

Efektywność transportu rurociągowego paliw gazowych

Cz.2.

The effectiveness of the gaseous fuels pipeline transport

Part 2

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.

2.6. Wybór racjonalnych średnic gazociągów

2.6.1. Uwagi ogólne

W pracach projektowych i studialnych jako metody obliczeń ekonomicznych powinno stosować się metodę kosztów całkowitych (rocznych), funkcjonującą od wielu lat (wraz z późniejszymi zmianami/uzupełnieniami) zarówno w kraju jak i zagranicą, Koszty roczne K obejmują składniki [1]:

$$K = K_{rr} + K_e \quad (5)$$

$$K_{rr} = rK_{nd} = \frac{p(1+p)^N}{(1+p)^N - 1} K_{nd} \quad (6)$$

$$K_e = K_{es} + K_{ez} \quad (7)$$

$$K_{es} = c_p S \quad (8)$$

$$K_{nd} = k_{zn} K_n \quad (9)$$

gdzie: K_{rr} - roczne koszty kapitałowe (inwestycje),

K_e - roczne koszty eksploatacji,

K_{es} - roczne koszty eksploatacyjne stałe,

K_{ez} - roczne koszty eksploatacyjne zmienne,

r - współczynnik kosztów kapitałowych,

p - współczynnik odpisu akumulacyjnego,

N - liczba lat eksploatacji

- r_e - współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych, obejmujących koszty remontów kapitalnych i bieżących, koszty obsługi ze świadczeniami socjalnymi i koszty administracyjne,
- K_{zn} - współczynnik zamrożenia nakładów inwestycyjnych,
- $K_{n=I}$ - całkowite nakłady inwestycyjne bez zamrożenia,
- K_{nd} - zdyskontowane nakłady inwestycyjne z uwzględnieniem zamrożenia w okresie budowy,
- c_p - cena wskaźnikowa paliwa,
- S - roczne zużycie paliwa.

Podstawiając koszty eksploatacyjne z uprzednio przedstawionych wzorów otrzymuje się całkowite koszty roczne jako sumę trzech składników:

$$K = K_{rr} + K_{es} + K_{ez} \quad (6.10)$$

Koszty roczne można również przedstawić jako sumę rocznych kosztów stałych K_s i zmiennych K_z

$$K = K_s + K_z \quad (11)$$

przy czym

$$K_s = K_{rr} + K_{es} \quad (12)$$

$$K_z = K_{ez} \quad (13)$$

Obliczając koszty roczne można dokonać określenia optymalnego wariantu inwestycji, poszukując minimum kosztów rocznych. W Stanach Zjednoczonych często stosowano/stosuje się modyfikację metody kosztów rocznych bez zmiany jej podstawowych zasad [2].

Dla sektora ropy i gazu C.B.Nolte w pracy [5] określił, że całkowity roczny koszt rurociągu K jest sumą rocznego kosztu amortyzacji K_a (koszty stałe) i kosztu rocznego eksploatacji K_e .

Zatem:

$$K = K_a + K_e \quad (14)$$

przy czym

$$K_a = 0,353 (a_r + b_r) (K_{rw} + 1) K_{rI} D^{1,5} \quad (15)$$

- gdzie:
- a - stopa amortyzacji,
 - b_r - wskaźnik konserwacji i utrzymania systemu przesyłowego,
 - K_{rw} - współczynnik określający stosunek kosztów armatury oraz montażu rurociągu do samej rury (np. $K_{rw} = 3,2$),



zaś:

$$K_e = 0,542 \cdot 10^{-1} \cdot \frac{m (\Delta p) Y K_p}{\rho \eta_t} \quad (16)$$

gdzie: m - natężenie masowe przepływu,
 Δp - strata liniowa ciśnienia,
 Y - liczba godzin eksploatacji rurociągu w roku,
 K_p - koszt energii elektrycznej,
 ρ - gęstość transportowanego medium,
 η_t - sprawność wypadkowa systemu tłoczenia rurociągu

Po wprowadzeniu odpowiednich zależności i przeprowadzeniu przekształceń C.B.Nolte uzyskał ostatecznie, że [5]:

$$K_e = 0,718 \cdot 10^{-2} \frac{m^{2,84} \mu_d^{0,16} Y K_p}{D^{4,84} \rho^2 \eta_t}, \quad (17)$$

gdzie: μ_d - współczynnik lepkości dynamicznej medium,

Zatem równanie całkowitych kosztów według Noltego otrzymało ostateczną postać [5]:

$$K = 0,353 (a_r + b_r)(K_{rw} + 1) K_{r_1} D^{1,5} + 0,718 \cdot 10^{-2} \frac{m^{2,84} \mu_d^{0,16} Y K_p}{D^{4,84} \rho^2 \eta_t} \quad (18)$$

Równanie kosztów rocznych zostało wyprowadzone dla warunków amerykańskich (wielkości, jednostki, ceny energii), więc przydatność tak wyprowadzonej formuły do obliczania kosztów rocznych w Polsce (Europie) jest znikoma.

