

Koszty eksploatacji gazowych sieci przesyłowych

Costs of operation of gas transmission networks

Andrzej J. Osiadacz*)

Słowa kluczowe: sieci gazowe, optymalizacja, projektowanie, hydraulika sieci gazowych, zarządzanie ryzykiem.

Streszczenie

W artykule omówiono podstawowe czynniki wpływające na koszty eksploatacji gazowych sieci przesyłowych.

Keywords: gas networks, optimization, design, hydraulics of gas networks, risk management.

Abstract

The article discusses the basic factors influencing the operating costs of gas transmission networks.

1. Wstęp

Budowa/rozbudowa i eksploatacja gazociągów przesyłowych związana jest z wysokimi kosztami, zarówno na etapie inwestycji, jak również eksploatacji. Poprzez odpowiedni dobór struktury oraz geometrii systemu przesyłowego, można uzyskać znaczne zmniejszenie kosztów w fazie budowy, a także stworzyć warunki do efektywnego ekonomicznie zarządzania procesem transportu gazu. Zarówno prawidłowa eksploatacja istniejących systemów gazowniczych, jak również ich rozbudowa, nie może być realizowana bez pomocy nowoczesnej techniki. Prawidłowa eksploatacja sieci to przede wszystkim realizacja dostaw gazu odbiorcom, zgodnie z podpisanymi umowami, przy jednoczesnej minimalizacji szeroko rozumianych kosztów eksploatacji. W przypadku sieci wysokociśnieniowych oznacza to zmniejszenie kosztów eksploatacji agregatów sprężających gaz. Wzrost udziału w zużyciu gazu przez sektor komunalny, powoduje znaczny wzrost nierównomierności poboru gazu. Efektywne sterowanie takim systemem, wymaga zastosowania zaawansowanych metod numerycznych, algorytmów obliczeniowych o dużym stopniu złożoności i odpowiedniej jakości środków technicznych. W sieciach dystrybucyjnych celem podstawowym jest minimalizacja strat gazu, poprzez odpowiedni dobór ciśnienia w węzłach. Innym problemem sieci dystrybucyjnych jest odpowiedni rozkład strumieni w sieci tak, aby minimalizować sumaryczne spadki ciśnień. Z kolei, prawidłowa rozbudowa sieci to wybór wariantu, który spełni warunki przyjętego kryterium kosztów budowy oraz eksploatacji.

Oprogramowanie do obliczania i ewidencji sieci powinno zatem stanowić podstawowe narzędzie pracy służb, odpowiedzialnych za transport i dystrybucję gazu.

Podstawowym elementem oprogramowania, używanego do obliczania sieci, są komputerowe programy, wykorzystujące modele matematyczne elementów sieci. Model matematyczny jest układem równań, który w określony sposób i z określoną dokładnością reprezentuje rzeczywisty system. Model matematyczny jest oczywiście uproszczeniem systemu rzeczywistego ponieważ zawiera tylko te aspekty systemu, które odpowiadają wymaganiom stawianym modelowi.

Budowanie modelu matematycznego polega na określeniu odpowiednich zmiennych a potem sformułowaniu równań, które te zmienne spełniają. Osiąga się to, używając dobrze znanych praw fizyki, takich jak prawo zachowania masy, momentu i energii oraz określonych równań uzupełniających. Na przykład, przy przepływie gazu przez rurę, powszechnie używa się empirycznego współczynnika aby wyrazić efekt oporu przepływu stwarzanego przez powierzchnię wewnętrzną rury.

Modele można klasyfikować zgodnie z założeniami, przyjętymi przy ich tworzeniu. Jeżeli system ma zmienne, które zmieniają się w sposób ciągły w czasie, to należy używać modeli dynamicznych, opisywanych równaniami ogólnie różniczkowymi. Jeżeli zmienne nie są funkcją czasu, wtedy należy stosować model statyczny opisywany równaniami algebraicznymi. Wybór modelu zależy od konkretnej sytuacji. Na przykład, w sieci gazowej niskiego ciśnienia, zmiany wartości ciśnienia i przepływu są bardzo szybkie. Są one pomijane w większości rozpatrywanych przypadków, stąd stosowanie modeli stanu ustalonego – równań algebraicznych. W przypadku sieci wysokiego ciśnienia dynamika przepływającego gazu jest znacznie wolniejsza, ze względu na ogromne ilości gazu zmagazynowane w rurociągach. Pominięcie jej prowadziłoby do dużych błędów w opisie zjawiska. Stąd konieczność stosowania modeli matematycznych w postaci równań różniczkowych.

