

Tadeusz Kwilosz

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Algorytm prognozowania i optymalizacji kosztów sprężania gazu podczas eksploatacji PMG

W ostatnich latach wszystkie podziemne magazyny gazu zostały wyposażone w stacje sprężania po stronie odbioru gazu. Pozwoliło to zwiększyć pojemność czynną magazynu i poprawić jego eksploatację w szerszym zakresie ciśnień. Wadą takiego rozwiązania jest wzrost kosztów magazynowania gazu. W celu zminimalizowania kosztów sprężania gazu można zastosować odpowiednio opracowany dla zainstalowanego układu sprężania gazu program eksploatacji PMG. W artykule zaprezentowano algorytm pozwalający na optymalizację pracy podziemnego magazynu gazu w celu obniżenia kosztów sprężania gazu. Metoda optymalizacyjna została opracowana dla fazy odbioru gazu z PMG, podczas której zastosowano jego sprężanie. Analityczny model odbioru gazu z PMG połączono z modelem sprężania gazu dostarczanego do systemu przesyłowego. Analizowaną funkcją celu jest sumaryczne zużycie energii przez sprężarkę podczas odbioru zadanej ilości gazu z PMG. Wynikiem zastosowanej metody jest ustalenie optymalnych parametrów odbioru i sprężania gazu. Dla ilustracji opracowanego algorytmu zamieszczono wyniki obliczeń rozwiązania zagadnienia optymalizacyjnego dla przykładowego PMG. Wykorzystano dane pochodzące z jednego z podziemnych magazynów gazu w Polsce (PMG-TEST). Rzeczywiste dane związane z parametrami pracy PMG-TEST oraz wartości dotyczące charakterystyki sprężarki zostały zaburzone w celu utrudnienia identyfikacji rzeczywistej instalacji magazynowej i nieuprawnionego wykorzystania danych. Obliczenia wykonano przy użyciu arkuszy kalkulacyjnych Ms Excel. Algorytm jest prosty w zastosowaniu i daje, po uprzednim skalibrowaniu, możliwość szybkiego wyznaczenia optymalnego trybu pracy sprężarek na dowolnej instalacji magazynowania gazu. W ostatnich latach nastąpił rozwój prac dotyczących automatycznego przetwarzania danych związanych z eksploatacją PMG. Mimo to podczas eksploatacji polskich magazynów gazu nie wykorzystuje się systemów informatycznych optymalizujących koszty pracy stacji sprężania gazu. Opracowana metoda jest odpowiedzią na liczne pytania instytucji zajmujących się magazynowaniem gazu, dotyczące optymalizacji kosztów magazynowania gazu, w tym kosztu wykorzystania urządzeń sprężających.

Słowa kluczowe: PMG, optymalizacja, sprężanie gazu.

The algorithm for forecasting and gas compression cost optimization during underground gas storage exploitation

At present, all underground gas storage facilities are equipped with gas compression stations. The gas compression station allows to increase the UGS active volume and use storage in a wider range of pressure. Increase of the storage services cost is the main disadvantage of this solution. In order to minimize the gas compression costs, a UGS operation program, appropriately developed for the installed gas compression system, should be used. The article presents an algorithm for determining optimal exploitation of underground gas storage due to the minimal cost of gas compression. The optimization method was developed for the gas production phase during the winter season. During the withdrawal season gas is delivered to the transmission system by using a compression station. An analytical model of gas withdrawn from a UGS combined with a model of gas delivered by a compression station to the gas pipeline system was applied. Cost of the compression fuel used during the withdrawal season is the target function. The aim of the analyzed function is to minimize the cost of the compression fuel during the withdrawal and injection season. For illustration of the developed algorithm, the results of calculations of the optimization solution for the sample UGS are included. The calculations were made using Ms Excel spreadsheets equipped with an implemented optimization algorithm.

Key words: UGS, optimization, gas compression.