Dla potrzeb niniejszej rozprawy należy zauważyć, że koszty stałe według C.B.Nolte są proporcjonalne do $\sim (D^{1,5})$, zaś koszty zmienne do $\sim (\frac{1}{D^{4,84}})$.

Jak wynika z kwerendy literatury, najlepszy opis metodyki kosztów całkowitych (rocznych) przedstawił A.Osiadacz w pracy [6], gdzie dokładnie opisano klasyfikację kosztów, a mianowicie podzielono koszty na:

1. koszty stałe, które nie zależą od ilości przesyłanego gazu i do których zalicza się:
 - amortyzację,
 - koszty działalności przedsiębiorstwa,
 - podatki,
 - usługi obce,
 - wynagrodzenia,
2. koszty zmienne, które zależą od ilości przesyłanego gazu, do których zalicza się:
 - gaz paliwowy,



- koszty funkcjonowania tłoczni (koszty pracy sprężarek, energii elektrycznej, przeglądów, remontów, opłat środowiskowych).

Udział gazu paliwowego w kosztach zmiennych zależy od ilości transportowanego gazu, liczby pracujących tłoczni stopnia ich obciążenia. Ogólnie koszty zmienne procesu przesyłu gazu to koszty bezpośrednie.

Koszty bezpośrednie – koszty gazu paliwowego używanego do napędu agregatów (silników gazowych, turbin), energii elektrycznej używanej na potrzeby chłodzenia oraz opłat środowiskowych związanych z zanieczyszczeniem środowiska. Dodatkowym kosztem są opłaty związane z emisją CO₂.

W ogólności A. Osiadacz zaproponował [6] funkcje celu tj. minimalizację kosztów rocznych rozumianych jako suma rocznych kosztów eksploatacji i zdyskontowanych kosztów inwestycyjnych rur i sprężarek.

Funkcję celu można zapisać jako [6]:

$$\sum_{i=1}^n \left[(C_e + C_c) K Q_i \left\{ \left(\frac{p_{t_i}}{p_{s_i}} \right)^e - 1 \right\} \right] + \sum_{j=1}^m C_s L_j D_j \quad (19)$$

gdzie: K - współczynniki zawierające odpowiednie wielkości ze wzoru opisującego wartość mocy sprężarek,

n - liczba tłoczni,

m - liczba odcinków rurociągu,

e - c_p/c_v

L_j - długość j-tego odcinka,

D_j - średnica j-tego odcinka,

C_e - koszty eksploatacji,

C_s - koszty inwestycji odcinka rurociągu,

C_c - koszty inwestycji tłoczni.

Według A. Osiadacza rozwiązując tak postawione zadanie optymalizacji, otrzymujemy strukturę, która dla danych wartości zasilania i obciążenia sieci (znajomość długoterminowej prognozy zapotrzebowania na gaz) oraz narzuconych ograniczeń minimalizuje funkcje celu, co oznacza, że minimalizuje koszty inwestycji i ogranicza koszty eksploatacji. Formułując ograniczenia na średnice gazociągów, można zatem zaprojektować system z pożądanym zapasem przepustowości, co czyni go rozwojowym, a jednocześnie „elastycznym hydraulicznie”, a to pozwala na efektywną minimalizację kosztów eksploatacji dla różnych



warunków pracy systemu [6]. Autorzy niniejszej pracy podzielają to stanowisko, wprowadzając do analizy efektywności elementy rachunku optymalizacyjnego w procesach poszukiwania racjonalnych (efektywnych) średnic dla sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Aby „odstroić” się od uwzględnienia długości gazociągów, autorzy stosują jednostkowe koszty inwestycji i jednostkowe koszty zmienne (eksploatacji), do sformułowania równania kosztów rocznych, które będzie analizowane w kolejnej części pracy.