Opracowywane w oparciu o modele matematyczne, oprogramowanie podzielić można na dwie grupy:

- programy symulacyjne,
- programy optymalizacyjne.

Głównym celem stosowania programów symulacyjnych jest badanie zachowania się sieci gazowych w określonych warunkach. Rozwiązanie określonego układu równań algebraicznych lub różniczkowych opisujących sieć, dla założonych obciążeń i parametrów zasilania sieci, da nam odpowiedź na pytania dotyczące wartości ciśnień lub przepływów w wybranych punktach lub fragmentach sieci.

Programy optymalizacyjne z kolei umożliwiają znalezienie takich warunków pracy systemu lub takich struktur, w których wartość wskaźnika określającego aspekt ekonomiczny lub techniczny tego procesu lub tej struktury będzie ekstremalizowana a jednocześnie

*) Andrzej J. Osiadacz, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej

parametry pracy układu nie przekroczą narzuconych na nie ograniczeń. Na przykład, optymalizacja tłoczni polega na takim dobraniu parametrów jej pracy (liczby włączonych maszyn oraz parametrów pracy każdej z nich) aby zminimalizować sumaryczne koszty eksploatacji, przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń narzuconych np. na prędkości obrotowe.

2. Etap projektowania

Liczba tłoczni, ich lokalizacja, parametry pracy każdej tłoczni, długości odcinków, oraz średnice rurociągów powinny być określone na podstawie kosztów realizacji inwestycji oraz późniejszych kosztów eksploatacji. Proces doboru tych parametrów powinien odbywać się z wykorzystaniem tzw. algorytmów projektowania. Zastosowanie takich narzędzi, wspomagających pracę inżyniera projektanta, prowadzi do powstania projektu sieci, który spełnia wymagania sformułowanej funkcji celu (wskaźnik określający efektywność zaprojektowanych rozwiązań) jak również uwzględnia ograniczenia eksploatacyjne i techniczne. Ze względu na to, że budowa i eksploatacja gazociągów wysokiego ciśnienia związana jest z wysokimi kosztami, logicznym wydaje się przyjęcie za wskaźnik efektywności kosztów realizacji powstałego projektu, zamortyzowanych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. W związku z tym algorytm projektowania jest procedurą, która minimalizuje podczas działania przyjęty wskaźnik, uwzględniając m. in. wymogi eksploatacyjne stawiane przez późniejszych użytkowników sieci (zakres dopuszczalnych ciśnień, prędkości przepływu gazu i stopni sprężania).

Narzędziem matematycznym wykorzystywanym do rozwiązywania tego typu problemów jest optymalizacja. Istnieje wiele działających algorytmów optymalizacyjnych, lecz stopień skomplikowania problemu narzuca konieczność zastosowania najbardziej „elastycznych” procedur (pod względem możliwości obliczeniowych), a co za tym idzie wykorzystujących mocno rozbudowany aparat matematyczny.

Rozważmy jakiego typu zmienne pod względem matematycznym występować będą w rozpatrywanym problemie oraz jakiego typu jest sam problem. Długości odcinków gazociągu i ciśnienia w węzłach sieci mogą zmieniać się w sposób ciągły, w narzuconych przez projektanta granicach. Średnice natomiast powinny zmieniać się w sposób skokowy, przyjmując wartości dyskretne, wynikające z oferowanych przez producentów średnic handlowych. Wszystkie zmienne powiązane są ze sobą nieliniowym równaniem przepływu

$$Q = 0,036 \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{Z \rho T L A}} \quad (1)$$

gdzie:

p_1 – ciśnienie na początku odcinka gazociągu [bar],

p_2 – ciśnienie na końcu odcinka gazociągu [bar],

L – długość rurociągu [m],

λ – współczynnik strat liniowych,

D – średnica [m],

Q – przepływ [m^3/h],

ρ – gęstość względna gazu w stosunku do powietrza,

A – pole przekroju gazociągu [m^2],

Z – współczynnik ściśliwości gazu,

R – indywidualna stała gazowa [$J/kg K$],

T – temperatura gazu [K].

