optimalizacji”, w celu wyznaczenia średnic racjonalnych dla gazociągów.

Keywords: *effectiveness of the gas pipeline transport, fixed cost, various cost, total cost, reference dimensions, rational dimensions*

Abstract: The study examined the possibility of raising the effectiveness of the gas pipeline transport. The study analyzed various aspects from the area of procedure planning, there was systematized. The investment expenditure and various cost models were proposed. Annual cost has been processed via quasi-optimization procedure for estimation of the rational gas pipelines dimension.

1. Wstęp

Celem niniejszej artykułu jest przedstawienie możliwości podwyższenia efektywności transportu rurociągowego gazu ziemnego oraz poszukiwanie najlepszych (z punktu widzenia kryteriów technicznych i kryterium ekonomicznego) rozwiązań w zakresie wymiarowania racjonalnej średnicy gazociągów.

Praca zawiera część teoretyczną opracowaną na podstawie studiów literaturowych i praktyki projektowej, gdzie przedstawiono kryteria techniczne i kryterium ekonomiczne, które powinny być stosowane na etapie projektowania oraz część praktyczną, gdzie przedstawiono koncepcję obliczania kosztów stałych i zmiennych według własnych algorytmów autora dla sformułowania aproksymacyjnej zależności opisującej koszty całkowite gazociągu.

Zaproponowano w pracy metodykę określania kosztów całkowitych transportu rurociągowego gazu, która umożliwia dobór racjonalnej średnicy gazociągu, tworząc warunki do ekonomicznie efektywnego zarządzania procesem transportu gazu.

2. Dobór racjonalnej średnicy gazociągu

2.1. Uwagi ogólne

Dobór racjonalnej średnicy gazociągu ze względu na kryterium ekonomiczne jest problemem programowania nieliniowego z nieliniowymi ograniczeniami.

W ogólności zagadnienia nieliniowe oraz metody służące do ich rozwiązania tworzą dwie obszerne kategorie, a mianowicie:

- klasyczne metody optymalizacji,
- metody poszukiwań.

W klasycznej optymalizacji poszukujemy rozwiązań na drodze rozwiązywania układów równań. Optymalizacja może być zredukowana do znajdowania pierwiastków. Do klasycznych metod optymalizacji należą metody [7]:

- obliczeń różniczkowych,
- mnożników Lagrange'a,
- wg teorii Kuhna-Tuckera,
- programowania geometrycznego.

Przydatność metod klasycznych zależy od wysiłku, jaki trzeba włożyć w rozwiązanie układów równań nieliniowych. Jednak są one przydatne dla szerokiej klasy zagadnień, a zrozumienie ich jest niezbędne do zrozumienia dalszych wywodów.

Metody poszukiwania z kolei są metodami iteracyjnymi, w których wychodząc z rozwiązania początkowego poszukuje się lepszego rozwiązania do momentu uzyskania założonej dokładności. Przykładowo są to [7]:

- metoda ustalania zmiennych
- metoda największego spadku.

W niniejszej pracy, do określenia formuł kosztowych zastosowano elementy powyższych metod.

Gdy zawiodą metody analizy, można posiłkować się różnymi metodami poszukiwań, w których wyznacza się wartości funkcji celu dla różnych wartości zmiennych. W kolejnych próbach (uzależnionych od poprzednich wyników prób), staramy się otrzymać coraz lepszą wartość funkcji celu aż do momentu osiągnięcia optimum lub punktu bliskiego optimum. Metody poszukiwań uwzględniają ograniczenia równościowe przez włączenie ich do funkcji celu. Ograniczenia nierównościowe są spełnione w każdej próbie. Podobnie jak w metodach klasycznych, pracochłonność obliczeń jest znacznie zmniejszona, gdy funkcja celu i funkcje ograniczające są wypukłe tak, że optimum lokalne jest również optimum globalnym. Gdy funkcja charakteryzuje się kilkoma szczytami i dolinami w zakresie obszaru



dopuszczalnego, to poszukiwanie musi być powtarzane dla różnych punktów początkowych, aby można było zlokalizować optimum globalne. Klasyfikacja metod poszukiwań jest dokonywana na podstawie zasad wyboru wartości zmiennych dla kolejnych prób.

Najprostsza jest metoda ustalania zmiennych [7]. W tej procedurze ustala się wszystkie zmienne z wyjątkiem jednej, której wartość zmienia się tak długo, dopóki nie wyznaczy się minimum (lub maksimum) funkcji celu. Postępowanie powtarza się dla pozostałych zmiennych (tylko dla jednej na raz) do momentu uzyskania pożądanej zbieżności wartości funkcji celu. W każdej z prób przeprowadza się optymalizację przy użyciu odpowiedniej metody, np. numerycznej, graficznej lub analitycznej.

Bardziej skutecznymi metodami są metody największego spadku. W metodzie największego spadku dla każdego próbnego punktu wyznacza się gradient funkcji celu i przyjmuje nowe wartości zmiennych do następnej próby tak, że następny punkt próbny leży na linii największego spadku.