Wstęp

Od 2015 roku wszystkie podziemne magazyny gazu (PMG) w Polsce są wyposażone w stacje sprężania gazu. Część z nich (Mogilno, Kosakowo, Husów, Strachocina) wykorzystuje stację sprężania gazu, zarówno podczas fazy zatłaczania, jak i odbioru gazu. W 2015 roku przeprowadzone zostały próby (z pozytywnym skutkiem) odbioru i zatłaczania gazu na PMG Wierzchowice, a od sezonu 2016/2017 odbiór i zatłaczanie gazu na PMG Brzeźnica odbywały się z udziałem sprężarek. Korzyści z takiego trybu eksploatacji PMG są wielorakie. Dzięki systemom sprężającym można zwiększyć udział pojemności czynnej PMG bez zmiany jego pojemności buforowej. Możliwe jest przyłączenie instalacji napowierzchniowej PMG do punktów zdawczo-odbiorczych o wyższym ciśnieniu, co sprawia, że usługa magazynowa może być świadczona dla większej liczby odbiorców [3, 14]. Możliwe jest również przeznaczenie na poszczególnych PMG większych części pojemności czynnej na tzw. zapas obowiązkowy. Przyczynia się do tego fakt, że gaz wchodzący w skład zapasu obowiązkowego powinien być odebrany w czasie nie dłuższym niż 40 dni [4, 13]. Zastosowanie urządzeń sprężających umożliwia zwiększenie

tempa odbioru gazu z tak utworzonego zapasu. Niestety wyżej wymienione udogodnienia posiadają zasadniczą wadę. Praca sprężarek generuje znaczące koszty [5, 7, 9, 15]. W związku z tym można określić parametry pracy PMG i systemu gazowniczego, przy których koszty eksploatacji sprężania gazu podczas fazy odbioru będą optymalne – jak najniższe.

Głównym celem pracy było opracowanie algorytmu optymalizującego wykorzystanie stacji sprężania gazu na PMG podczas fazy odbioru gazu ze względu na koszt pracy sprężarek. Jednocześnie uzyskano dodatkową możliwość prognozowania kosztów sprężania gazu w zależności od przyjętych parametrów technicznych i ekonomicznych. Opracowany algorytm został zaimplementowany w postaci arkusza kalkulacyjnego MS Excel wraz z oprogramowanymi makrami i przetestowany na kontrolnym zestawie danych. W ostatnich latach nastąpił rozwój prac dotyczących automatycznego przetwarzania danych związanych z eksploatacją PMG [11, 12]. Mimo to podczas eksploatacji polskich magazynów gazu nie wykorzystuje się systemów informatycznych optymalizujących koszty pracy stacji sprężania gazu.

Założenia do modelu odbioru gazu z PMG przy udziale systemu sprężającego

Modelowany system odbioru gazu z PMG widziany jest w tym przypadku jako układ trzech elementów: podziemnego magazynu gazu (w postaci złoża gazu lub systemu kawern wypełnionych gazem), systemu sprężania gazu (w postaci jednej lub kilku sprężarek) oraz systemu gazociągów – reprezentowanego (logicznie) przez punkt zdawczo-odbiorczy. Projektując taki model, należało uwzględnić produktywność PMG pracującego w danych warunkach: złożo-odwierty, moc i wydajność systemu sprężania gazu oraz możliwości przesłania gazu do systemu gazowniczego przez zadany punkt zdawczo-odbiorczy.

W wykonanym opracowaniu do modelowania pierwszego elementu omawianego systemu wykorzystano, wcześniej

opracowany w Zakładzie Podziemnego Magazynowania Gazu INiG – PIB, deterministyczny model prognozowania pracy PMG [8]. Algorytm ten powstał w oparciu o analityczny model prognozowania wydobywania gazu z PMG, wykorzystujący równania bilansu materiałowego i statystycznie skalibrowane krzywe spadku ciśnienia gazu.

Procedury zastosowanego modelu zostały zaimplementowane w postaci makr arkusza kalkulacyjnego EXCEL. Wszystkie dane użyte w obliczeniach oparte są na rzeczywistych danych jednego z PMG w Polsce i (dla utrudnienia identyfikacji magazynu i nieuprawnionego wykorzystania danych) zaburzone czynnikiem skalującym.