a w przypadku sieci o oczkowej strukturze także II prawem Kirchoffa. Funkcja celu jest również zależnością nieliniową (patrz wzór 3). Tak więc oryginalne zadanie jest problemem programowania nieliniowego z nieliniowymi ograniczeniami i zmiennymi typu mieszane. Pamiętajmy też o tym, że średnice należy wybierać ze zbioru dyskretnego. Jest to trudne do rozwiązania zadanie, wymagające bardzo skomplikowanego aparatu matematycznego. Często dąży się

do uproszczenia problemu, kosztem dokładności matematycznego opisu zadania, traktując średnice jako wartości zmieniające się w sposób ciągły. Przy tak sformułowanym zadaniu, w wyniku obliczeń otrzymamy wartości średnic, które nie będą zgodne z wartościami oferowanymi przez producentów. Należy wówczas do zasadniczej procedury obliczeniowej dołączyć algorytm optymalizacji dyskretnej, pozwalający na wyznaczenie rzeczywistych średnic lub, w przypadku małych sieci, dobrać średnice o odpowiednich wartościach, posługując się intuicją i doświadczeniem inżynierskim.

Funkcja celu jest określona jako minimum kosztów, rozumianych jako roczne koszty eksploatacji tłoczni oraz zdyskontowane koszty inwestycyjne rur i sprzężarek. Zakłada się, że sprzężarki pracują z temperaturą wejściową równą temperaturze otoczenia. Wartość mocy sprzężarek opisana jest zależnością:

$$N_e = \frac{10^{-6} n p_N Q_N Z T_s}{\eta_m (n-1) T_N} \left(\left(\frac{p_1}{p_s} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \quad (2)$$

gdzie:

n – wykładnik politropy,

p_N – ciśnienie w warunkach normalnych 101325 Pa,

Q_N – przepływ gazu w warunkach normalnych [m^3/h],

T_s – temperatura gazu na ssaniu,

T_N – temperatura w warunkach normalnych 273.15 K,

p_s – ciśnienie na ssaniu [Pa],

p_1 – ciśnienie na tłoczeniu [Pa],

η – sprawność mechaniczna sprzężarki,

N_e – moc sprzężarki [MW].

Przyjmuje się założenie, że roczne koszty inwestycyjne i eksploatacji tłoczni są wprost proporcjonalnie do jej mocy a roczne koszty inwestycyjne dla każdego odcinka rurociągu zależą od długości i średnicy rury.

Według [1] funkcja celu jest postaci:

$$f = \sum_{i=1}^n \left[(C_i + C_c) K Q_i \left(\left(\frac{p_{i+1}}{p_i} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \right] + \sum_{j=1}^m C_j L_j D_j \quad (3)$$

gdzie:

K – współczynniki zawierające odpowiednie wielkości ze wzoru

n – liczba tłoczni,

m – liczba odcinków rurociągu,

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.

Rozwiązując tak postawione zadanie optymalizacji otrzymujemy strukturę, która dla danych wartości zasilania i obciążenia sieci, przy znajomości długoterminowej prognozy zapotrzebowania na gaz oraz narzuconych ograniczeń, minimalizuje funkcję celu, co oznacza, że minimalizuje koszty inwestycji oraz ogranicza koszty eksploatacji. Formułując ograniczenia na średnice gazociągów, można zaprojektować system z żądanym zapasem przepustowości, co czyni go rozwojowym a jednocześnie „elastycznym hydraulicznie”, a to pozwala na efektywną minimalizację kosztów eksploatacji dla różnych warunków pracy systemu.

Chropowatość powierzchni wewnętrznej gazociągu ma istotny wpływ na spadek ciśnienia, a zatem wzrostu kosztów eksploatacji systemu przesyłowego. Bezwzględna chropowatość jest funkcją materiału rury, lat eksploatacji oraz rodzaju transportowanego gazu. Stosowanie powłok wewnętrznych w gazociągach w sposób zasadniczy zmniejsza opory przepływu, a tym samym zwiększa przepustowość. Nakłady inwestycyjne, związane z nałożeniem powłoki wewnętrznej, rekompensowane są zyskiem, związanym ze zwiększeniem przepustowości. Przy założeniu realizacji zadania inwestycyjnego, polegającego na budowie gazociągu o określonej średnicy i jak największej przepustowości, okres zwrotu inwestycji

cji jest znikomy w stosunku do okresu użytkowania gazociągu. Nakładanie powłok wewnętrznych to zmniejszenie nakładów inwestycyjnych poprzez:

- zmniejszenie liczby stacji przetłoczeniowych lub mocy zainstalowanej w tłoczniach przy zachowanej przepustowości,
- dla znacznie zmniejszonych oporów przepływu możliwe zmniejszenie ciśnienia roboczego gazociągu, a co za tym idzie zmniejszenie grubości ścianki stosowanych rur,
- znaczne zmniejszenie ilości zanieczyszczeń w strumieniu gazu takich jak: cząstki rdzy czy zgorzeli,
- sposobność rozważenia zmniejszenia nakładów na stację filtrów w stacji przetłoczeniowej,
- znaczne zmniejszenie częstotliwości czyszczenia wnętrza rurociągów za pomocą tłoków. Przyjmując przepływ turbulentny w rurociągu oraz wzór (4) na obliczanie współczynnika oporu hydraulicznego, strumień objętości gazu obliczamy wg [5]:
- dla rury stalowej bez pokrycia wewnętrznego z zależności (5),
- dla rury stalowej z powłoką wewnętrzną z zależności (6).

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 4 \log \left[\frac{3,7D}{k} \right] \quad (4)$$

$$Q_s = 0,036 \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{Z_{pTL}}} \sqrt{\frac{1}{\lambda_s}} \quad (5)$$

$$Q_p = 0,036 \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{Z_{pTL}}} \sqrt{\frac{1}{\lambda_p}} \quad (6)$$

gdzie:

- k – współczynnik chropowatości bezwzględnej, indeks s oznacza rurę bez pokrycia wewnętrznego, indeks p oznacza rurę z pokryciem wewnętrznym.

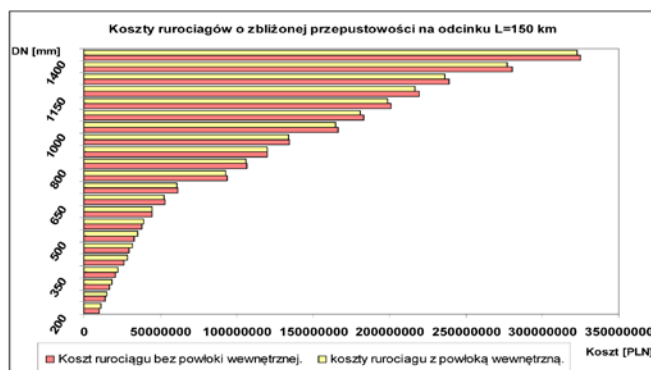
Po przekształceniach otrzymamy zależność (7) z której wynika, o ile wzrośnie przepustowość rurociągu z powłokami wewnętrznymi w stosunku do rurociągu surowego.

$$\frac{Q_p}{Q_s} = \sqrt{\frac{\lambda_s}{\lambda_p}} \quad (7)$$

Z kolei równanie (8) mówi o przyroście przepływu dzięki pokryciom wewnętrznym.

$$\frac{Q_p - Q_s}{Q_s} = \frac{\log \frac{k_s}{k_p}}{\log \frac{3,7D}{k_s}} \quad (8)$$

Na rys. 1 przedstawiono koszty rurociągów o zbliżonej przepustowości dla $L=150$ km, bez powłoki wewnętrznej i z powłoką wewnętrzną.



Rys. 1. Koszty rurociągów o zbliżonej przepustowości – $L=150$ km [3]

Fig. 1. Costs of pip elines with similar capacity – $L=150$ km)

Powyższy wykres wskazuje, iż powyżej średnicy DN 600 koszt rurociągu z powłoką wewnętrzną jest niższy niż 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 wymóg zachowania minimalnej grubości ścianki rury ze zależności od jej średnicy wg PN-EN 10208-2:1996.

Analizując różne warianty budowy lub modernizacji istniejącej sieci gazowej należy pamiętać o zależności przepustowości gazociągu od jego średnicy[3]:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \sqrt{\frac{\lambda_1}{\lambda_2} \cdot \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^5} \quad (9)$$

gdzie:

Q_1, Q_2 – przepustowość gazociągu w zależności od średnic D_1 i D_2 [$\frac{m^3}{h}$],

D_1, D_2 – średnice nominalne gazociągu [m],

λ_1, λ_2 – współczynniki oporów liniowych [-].