W ogólności w zagadnieniach wielowymiarowych, zbieżność dla obu metod silnie zależy od wielkości skali przyjętych dla zmiennych, które nie są wyrażone w jednakowych jednostkach.

2.2. Dane do budowy modeli dotyczących nakładów inwestycyjnych

Do budowy modeli dotyczących nakładów inwestycyjnych posłużyły dane rzeczywiste z okresu 2008 ÷ 2017 (poziom cen p. c., tys. zł / km) dla trzech przedziałów wartości ciśnienia: do 2,5 MPa, 2,5 ÷ 6,3 MPa, 6,3 ÷ 10 MPa w zakresie średnic nominalnych: DN100 ÷ DN1400 oraz dla trzech sytuacji warunków terenowych, skutkujących wartościami obniżonymi, podstawowymi i podwyższonymi (teren łatwy – wartość obniżona, teren średni – wartość podstawowa, teren trudny – wartość podwyższona). Przykładową tablicę zawierającą dane dotyczące nakładów inwestycyjnych z ostatniego roku analizy pokazano poniżej [8].

Tab. 1. Nakłady inwestycyjne na gazociągi wysokiego ciśnienia –poziom cen 2017r.

tys. zł/km										p.c. 2017 r
ŚREDNICE NOMINALNE	Wersja Podstawowa wskaźnik średni)			Wersja podwyższona (wskaźnik max)			Wersja obniżona (wskaźnik min) Ciśnienie [MPa]			
	[mm]	do 2,5	2,5-6,3	6,3-10	do 2,5	2,5-6,3	6,3-10	do 2,5	2,5-6,3	6,3-10
100	1050	1100	1140	1140	1190	1230	1010	1040	1080	



125	1200	1250	1290	1300	1350	1390	1140	1190	1240
150	1360	1410	1470	1460	1520	1580	1280	1340	1400
200	1480	1550	1610	1600	1660	1730	1410	1470	1540
250	1710	1790	1870	1840	1920	2000	1630	1700	1780
300	1930	2010	2090	2060	2150	2250	1820	1910	1990
350	2220	2320	2420	2370	2470	2570	2090	2190	2290
400	2520	2640	2760	2680	2800	2920	2380	2490	2600
500	2870	3000	3130	3060	3200	3330	2710	2840	2970
600	3550	3710	3890	3750	3930	4100	3350	3510	3670
700	4050	4250	4450	4300	4510	4710	3840	4020	4200
800	4730	4960	5190	5010	5250	5490	4470	4690	4910
900	5410	5680	5950	5720	6000	6290	5120	5370	5620
1000	5920	6210	6500	6260	6560	6860	5610	5880	6160
1200	7300	7660	8020	7700	8090	8470	6910	7260	7600
1400	8620	9060	9490	9090	9550	10000	8170	8580	8990
<i>UWAGA: Podane wyżej wartości obejmują koszt budowy części liniowej gazociągu (łącznie ze średnimi kosztami przekroczeń rzek, przejść przez tereny leśne, naprawy melioracji, itp.) Nie zawierają natomiast kosztów wykonania przekroczeń specjalnych</i>									

Każdy punkt danych użyty przy obliczeniach modelowych składa się z poniższych wartości:

- średnica gazociągu $a \in R$ [mm],
- współczynnik terenu $b \in \{-1, 0, 1\}$ – zależy od poziomu trudności budowy gazociągu dla danego terenu, -1 – teren łatwy, 0 – teren średni, 1 – teren trudny,
- ciśnienie przesyłu $c \in R$ [MPa],



- poziom cen $D \in \{2008, 2010, 2012, 2015, 2017\}$,
- koszt kilometra $y \in R$ [PLN].

Cały zbiór danych składa się z 720 unikalnych punktów $[a_i, b_i, c_i, d_i, y_i]$. Mając $N = 720$ takich punktów uzyskaliśmy macierz parametrów X , wektora poziomu cen D i wektora kosztów jednostkowych Y .

$$X = \begin{bmatrix} a_1 & b_1 & c_1 \\ a_2 & b_2 & c_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ a_N & b_N & c_N \end{bmatrix}, D = \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ \vdots \\ d_N \end{bmatrix}, Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_N \end{bmatrix} \quad (1)$$

Należy zauważyć, że dane z różnych lat są pod wpływem wielu zewnętrznych socjopolitycznych i ekonomicznych czynników, które są niezmiernie trudne do przewidzenia.

Żeby rozwiązać ten problem należy uniezależnić dane od lat, wybierając centralny wektor parametrów $x_c = [700, 0, 4.4]$ i grupując wszystkie punkty danych zgodnie z ich datą, uzyskując w ten sposób grupy danych D_1, D_2, \dots, D_m .