2.6.2. Postać równania jednostkowych kosztów całkowitych gazociągu

Równania kosztów całkowitych gazociągu sformułowano, jak przedstawiono poniżej, zachowując oznaczenia: A – gazociągi dystrybucyjne, B – gazociągi przesyłowe:

$$\mathbf{A1.}: K_{cA1} = 5411 D^{1,25} + 849 + \frac{920}{D},$$

$$\mathbf{A2.}: K_{cA1} = 5411 D^{1,25} + 849 + \frac{1076}{D},$$

$$\mathbf{B1.}: K_{cB1} = 5411 D^{1,25} + 849 + \frac{100}{D^{4,84}},$$

$$\mathbf{B2.}: K_{cA1} = 5411 D^{1,25} + 849 + \frac{326}{D^{4,84}},$$

Dokonując operacji różniczkowania powyższych równań oraz równając

$$\frac{\partial K_c}{\partial D} = 0,$$

otrzymujemy następujące równania:

$$\frac{\partial K_{cA1}}{\partial D} = 1,25 \cdot 5411 D^{0,25} - \frac{920}{D^2}, \quad (20)$$

$$\frac{\partial K_{cA2}}{\partial D} = 1,25 \cdot 5411 D^{0,25} - \frac{1076}{D^2}, \quad (21)$$

$$\frac{\partial K_{cB1}}{\partial D} = 1,25 \cdot 5411 D^{0,25} - \frac{100 \times 4,84}{D^{5,84}}, \quad (22)$$

$$\frac{\partial K_{cB2}}{\partial D} = 1,25 \cdot 5411 D^{0,25} - \frac{326 \times 4,84}{D^{5,84}}, \quad (23)$$

które po przyrównaniu do zera i po przekształceniach przyjmują następującą postać:

$$D_{A1}^{2,25} = 0,136, \quad (24)$$

$$D_{A2}^{2,25} = 0,159, \quad (25)$$

$$D_{B1}^{6,09} = 0,072, \quad (26)$$

$$D_{B2}^{6,09} = 0,235, \quad (27)$$

skąd wyznacza się racjonalne średnice ze względu na minimum kosztów rocznych; po zlogarytmowaniu wyznacza się racjonalne średnice, z punktu widzenia kryterium ekonomicznego tj. jednostkowych całkowitych kosztów rocznych, jak niżej:

$$D_{A1} \approx 0,413\text{m} \rightarrow \text{DN } 400,$$

$$D_{A2} \approx 0,442\text{m} \rightarrow \text{DN } 450,$$

$$D_{B1} \approx 0,649\text{m} \rightarrow \text{DN } 650,$$

$$D_{B2} \approx 0,791\text{m} \rightarrow \text{DN } 800,$$



Po dokonaniu sprawdzenia typu ekstremum, czyli po zróżniczkowaniu pierwszych pochodnych ostatecznie otrzymano:

$$\frac{\partial^2 K_{cA1}}{\partial D^2} = \frac{1693,643}{D^{0,75}} + \frac{1840}{D^3},$$

$$\frac{\partial^2 K_{cA2}}{\partial D^2} = \frac{1693,643}{D^{0,75}} + \frac{2152}{D^3},$$

$$\frac{\partial^2 K_{cB1}}{\partial D^2} = \frac{1693,643}{D^{0,75}} + \frac{2826,560}{D^{6,84}},$$

$$\frac{\partial^2 K_{cB2}}{\partial D^2} = \frac{1693,643}{D^{0,75}} + \frac{9214,586}{D^{6,84}},$$

Dla uzyskanych uprzednio wartości racjonalnych średnic widać, że:

$$\frac{\partial^2 K_{cA1}}{\partial D^2} (0,413) > 0,$$

$$\frac{\partial^2 K_{cA2}}{\partial D^2} (0,442) > 0,$$

$$\frac{\partial^2 K_{cB1}}{\partial D^2} (0,645) > 0,$$

$$\frac{\partial^2 K_{cB2}}{\partial D^2} (0,791) > 0.$$

Zatem skoro elementy hesjanu H_D są dodatnie, zatem funkcja kosztów całkowitych przyjmuje minimum dla obliczonych wartości średnic racjonalnych D . Korzystając z uprzednio wykonanych obliczeń można wyznaczyć w układzie współrzędnych koszty – średnice gazociągów punkty charakterystyczne (bieguny), a mianowicie:

Q_1, Q_2 - dla tak zwanych średnic referencyjnych (punkty zrownania kosztów stałych ze zmiennymi),

P_1, P_2 - dla średnic racjonalnych, wyznaczonych przez „quasi optymalizację” kosztów.