Z powyższych wzorów wynika, że jeśli $\lambda_1 = \lambda_2$ to stosunek przepustowości gazociągów jest wprost proporcjonalny do stosunku średnic do potęgi 2,5, a odwrotnie proporcjonalny do pierwiastka kwadratowego ze stosunku współczynników oporów liniowych.

Jeśli przyjmiemy że $D_1=0,5$ m a $D_2=0,7$ m oraz że $\lambda_1=\lambda_2$ to $Q_2/Q_1=2,31$.

Łatwo zatem ocenić efekt ekonomiczny, wynikający z doboru określonej średnicy rury. Większa średnica rury to mniejszy spadek ciśnienia, większa przepustowość, niższe koszty eksploatacji, większa akumulacyjność.

Pamiętajmy, że przepustowość rurociągu równa jest przepustowości odcinka o najmniejszej średnicy. Analizując gazociągi połączone szeregowo należy zwrócić uwagę na elementy ograniczające zdolność przesyłową systemu tzw. wąskie gardła. Są to fragmenty sieci gazowej, w których występuje większa średnica rurociągu w porównaniu z odcinkiem poprzednim i następnym. Na tych odcinkach sieci o mniejszej średnicy dochodzi do dodatkowego spadku ciśnienia, a tym samym do wzrostu prędkości. W tych miejscach następuje dodatkowa strata mocy. Wąskie gardła zmniejszają akumulacyjność systemu i czynią system zdecydowanie droższy w eksploatacji.

3. Etap eksploatacji

Koszty działalności operatora sieci gazowej dzieli się na:

Koszty stałe, które nie zależą od ilości przesyłanego gazu, do których zalicza się:

- amortyzację,
- koszty działalności przedsiębiorstwa,
- podatki,
- usługi obce,
- wynagrodzenia.

Koszty zmienne, które zależą od ilości przesyłanego gazu, do których zalicza się:

- gaz paliwowy,
- koszty funkcjonowania tłoczni (koszty pracy sprzężarek, energii elektrycznej, przeglądów, remontów, opłat środowiskowych).

Udział gazu paliwowego w kosztach zmiennych jest uzależniony od ilości transportowanego gazu, liczby pracujących tłoczni i stopnia ich obciążenia.

Ogólnie, koszty zmienne procesu przesyłu gazu możemy podzielić na: koszty bezpośrednie – koszty gazu paliwowego zużywanego do napędu agregatów (silników gazowych, turbin), energii elektrycznej zużywanej na potrzeby chłodzenia oraz opłat środowiskowych, związanych z zanieczyszczeniem środowiska. Dodatkowym kosztem są opłaty związane z emisją CO_2 .

Z przeprowadzonych analiz wynika, że koszty gazu paliwowego stanowią zdecydowaną większość kosztów bezpośrednich transportu gazu ponoszonych przez operatorów.

Według danych Transco, roczne koszty paliwa turbin pracujących w systemie przesyłowym Wielkiej Brytanii, wynoszą rocznie ponad

40 mln. funtów, co stanowi ponad 70% całkowitych kosztów energii zużywanej przez operatora. Dane American Gas Association mówią, że koszty pracy sprężarek stanowią do 50% kosztów eksploatacji przeciętnego przedsiębiorstwa transportu gazu. To wyjaśnia celowość stosowania algorytmów optymalizacji.

Jednym z kluczowych zadań operatora systemu przesyłowego jest minimalizacja kosztów transportu gazu. Polega ona przede wszystkim na minimalizacji kosztów tłoczenia gazu, poprzez minimalizację kosztów paliwa zużywanego w stacjach przetłoczeniowych.

Głównymi elementami stacji przetłoczeniowej są sprężarki gazu i ich napędy, chłodnice gazu, filtry i odwadniacze gazu, orurowanie, armatura zaporowa. W stacjach przetłoczeniowych gazu ziemnego, zazwyczaj stosowane są dwa typy sprężarek: tłokowe i odśrodkowe. Sprężarki tłokowe zwykle są napędzane silnikami elektrycznymi lub silnikami tłokowymi, natomiast sprężarki odśrodkowe są napędzane turbinami gazowymi lub silnikami elektrycznymi. Sterowanie tłoczniami polega na takim wyborze parametrów pracy tłoczni (liczba pracujących maszyn oraz parametry pracy każdej maszyny) ,aby dla zadanych wartości ciśnienia ssania, tłoczenia oraz przepływu przez tłocznie zminimalizować zużycie paliwa, przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń eksploatacyjnych. W praktyce, oznacza to sterowanie wybranym parametrem pracy maszyny, np. prędkością obrotową, w przypadku turbiny napędzającej sprężarkę odśrodkową lub prędkością obrotową silnika i martwymi przestrzeniami sprężarki tłokowej w przypadku sprężarki tłokowej. Koszty paliwa do napędu sprężarek są funkcją mocy sprężarek, która z kolei zależy od stopnia sprężania oraz wartości temperatury na wejściu tłoczni.