Dla każdej grupy $D_i \in \{D_1, \dots, D_m\}$ oblicza się punkt danych, posiadający wektor parametrów najbliższej względem centralnego wektora parametrów, biorąc pod uwagę odległość euklidesową i używając „korespondującej” ceny $y_c^{(D_i)}$ żeby znormalizować wszystkie ceny w grupie D_i . Taki zabieg dla $D_i \in \{D_1, \dots, D_m\}$; $j \in \{1, \dots, \text{len}(D_i)\}$,

gdzie $\text{len}(D_i)$ – rozmiar grupy D_i , $y_j^{(di)} := \text{norm}(y_j^{(di)}) = \frac{y_j^{(di)} - y_c^{(di)}}{y_c^{(di)}}$; $y_c^{(di)} > 0$,

pozwala dokonać unormowania, co ułatwia dalsze kroki, w procedurze aproksymacji.

2.3. Dobór funkcji aproksymującej koszty stałe

Dla każdej z dziewięciu konfiguracji (trzy wartości ciśnienia, trzy typy warunków terenu) testowano zależności funkcyjne aproksymujące jednostkowe koszty stałe (w tys.zł/km). Każdy z modeli jest jakąś funkcją $f(x)$ zdefiniowaną przy pomocy zbioru parametrów θ (dla prostoty wywodu średnicę D tymczasowo oznaczamy przez x).

Przetestowano zależności funkcyjne:

$$f(x) = ax + b; \theta = \{a, b\} \text{ (model liniowy)}$$

$$f(x) = ax^2 + bx + c; \theta = \{a, b, c\} \text{ (model kwadratowy)}$$

$$f(x) = ax^{1.5}; \theta = \{a\}$$

$$f(x) = ax^b; \theta = \{a, b\}$$

$$f(x) = ax^{1.5} + c; \theta = \{a, c\}$$

$$f(x) = ax^b + c; \theta = \{a, b, c\}$$

Podane modele dopasowujemy iteracyjnie do zbioru danych zdefiniowanych przez zbiór wejścia $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\} \subset R^+$ oraz $Y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\} \subset R^+$. W naszym przypadku zbiór X to średnice podane w metrach, a zbiór Y to jednostkowe koszty stałe w tys.zł/km. Dopasowanie funkcji do danych jest mierzone przy pomocy błędu średniokwadratowego, pomiędzy estymacją funkcji $f(x)$ a prawdziwym wyjściem y . Proces iteracyjny prowadzimy aż do uzyskania zbieżności, co uzyskuje się dla parametru $b = 1,25$.

2.4. Zależności funkcyjne aproksymujące jednostkowe koszty stałe

Zestawienie współczynników funkcji aproksymujących pokazano w tabeli 2.

Tab. 2. Zestawienie współczynników funkcji aproksymującej [3]

Lp	Wersja	Ciśnienie MPa	Wartość a	Wartość c
1	Podstawowa	2,5	5165,339	802,7561
		6,3	5415,695	837,3188
		10,0	5687,978	860,1117
2	Podwyższona	2,5	5416,303	880,2950
		6,3	5693,664	913,0406
		10,0	5972,027	941,1485
3	Obniżona	2,5	4867,297	772,464
		6,3	5116,676	801,6208
		10,0	5359,659	836,217
4	-----	-----	$\bar{a}=5410,515$	$c=849,442$

Do zgrubnych obliczeń można przyjmować funkcje aproksymującą uśredniającą jednostkowe koszty stałe w postaci:

$$K_{st} \cong (5411D^{1,25} + 849), \quad [\text{tys. zł/km}] \quad (2)$$



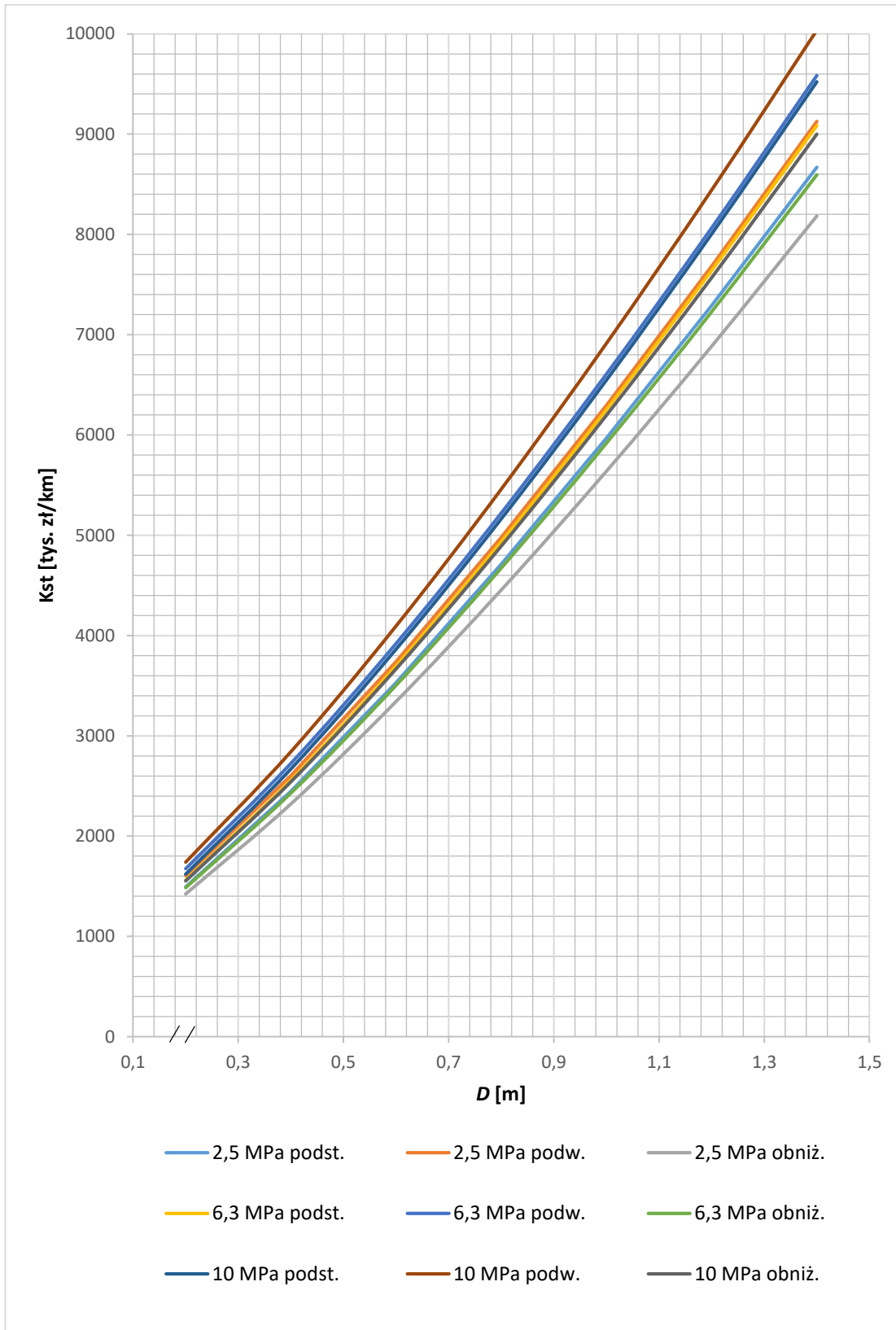
Zależności funkcji aproksymującej jednostkowe koszty stałe K_{st} przedstawiono w tabeli 3 i na rysunku 1.

Do obliczeń tzw. średnic referencyjnych, dla których koszty stałe zrównują się z kosztami zmiennymi stosowano w dalszej części pracy równanie (uśrednione) wg wzoru 2.

Tab. 3. Wzory funkcji aproksymującej koszty stałe [3]

Lp	Ciśnienie MPa	Wersja	Wzór funkcji aproksymującej koszty stałe K_{st}
1	2,5	podstawowa	$K_{st} = 5165 D^{1,25} + 803$
		podwyższona	$K_{st} = 5416 D^{1,25} + 880$
		obniżona	$K_{st} = 4867 D^{1,25} + 772$
----	-----	średnia	$K_{st} \cong 5149 D^{1,25} + 818$
2	6,3	podstawowa	$K_{st} = 5416 D^{1,25} + 837$
		podwyższona	$K_{st} = 5694 D^{1,25} + 913$
		obniżona	$K_{st} = 5117 D^{1,25} + 802$
----	-----	średnia	$K_{st} \cong 5409 D^{1,25} + 851$
3	10	podstawowa	$K_{st} = 5688 D^{1,25} + 860$
		podwyższona	$K_{st} = 5972 D^{1,25} + 941$
		obniżona	$K_{st} = 5360 D^{1,25} + 836$
----	-----	średnia	$K_{st} \cong 5673 D^{1,25} + 879$
4	-----	średnia dla wszystkich wersji	$K_{st} \cong 5411 D^{1,25} + 848$





Rys. 1. Jednostkowe koszty stałe K_{st} dla badanych wersji , tys.zł/km

Fig.1. Specific fixed cost K_{st} for analysed options, thousands zlotys/km

2.5. Dobór funkcji aproksymującej koszty zmienne

2.5.1. Uwagi ogólne

Biorąc pod uwagę średnice gazociągów (dystrybucyjnych, przesyłowych), na podstawie analizy formalno-merytorycznej zaproponowano w pracy dwa modele dla gazociągów dystrybucyjnych i dwa modele dla gazociągów przesyłowych dla obliczeń kosztów zmiennych K_{zm} .

Zastosowano następujące modele jednostkowych kosztów zmiennych, wychodząc z ogólnej formuły jednostkowych kosztów zmiennych typu :

$$K_{zm} = \frac{\beta}{D^\alpha} \quad (3)$$

- gdzie: β - wielkość dopasowująca funkcję aproksymującą,
 α - wykładnik funkcji aproksymującej,
 D - średnica gazociągu.