Zachowując przyjętą uprzednio konwencję otrzymujemy:

- dla średnicy referencyjnej gazociągów dystrybucyjnych:

$$Q_{1d} = Q(0,377; 2453),$$

$$Q_{2d} = Q(0,411; 2612),$$

- dla średnicy referencyjnej gazociągów przesyłowych:

$$Q_{1p} = Q(0,510; 4009),$$

$$Q_{2p} = Q(0,610; 4447),$$

oraz



- dla średnic racjonalnych gazociągów dystrybucyjnych:

$$P_{1d} = P(0,413; 4828),$$

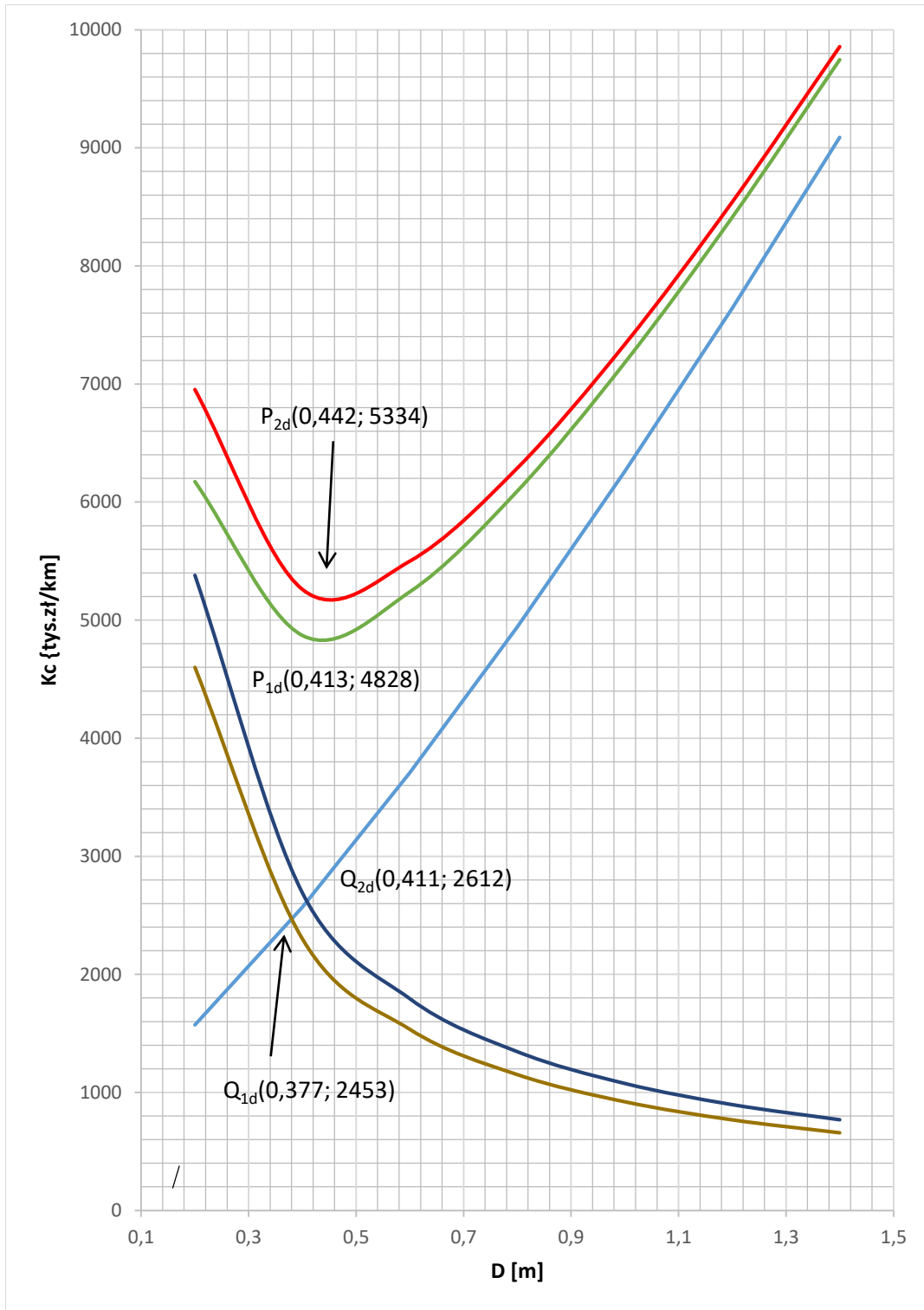
$$P_{2d} = P(0,442; 5334),$$

- dla średnic racjonalnych gazociągów przesyłowych:

$$P_{1p} = P(0,649; 4533),$$

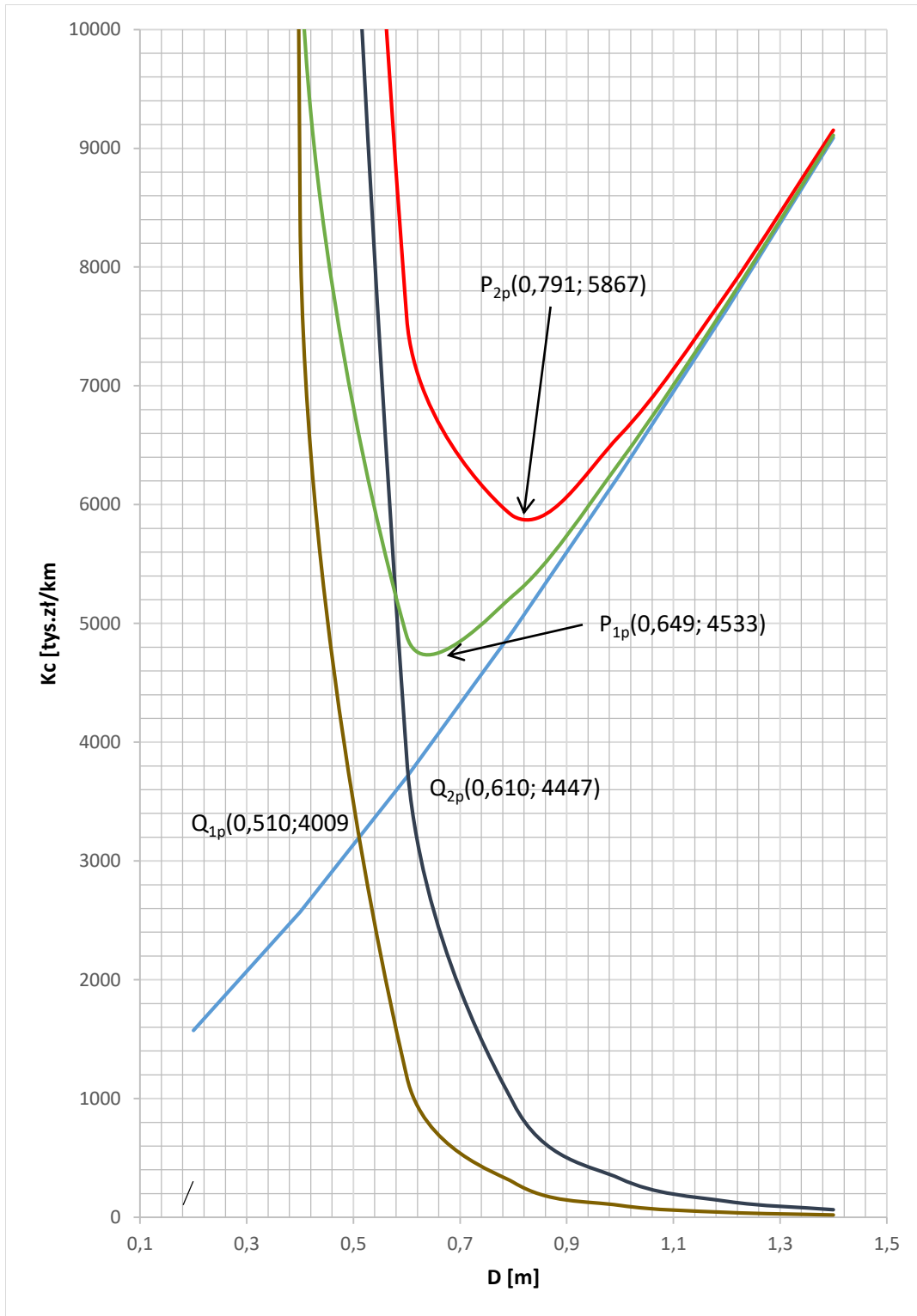
$$P_{2p} = P(0,791; 5867).$$

Graficzne ilustracje przedstawiono na rys. 5 i 6.



Rys. 5. Wykres funkcji kosztów całkowitych dla gazociągów dystrybucyjnych [3]

Fig.5.Total costs function for gaseous distributed pipelines [3]



Rys. 6. Wykres funkcji kosztów całkowitych dla gazociągów przesyłowych [3]

Fig.6.Total costs function for gaseous transmitted pipelines [3]

3. Analiza wyników doboru średnic

Dla określonych uprzednio modeli jednostkowych kosztów całkowitych, po wykonaniu obliczeń wyznaczono referencyjne średnice gazociągów (dystrybucyjnych, przesyłowych), jak zestawiono w tabeli 5 i 6, zachowując przyjęte uprzednio oznaczenia.

Tab. 5. Referencyjne średnice dla gazociągów dystrybucyjnych [3]

Lp	Model kosztów	Średnica D [m]
1	K_{cA1}	0,377
2	K_{cA2}	0,411

Tab. 6.. Referencyjne średnice dla gazociągów przesyłowych [3]

Lp	Model kosztów	Średnica D [m]
1	K_{cB1}	0,510
2	K_{cB2}	0,610

Jak wynika z powyższych tablic, dla gazociągów dystrybucyjnych, zrównanie kosztów stałych ze zmiennymi następuje na poziomie DN 400, zaś dla gazociągów przesyłowych na poziomie średnic DN500, DN600. Należy tutaj zauważyć, że podział polskich istniejących gazociągów ma charakter wyłącznie umowny.