Wiadomym jest, że czym niższa temperatura gazu na wyjściu tłoczni tym niższe koszty transportu gazu, spowodowane mniejszymi stratami ciśnienia przy przepływie przez gazociąg. Bardzo istotną rzeczą jest aby temperatura gazu na wyjściu tłoczni była funkcją m.in. temperatury otoczenia, ilości transportowanego gazu, odległości od następnej tłoczni oraz poziomu ciśnienia w gazociągu. Jest bardzo ważne aby koszty chłodzenia gazu nie przewyższały zysków z obniżonych kosztów transportu.

Aby efektywnie sterować gazowym systemem przesyłowym (wyposażonym np. w sprężarkę odśrodkową i turbiny gazowe) minimalizując koszty transportu, należy posiadać matematyczne modele maszyn przepływowych, które łatwo wprowadzić do obliczeń symulacyjnych i optymalizacyjnych. Dotyczy to modelu sprężarki odśrodkowej, umożliwiającego wyznaczenie sprawności procesu sprężania w różnych warunkach pracy systemu, modelu matematycznego turbiny gazowej ,umożliwiającego określenie sprawności turbozespołu oraz zużycia paliwa przy nominalnym i częściowym obciążeniu maszyn, oraz modelu matematycznego chłodnicy wentylatorowej gazu, umożliwiającego wyznaczenie wydajności chłodnicy i zapotrzebowania na energię elektryczną w różnych warunkach pracy systemu.

Znajomość charakterystyk sprężarki i turbiny jest niezbędna z punktu widzenia prowadzenia ruchu. To samo dotyczy tłoczni, wyposażonych w sprężarki tłokowe napędzane silnikami spalinowymi lub elektrycznymi. Niezbędna jest analiza nowoczesnych technologii konwersji strumienia ciepła odpadowego z turbiny gazowej na moc chłodniczą lub moc elektryczną. Wykorzystanie ciepła odpadowego w stacji przetłoczeniowej, w celu obniżenia kosztów tłoczenia, jest zagadnieniem stosunkowo nowym. Istnieją przykłady zastosowań tej technologii, np. w Stanach Zjednoczonych i w Kanadzie. Ogólnie, biorąc pod uwagę istniejące na świecie rozwiązania w zakresie odzysku ciepła do chłodzenia gazu na wyjściu tłoczni, dostępne są następujące dwie technologie:

- produkcja energii elektrycznej do zasilania wentylatorów w chłodnicach powietrznych, z wykorzystaniem organicznego obiegu Rankine'a,
- zastosowanie chłodziarek absorpcyjnych zasilanych gazem ziemnym.

W przypadku pierwszej metody, do napędu wentylatorów w chłodnicach powietrznych gazu wykorzystywana jest energia elektryczna, produkowana w generatorze napędzanym przez turbinę organicznego obiegu Rankine'a.

Organiczny czynnik roboczy pozwala na pracę przy niższych temperaturach górnego źródła ciepła, którym jest ciepło spalin z turbiny gazowej o temperaturze około 490°C, w porównaniu z tradycyjną siłownią parową. Jako czynniki robocze, wykorzystuje się szereg związków organicznych, np. pentan, zależnie od ilości dostępnego ciepła i temperatury źródła.

Wadą rozwiązań polegających na zastosowaniu chłodnic wentylatorowych jest to, że dostępna moc chłodnicza jest funkcją temperatury powietrza wykorzystywanego w procesie chłodzenia. Ponadto, z uwagi na fakt, że czynnikiem chłodniczym jest powietrze, temperatura gazu na wyjściu tłoczni zależy od temperatury powietrza. Zaletą metody, opartej na wykorzystaniu chłodziarki absorpcyjnej, jest niezależność temperatury czynnika chłodniczego od temperatury powietrza, ponieważ czynnikiem chłodniczym jest woda lodowa.