A mianowicie:

- dla gazociągów dystrybucyjnych $\alpha = 1, \beta = 920; 1076$:

- $K_{zmd_1} = \frac{920}{D}$,

- $K_{zmd_2} = \frac{1076}{D}$;

- dla gazociągów przesyłowych $\alpha = 4,84, \beta = 100; 326$:

- $K_{zmp_1} = \frac{100}{D^{4,84}}$,

- $K_{zmp_2} = \frac{326}{D^{4,84}}$.

Doboru wielkości współczynnika $\alpha = 4,84$ dokonano na drodze aproksymacji kosztów zmiennych, posiłkując się pracą C. B. Noltego [5], to znaczy budując własną postać zależności funkcji aproksymującej, lecz „podobną”, co do współczynnika kosztów zmiennych. Wartość oszacowanych jednostkowych kosztów zmiennych przedstawiono w tabeli 4.

Tab. 4. Koszty zmienne gazociągów, tys. zł/km [3]

Lp	Średnica D[m]	Koszty zmienne model: $\frac{920}{D}$	Koszty zmienne model: $\frac{1076}{D}$	Koszty zmienne model: $\frac{100}{D^{4,84}}$	Koszty zmienne model: $\frac{326}{D^{4,84}}$
1	0,2	4600,00	5380,00	241544,33	787467,11

2	0,4	2300,00	2690,00	8433,92	27499,59
3	0,6	1533,33	1793,00	1185,08	3863,36
4	0,8	1150,00	1345,00	294,47	959,98
5	1,0	920,00	1076,00	100,00	326,00
6	1,2	766,67	896,67	41,38	134,89
7	1,4	657,14	768,57	19,62	63,97

Dla tak określonych funkcji aproksymujących koszty stałe, koszty zmienne poszukiwano tak zwanych wartości średnic referencyjnych dla gazociągów, rozwiązując równanie kosztów stałych, przy zastosowaniu uprzednio uśrednionej zależności funkcyjnej dla jednostkowych kosztów stałych postaci:

$$K_{st} \cong 5411 D^{1,25} + 849, \quad [\text{tys. zł/km}] \quad (4)$$

2.5.2. Określenie wartości średnicy referencyjnej gazociągu

Dla określenia wartości średnicy referencyjnej gazociągu, dla której koszty stałe zrównują się z kosztami zmiennymi należy rozwiązać następujące równania:

A. Gazociągi dystrybucyjne:

$$A1. \quad K_{st} = K_{zmd_1}$$

$$A2. \quad K_{st} = K_{zmd_2}$$

$$A1.: 5411 D^{1,25} + 849 = \frac{920}{D}$$

$$A2.: 5411 D^{1,25} + 849 = \frac{1076}{D},$$

Odpowiednio rozwiązując jak pokazano poniżej:

A1.:

$$5422 D^{1,25} + 849 = \frac{920}{D},$$

$$5411 D^{2,25} + 849 D = 920,$$

$$D^{2,25} + 0,157 D = 0,170.$$

co w wyniku przekształceń i zlogarytmowania pozwala otrzymać:

$$2,25 \lg D = \lg(0,170 - 0,059),$$

$$2,25 \lg D = \lg \frac{1,11}{10},$$

$$\lg D = \frac{(0,04532-1)}{2,25},$$



$$\lg D = -0,424 ,$$

$$\lg D = \lg \frac{3,77}{10} ,$$

$$D = 0377 \text{ [m]}$$

A2.:

$$5411 D^{1,25} + 849 = \frac{1076}{D} ,$$

$$5411 D^{2,25} + 849 D = 1076 ,$$

$$D^{2,25} + 0,157 D = 0,199 ;$$

i analogicznie jak poprzednio:

$$2,25 \lg D = \lg(0,199 - 0,065) ,$$

$$2,25 \lg D = \lg 0,134 ,$$

$$\lg D = \frac{(0,1271-1)}{2,25} ,$$

$$\lg D = -0,388 ,$$

$$\lg D = \lg \frac{4,1}{10} ,$$

$$D = 0,411 \text{ [m]}.$$

Jak przedstawiono powyżej średnice zrównania kosztów stałych ze zmiennymi tzw. średnice referencyjne zawierają się w przedziale $< 0,377; 0,411 >$ odpowiednio dla modelu kosztów zmiennych:

$$K_{zmd_1} = \frac{920}{D^\alpha} ,$$

$$K_{zmd_2} = \frac{1076}{D^\alpha} .$$

Znajduje to także odzwierciedlenie na rysunku 2.