Dla określonych uprzednio modeli kosztów całkowitych, wyznaczono racjonalne średnice ze względu na minimum kosztów całkowitych (rocznych). Wyniki zestawiono w tabeli 7 i 8.

Tab. 7. Racjonalne średnice dla gazociągów dystrybucyjnych [3]

Lp	Model kosztów	Średnica D [m]
1	K_{cA1}	0,413
2	K_{cA2}	0,442



Tab. 8. Racjonalne średnice dla gazociągów przesyłowych [3]

Lp	Model kosztów	Średnica D [m]
1	$K_{c_{B1}}$	0,649
2	$K_{c_{B2}}$	0,791

Zdaniem autorów niniejszej pracy przy projektowaniu gazociągów dystrybucyjnych, po spełnieniu kryteriów technicznych projektowania, należy także uwzględnić kryterium ekonomiczne.

Z obliczeń wykonanych przez autora rozprawy wynika, że średnicą racjonalną ekonomicznie, dla gazociągów dystrybucyjnych powinna być średnica **DN 400, DN 450**. Natomiast dla gazociągów przesyłowych racjonalną średnicą powinna być **DN 800** (wynikająca z obliczeń autora), a nawet **DN 1000**, która przyszłościowo rezerwuje zdolności przesyłowe polskiego systemu przesyłowego gazu, w szczególności gdy brakuje solidnych, rzetelnych prognoz co do przyszłego zapotrzebowania na gaz ziemny.

4. Analiza metodą dynamicznego kosztu jednostkowego

4.1. Uwagi ogólne

Analizę przeprowadzono metodą dynamicznego kosztu DGC, który obejmuje sumę zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych oraz sumę zdyskontowanych kosztów eksploatacji w okresie objętym analizą podzieloną przez zdyskontowaną ilość przepływu gazu w okresie odniesienia.

Dynamiczny koszt jednostkowy DGC wyliczono wg wzoru:

$$DGC = \frac{\sum_{t=1}^n (I_t + Ke_t) a_t}{\sum_{t=1}^n E_t a_t} \quad (28)$$

gdzie :

I_t - nakłady inwestycyjne ponoszone w roku t ,

Ke_t - koszty eksploatacji ponoszone w roku t ,

E_t - przepływ gazu w roku t ,

n - okres obliczeniowy w latach,

a_t - współczynnik dyskontujący.



Kryterium wyboru jest minimalizacja wskaźnika DGC. Analizę dynamicznego kosztu jednostkowego przeprowadzono dla pięciu średnic gazociągu w/c oraz dla trzech poziomów ciśnień roboczych gazociągów (MOP).

Analizę opracowano przy następujących założeniach:

- Długość gazociągu 100 km;
- Ciśnienie na ssaniu tłoczni 3 MPa;
- Ciśnienie tłoczenia związane z maksymalnym wykorzystaniem ciśnienia roboczego gazociągu (5,5; 6,3 i 8,4 MPa);
- Ciśnienie wymagane na końcu gazociągu 3 MPa;
- Stopa dyskonta przyjęta na poziomie 5%;
- Okres eksploatacji 20 lat;
- Nakłady inwestycyjne na realizację gazociągów oszacowane wskaźnikowo;
- Koszty eksploatacji gazociągu – 2,5 % nakładów inwestycyjnych;
- Koszty eksploatacji tłoczni (koszty tłoczenia gazu):
 - koszty stałe – 5 % nakładów inwestycyjnych na tłocznie,

- koszty zmienne – koszt gazu paliwowego do napędu sprężarek .

Do wyliczenia kosztu gazu paliwowego przyjęto cenę gazu w wysokości 0,0772 PLN/kWh (średnioroczna cena referencyjna gazu Gaz-System S.A).