Algorytmy optymalizacji, których celem jest ekstremalizacja określonego wskaźnika jakości, wymagają znajomości aktualnych zależności wiążących określone wielkości ruchowe z wielkościami opisującymi efektywność eksploatacji maszyn. Należy pamiętać o tym, że systemy techniczne, w miarę upływu czasu eksploatacji, zużywają się – następuje ich stopniowa degradacja, która wpływa na zmianę parametrów roboczych systemu/maszyny.

Przez degradację w systemach mechanicznych rozumiemy stopniową utratę właściwości konstrukcyjnych i/lub funkcjonalnych elementów systemów mechanicznych, lub nawet w efekcie całego systemu. Precyzując dalej, utrata ta będzie się objawiać jako zmiana (przyrost, ubytek) właściwości mechanicznych i/lub geometrycznych elementów systemu, wykraczająca poza założone im przez konstruktora tolerancje. Zmiany te pojawiają się jako skutek funkcjonowania obiektu/systemu w swym środowisku i interakcji energetycznych zewnętrznych, a w szczególności wewnętrznych.

Konieczna jest zatem okresowa weryfikacja i modyfikacja charakterystyk roboczych maszyn w tłoczni gazu.

W zagadnieniach sterowania i symulacji systemem gazowniczym punktem wyjściowym jest model matematyczny, opisujący przepływ gazu. Dotyczy to zarówno stanów ustalonych jak i nieustalonych.

Przepływom płynów lepkich przez przewody zamknięte towarzyszy dyssypacja energii, ujawniająca się w spadku ciśnienia wzdłuż przewodu. Parametrem określającym wartość strat ciśnienia jest współczynnik oporu hydraulicznego λ , który ogólnie jest funkcją jakości wewnętrznej powierzchni rurociągu oraz charakteru przepływu.

Jakość wewnętrznej powierzchni rurociągu zależy m.in. od sposobu kontroli stanu powierzchni. Najefektywniejszą metodą jest stosowanie tłoków czyszczących i inspekcyjnych(inteligentnych).

Stosowanie tłoków czyszczących, umożliwia utrzymanie projektowanej przepustowości, poprzez usuwanie zanieczyszczeń odkładających się na wewnętrznej ścianie rurociągu. Zanieczyszczenia powodują wzrost oporów liniowych, które wywołują straty energetyczne w przepływającym gazie. Konsekwencją jest spadek zdolności przepustowej rurociągu.

Badania diagnostyczne tłokami inteligentnymi, pozwalają uzyskać szczegółowe dane o stanie technicznym rurociągu. Informacje te, po przetworzeniu przez specjalistyczne oprogramowanie komputerowe, umożliwiają w krótkim czasie, dostęp do wiarygodnych danych o lokalizacji miejsc potencjalnych zagrożeń, takich jak: uszkodzenia mechaniczne, deformacje przewodu, stan korozji i pomiar jej postępu. Dane te, ułatwiają operatorowi podejmowanie decyzji, czy i w jakim zakresie konieczny jest remont danego odcinka. Ogranicza to możliwość powstania awarii, która mogłaby

spowodować przerwanie dostaw gazu. Dostęp do szczegółowych informacji o każdym fragmencie przewodu, umożliwi zmniejszenie częstotliwości bezpośredniej kontroli rurociągów w terenie, co pozwala zmniejszyć koszty eksploatacyjne systemu. Zastosowanie łożków inteligentnych, pozwala zlokalizować najbardziej krytyczne miejsca, wpływające na bezpieczeństwo pracy rurociągu i przeprowadzić niezbędne naprawy. Pozwala to na wydłużenie czasu eksploatacji starzejącego się rurociągu, bez ograniczeń parametrów jego pracy np.: ograniczanie ciśnienia aby zminimalizować liczbę awarii i straty gazu na skutek nieszczelności.

Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/18/UE z dnia 4 lipca 2012 r., w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z substancjami niebezpiecznymi, „Prowadzący zakłady powinni być objęci ogólnym obowiązkiem podejmowania wszelkich niezbędnych środków, w celu zapobiegania poważnym awariom, zmniejszania i usuwania ich skutków”. Jak wynika z Dyrektywy, obowiązkiem także operatora gazowego jest określenie potencjalnego poziomu ryzyka swojej działalności, a co za tym idzie, przedsięwzięcie niezbędnych środków zapobiegawczych i ograniczających ryzyko. Wynika z tego, że operator systemu, przesyłowego powinien wdrożyć system zarządzania ryzykiem eksploatacji sieci gazowej. Ryzyko to skumulowany efekt prawdopodobieństwa niepewnych zdarzeń, które mogą korzystnie lub niekorzystnie wpływać na realizację projektu, jakim jest budowa i eksploatacja sieci gazowej. Zasadniczym problemem jest ustalenie optymalnego poziomu ryzyka[2]. Można oczekiwać, że zbyt duże ryzyko prowadzi do wzrostu liczby awarii sieci. Z drugiej strony, obniżenie ryzyka wiąże się ze wzrostem kosztów jego minimalizacji.

Zarządzanie ryzykiem jest to podejmowanie decyzji i realizacja działań, prowadzących do osiągnięcia przez podmiot akceptowalnego poziomu ryzyka. W praktyce zarządzanie ryzykiem utożsamiane jest z procesami diagnozy i sterowania ryzykiem, których celem jest intencjonalne zapewnienie stabilnych wyników finansowych oraz stworzenie uwarunkowań dalszego rozwoju

Bardzo istotnym elementem, zarówno sterowania jak również budowy/rozbudowy systemu transportu gazu, jest prognoza zapotrzebowania na gaz o różnych horyzontach czasowych.

Prognoza krótkookresowa – prognoza budowana na taki odcinek czasu, w trakcie którego w prognozowanym zjawisku zachodzą tylko zmiany ilościowe.(godziny, doba, dni).

Prognoza średniookresowa – dotyczy odcinka czasu, w którym oczekuje się, że w prognozowanym zjawisku występują zmiany ilościowe i niewielkie jakościowe(miesiąc, rok).

Prognoza długookresowa – budowana jest na odcinek czasu, w którym mogą występować zmiany zarówno ilościowe jak i jakościowe (kilka lat).

Trafna prognoza różnych zjawisk w przyszłości przekłada się na wymierne korzyści materialne w gospodarce. Wiarygodna informacja dotycząca wielkości poboru gazu przez odbiorców w przyszłości, pozwala na optymalne przygotowanie parametrów pracy systemu transportu gazu, gwarantujących ograniczenie kosztów eksploatacji. Jednocześnie pozwala na dostawę gazu zgodnie z ustalonymi parametrami. Prognozy zużycia gazu ziemnego powinny być wykonywane, zarówno w skali makro dla całego kraju, jak również w odniesieniu do systemu przesyłowego czy dystrybucyjnego. Składnikiem niezbędnym do osiągnięcia sukcesu w prognozowaniu zapotrzebowania na gaz jest dostęp do danych historycznych o odpowiedniej jakości oraz dostępność do odpowiednich danych bieżących. Prognozowanie zapotrzebowania na gaz jest procesem trudnym i wymagającym dużej wiedzy, zaś opracowanie poprawnych modeli prognostycznych, gwarantujących odpowiednią jakość informacji, wymaga zastosowania złożonych narzędzi. Praktyka wykazuje, że dobre prognozy to warunek konieczny prawidłowego rozwoju systemów transportowych, a także efektywnego nimi zarządzania.

4. Wnioski

Transport gazu jest procesem skomplikowanym, kosztochłonnym, bardzo ważnym dla gospodarki kraju oraz jego obywateli. Przy dużej staranności procesu budowy/rozbudowy systemu transportu gazu oraz dzięki nowoczesnym metodom zarządzania systemem, istnieją możliwości znacznego obniżenia kosztów eksploatacji.

LITERATURA:

- [1] Edgar T.F., D.M. Himmelblau .1988. „Optimization of Chemical Processes” McGraw-Hill Book Company, NY.
- [2] Osiadacz Andrzej J., Andrzej Rudzki .2020. „Metoda oceny poziomu ryzyka eksploatacji sieci gazowych”GWITS (3).
- [3] Shashi Menon E. 2005.” Gas Pipeline Hydraulics” Taylor & Francis, NY.
- [4] Tarnawska Paulina.2014.” Zasadność ekonomiczna stosowania wewnętrznych pokryć gazociągu” Praca magisterska, WIBHiŚ, Politechnika Warszawska.
- [5] Walden Henryk, Jerzy Stasiak.1971.” Mechanika cieczy i gazów” Arkady, Warszawa.