B. Gazociągi przesyłowe

$$B1. \quad K_{st} = K_{zmp_1}$$

$$B2. \quad K_{st} = K_{zmp_2}$$

$$B1.: \quad 5411 D^{1,25} + 849 = \frac{100}{D^{4,84}} ,$$

$$B2.: \quad 5411 D^{1,25} + 849 = \frac{326}{D^{4,84}} ,$$

rozwiązując odpowiednie równania jak pokazano poprzednio:

$$B1.: \quad 5411 D^{6,09} + 849 D^{4,84} = 100 ,$$

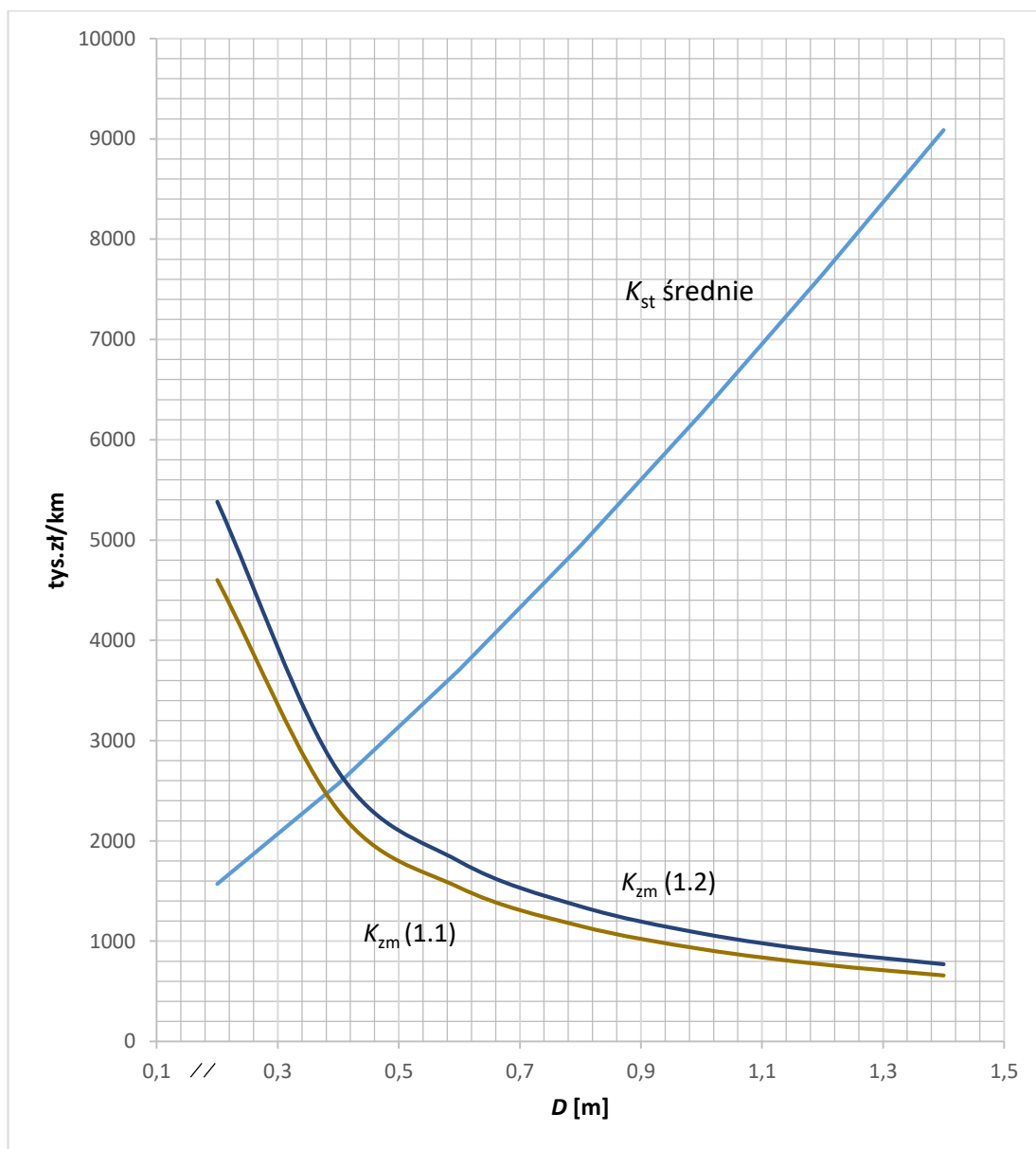
$$B2.: \quad 5411 D^{6,09} + 849 D^{4,84} = 326 ,$$

otrzymujemy:

$$B1.: \quad D = 0,510 \text{ [m]} ,$$



B2.: $D = 0,610$ [m] .