4.2. Wyniki analizy

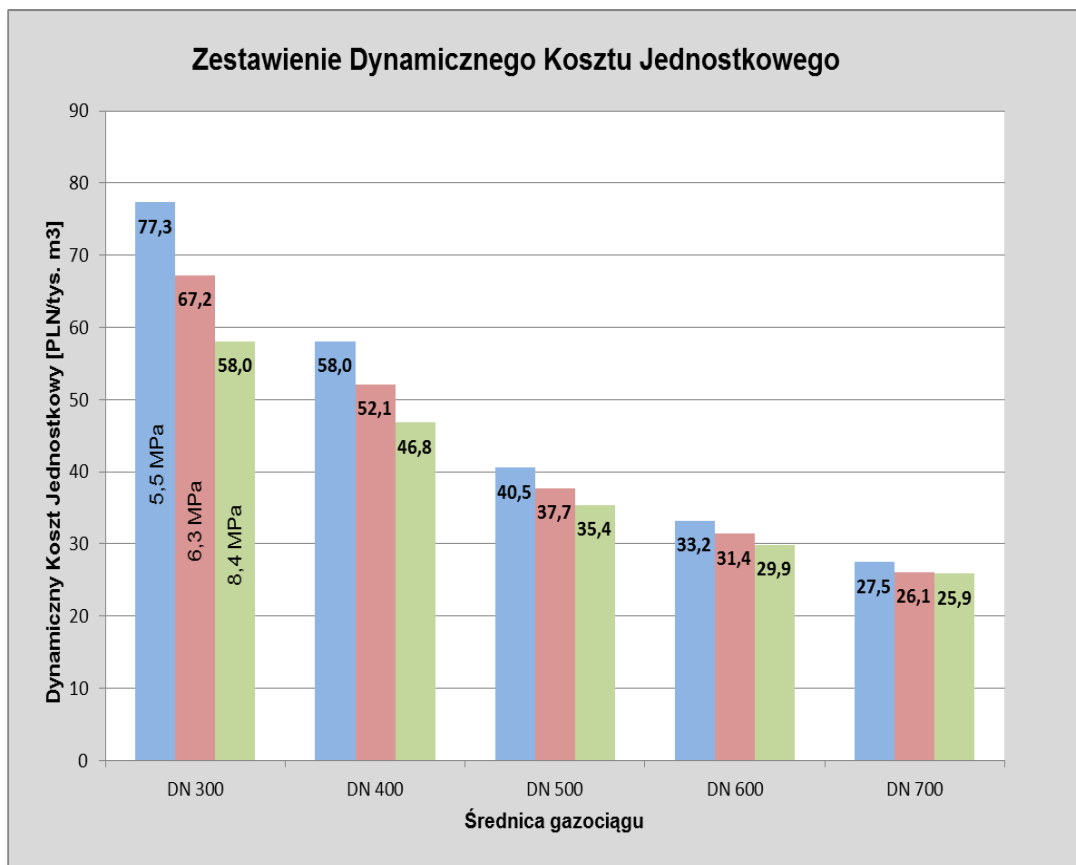
W tabelicy 9 przedstawiono obliczenia przepustowości gazociągów oraz zapotrzebowanie na moc tłoczni i gaz paliwowy dla rozpatrywanych rozwiązań.

Tab. 9. Przepustowość gazociągów [3]

Obliczenia przepustowości gazociągów oraz zapotrzebowanie na moc tłoczni i gaz paliwowy									
Średnica DN	Ciśnienie MOP gazociągu								
	5,5 MPa			6,3 MPa			8,4 MPa		
	Przepu- stowość gazociągu	Wym. Moc sprężania	Gaz paliwowy	Przepu- stowość gazociągu	Wym. Moc sprężania	Gaz paliwowy	Przepu- stowość gazociągu	Wym. Moc sprężania	Gaz paliwowy
	tys. m ³ /h	MW	tys. m ³ /h	tys. m ³ /h	MW	tys. m ³ /h	tys. m ³ /h	MW	tys.m ³ /h
300	67,5	1,60	0,53	81,9	2,40	0,79	117,7	4,93	1,63
400	122,5	2,91	0,96	148,4	4,35	1,44	212,8	8,92	2,95
500	218,6	5,19	1,71	264,5	7,76	2,56	378,6	15,87	5,24

600	356,1	8,45	2,79	430,5	12,63	4,17	615,7	25,81	8,53
700	533,8	12,67	4,19	645,0	18,93	6,25	922,6	36,68	12,78

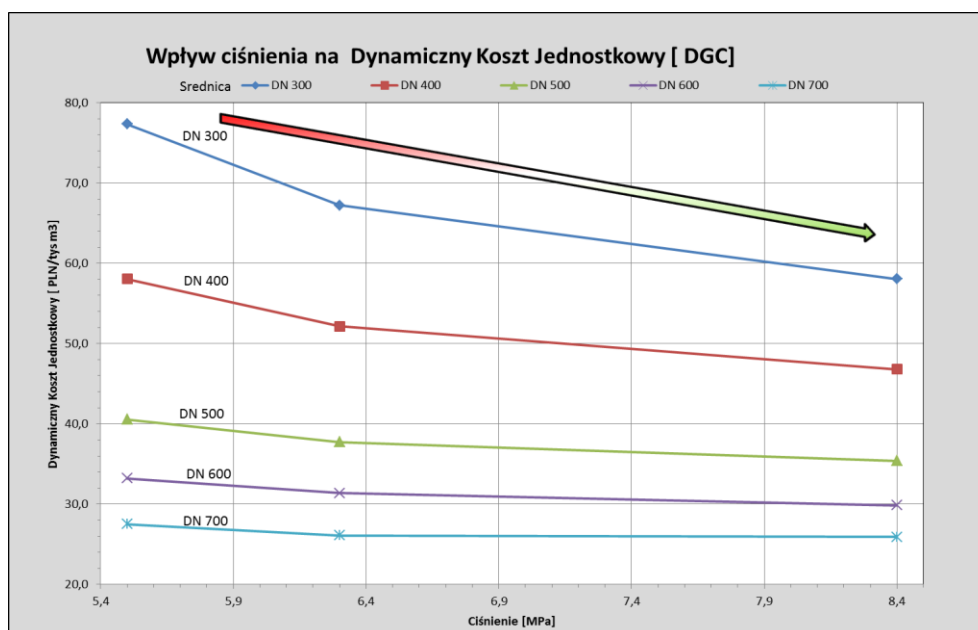
Wyniki analizy przedstawiono w tabeli 10 oraz na rysunkach 7 i 8.



Rys.7.Zestawienie kosztów vs średnice/ciśnienia [3]

Fig.7.Discounted costs specification vs dimensions/pressure [3]





Rys. 8. Wpływ ciśnienia na dynamiczny koszt jednostkowy[3]

Fig.8. Pressure influence on discounted specific total costs [3]

Tab.10. Porównawcze zestawienie DGC[3]

Porównawcze zestawienie DGC [PLN/m ³]				
Wyszczególnienie		Ciśnienie MOP gazociągu		
		5,5 MPa	6,3 MPa	8,4 MPa
Średnica	DN 300	77,3	67,2	58,0
	DN 400	58,0	52,1	46,8
	DN 500	40,5	37,7	35,4
	DN 600	33,2	31,4	29,9
	DN 700	27,5	26,1	25,9

Na podstawie przeprowadzonej analizy można wysnuć następujące wnioski:

- Najniższym Dynamicznym Kosztem Jednostkowym dla wszystkich rozważanych średnic charakteryzuje się realizacja gazociągów o ciśnieniu MOP 8,4 MPa.
- Im wyższe ciśnienie przepływu gazu w gazociągu tym niższy jest średni jednostkowy koszt transportu gazu.

Przeprowadzenie analizy metodą DGC stanowi interesujące wyzwanie dla projektantów gazociągów tym bardziej, że wymaga posiadania baz danych wejściowych z zakresu rachunków kosztów, co jest procesem trudnym i czasochłonnym.

5. Podsumowanie i wnioski końcowe

W pracy przeprowadzono badania możliwości podwyższenia efektywności transportu rurociągowego gazu ziemnego. Przeanalizowano różnorodne aspekty z zakresu procedur projektowania, usystematyzowano zasady doboru średnic gazociągu, zaakcentowano konieczność uwzględnienia kryterium ekonomicznego, jako równie ważnego w stosunku do kryteriów technicznych. Zaproponowano modele określania kosztów kapitałowych (inwestycyjnych) dla gazociągów w oparciu o rzeczywiste dane, pozyskane z PGNIG Gazoprojekt. Zamodelowano również proces określania kosztów zmiennych. Pozwoliło to na określenie równań jednostkowych kosztów całkowitych (rocznych), które poddano „quasi-optimalizacji”, co umożliwiło wyznaczenie tak zwanych średnic racjonalnych dla gazociągów dystrybucyjnych i przesyłowych. Zapewne w tych zastosowanych procedurach (z reguły aproksymujących), zaistnieć mogły przybliżenia wobec wartości rzeczywistych (z czego autorzy zdają sobie sprawę), ale taka jest natura rzeczy, które podlegają procesowi aproksymacji, gdyż nie istnieją zazwyczaj tak zwane rozwiązania dokładne.

Transport rurociągowy paliw gazowych jest procesem złożonym i stosunkowo trudnym. Zaniedbania, uchybienia, niedotrzymywanie wysokiego poziomu jakości już w początkowym stadium – na etapie projektowania gazociągów, kumuluje się z nawiązką w kolejnych etapach/latach.

Dlatego należy szczególnie zadbać o jakość procedur/algorytmów projektowania, aby stworzyć realne szanse/możliwości podwyższenia efektywności przesyłania gazu ziemnego. Jest to bardzo ważne wyzwanie dla praktyki badawczej i praktyki gospodarczej kraju.

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