Rys.2. Średnice referencyjne dla gazociągów dystrybucyjnych [3]

Fig.2. Reference dimensions for gaseous distributed pipelines[3]

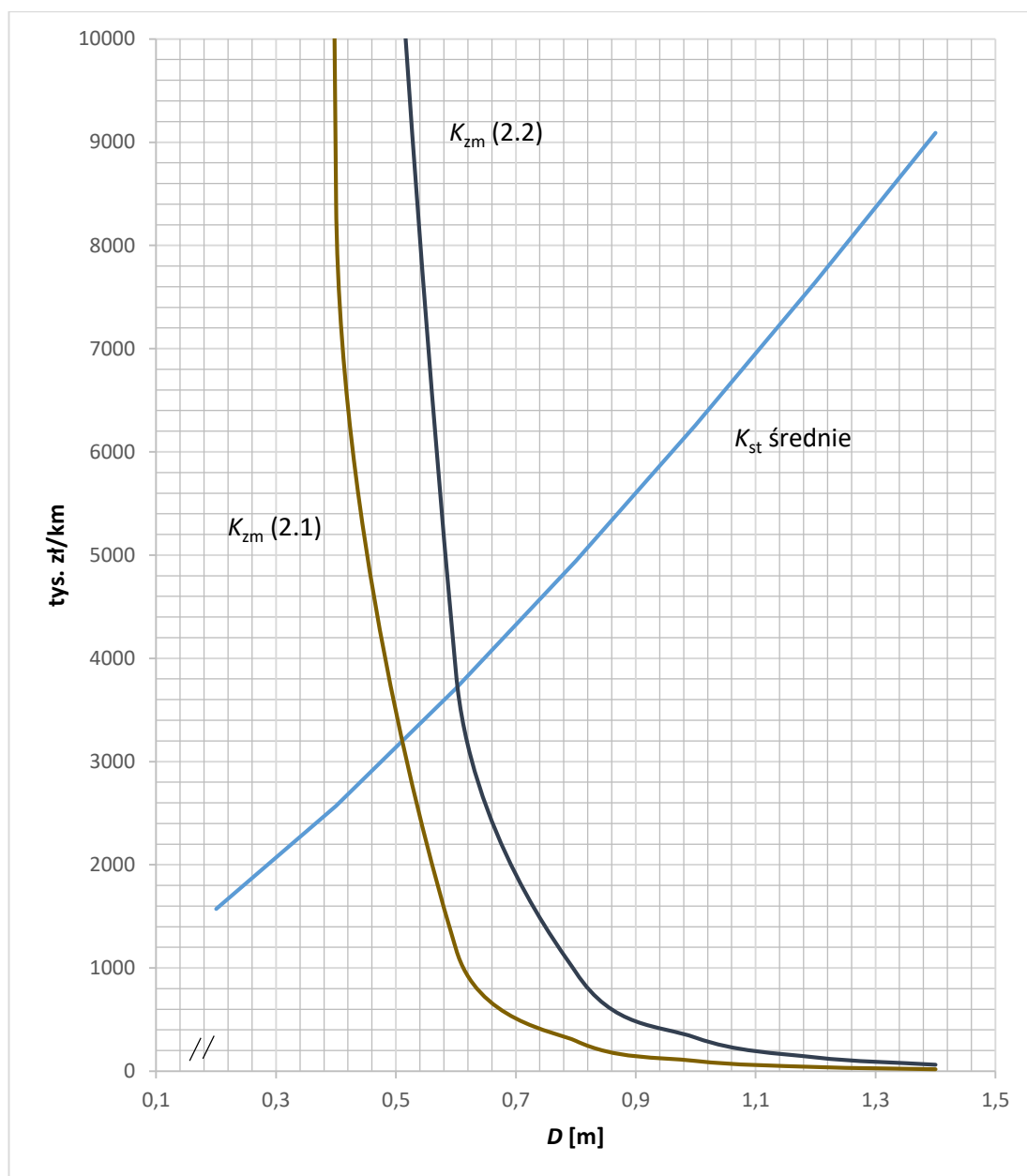
Zatem średnice referencyjne dla gazociągów przesyłowych zawierają się w przedziale $< 0,510; 0,610 >$ odpowiednio dla modeli kosztów zmiennych:

$$K_{zmp_1} = \frac{100}{D^\alpha},$$

$$K_{zmp_2} = \frac{326}{D^\alpha},$$

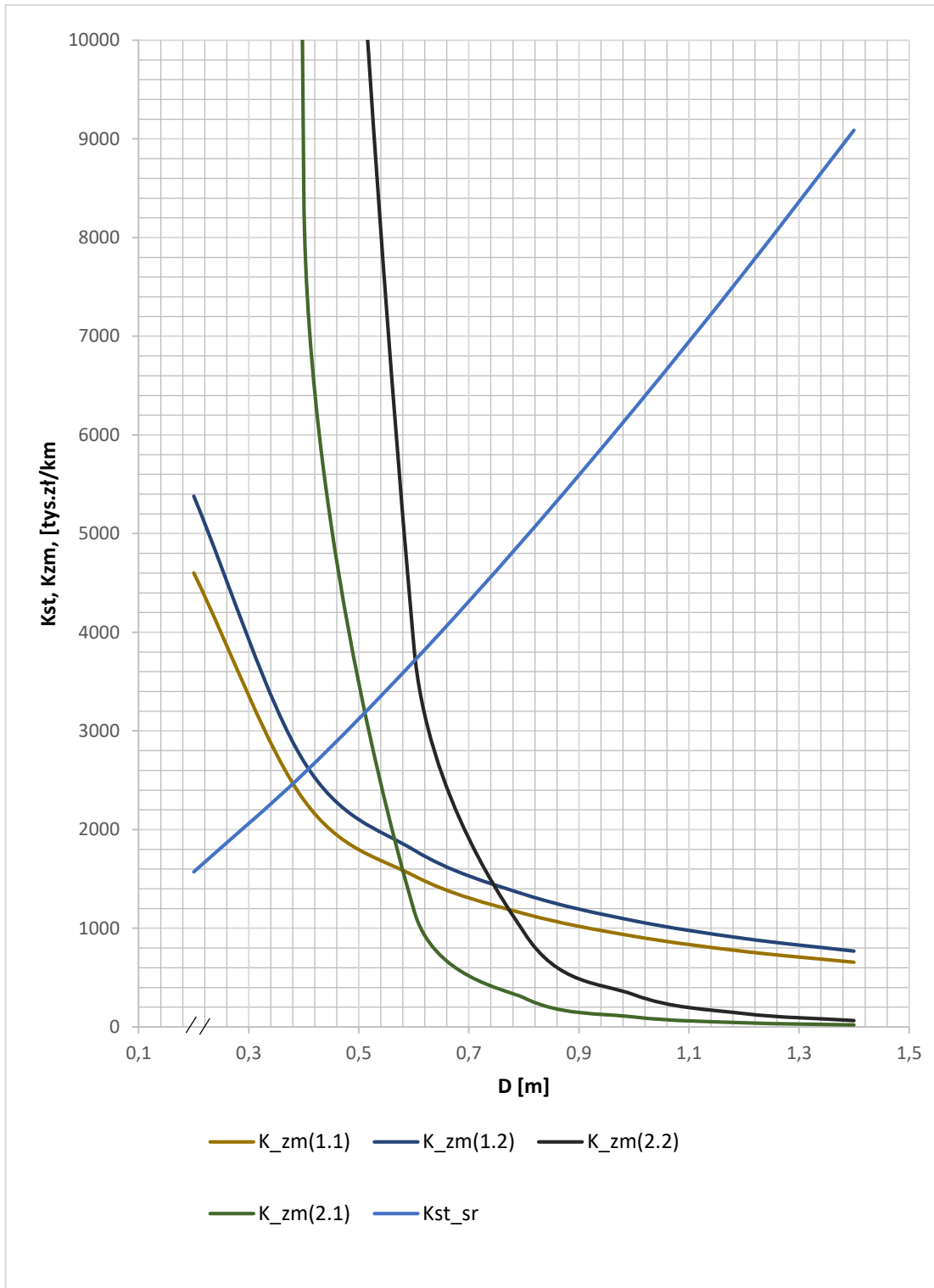
co znajduje odzwierciedlenie na rysunku 3.

Reasumując, dla gazociągów (dystrybucyjnych – d , przesyłowych p) określono średnice referencyjne dla których koszty stałe zrównują się z kosztami zmiennymi. Zbiorną ilustrację powyższej procedury przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 3. Średnice referencyjne dla gazociągów przesyłowych [3]

Fig.2.Reference dimensions for gaseous transmitted pipelines[3]



Rys.4. Wyznaczenie referencyjnej średnicy dla gazociągów dystrybucyjnych, przesyłowych [3]

Fig.4.Calculation of reference dimension for gaseous distributed and transmitted pipelines[3]

Bibliografia

1. Kamrat W. Metody oceny efektywności inwestowania. Gdańsk, Wyd. PG. 2004
2. Kennedy J. L. *Oil and Gas Pipeline Fundamentals*. Tulsa, Oklahoma, Penn Well Publishing Company, 1993
3. Kielak A.: Efektywność transportu rurociągowego paliw gazowych. Rozprawa doktorska, Wydział Mechaniczny PG, Gdańsk , 2019
4. Magda W. Rurociągi podmorskie. Zasady projektowania. Warszawa, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, 2004
5. Nolte C. B. *Optimum Pipe Size Selection*. Clausthal, Germany, Trans. Tech. Publications, 1978
6. Osiadacz A. *Możliwości zmniejszenia kosztów transportu gazu*. Przegląd Gazowniczy, IGG, 2019
7. Stark R., Nichols R. *Matematyczne podstawy projektowania inżynierskiego*. Warszawa, PWN, 1979
8. Źródłowe materiały PGNIG Gazoprojekt S.A. (lata 2008-2017)

Waldemar Kamrat , prof.dr hab.inż. - Katedra Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej

Adam Kielak , mgr inż. – doktorant Wydziału Mechanicznego Politechniki Gdańskiej