Model prognozowania dobowego wydobywania gazu z PMG

Model prognozowania wydajności odbioru gazu z PMG i dostarczenia go do punktu zdawczo-odbiorczego został opisany w opublikowanej pracy [8]. Opiera się on na wyliczeniu wydajności odwiertów, które to zależą od ciśnienia odbioru oraz od innych czynników odwiertowo-złożowych. Wydajność każdego odwiertu można traktować jako wypadkową dwóch funkcji, z których pierwsza jest funkcją dopływu gazu do odwiertu w wyniku występowania depresji na spodzie odwiertu (*inflow*), a druga wprowadza ograniczenia spowodowane oporami przepływu gazu w odwiercie (*outflow*) [1, 2, 9].

Wydajność odwiertu jest wartością uzyskaną z „przecięcia” wymienionych krzywych. Wydajność odbioru gazu wyliczana jest w kolejnych krokach czasowych przy zastosowaniu procedury rekurencyjnej.

Danymi wejściowymi modelu są:

- pojemność całkowita PMG V_c [m³],
- projektowana wartość odbioru gazu Q_c [m³/d],
- ciśnienie złożowe przed rozpoczęciem fazy odbioru P_p [MPa],
- ciśnienie złożowe po zakończeniu fazy odbioru P_k [MPa],

- współczynniki korelacji pomiędzy ciśnieniem dennym P_{ds} a głowicowym P_{gs} , a_p , b_p ,
- współczynniki korelacji pomiędzy ciśnieniem odbioru P_{odb} a pojemnością całkowitą V_c , a_s , b_s ,
- współczynniki korelacji wydajności poszczególnych odwiertów z depresją na dnie odwiertów a_i , b_i , $i = 1..l_{odw}$,
- graniczne wartości pojemności całkowitej, dla której spodziewane jest wyłączenie odwiertu ze względu na jego zawodnienie $V_{off,i}$ [m^3], $i = 1..l_{odw}$,
- maksymalny dobowy odbiór gazu PMG Q_{max} [m^3/d],
- maksymalny dobowy odbiór gazu z odwiertów $Q_{max,i}$ [m^3/d], $i = 1..l_{odw}$.

Algorytm realizowany jest w pętli, w której na kolejne kroki czasowe (1 krok = 1 doba) wyliczane jest sumaryczne wydobycie gazu Q_d z odwiertów oraz zmiana ciśnienia złożowego na

skutek zmiany pojemności czynnej. W dalszej kolejności następuje wyliczenie dobowych wartości odbioru gazu (w jednostkach energii) na podstawie objętości wydobytego gazu i średniego ciepła spalania gazu suchego, zarejestrowane dla danej doby gazowej. Jako kryterium zakończenia obliczeń przyjęto krok czasowy, w którym zrealizowany jest program odbioru gazu lub wykonana liczba kroków czasowych przekroczyła maksymalną zadana wartość. Parametry wejściowe modelu, takie jak współczynniki korelacji użyte w funkcjach opisujących zmienne modelu, zostały wyznaczone na podstawie statystycznych zależności uzyskanych z danych historycznych pracy PMG.

Opisywany wyjściowy model został opracowany dla wariantu odbioru gazu z PMG bez jego sprężania. Zatem symulowane ciśnienie odbioru P_{odb} było jednocześnie ciśnieniem w punkcie zdawczo-odbiorczym systemu gazowniczego.

Moc i pobór energii sprężarek

Model prognozowanego odbioru gazu z PMG i przesłania go do systemu gazowego został uzupełniony o moduł związany z użyciem sprężarki. Ostatnim elementem zastosowanego uprzednio modelu (bez sprężania gazu) był punkt zdawczo-odbiorczy o prognozowanym ciśnieniu odbioru P_{odb} . W aktualnym modelu pomiędzy instalacją napowierzchniową obejmującą głowice odwiertów i punktem zdawczo-odbiorczym dodano dwa logiczne punkty: wejścia (ssanie) i wyjścia (tłoczenie) sprężarki. Ciśnienie odbioru gazu z PMG P_{odb} jest teraz tożsame z ciśnieniem ssania P_{ss} sprężarki. Ciśnienie tłoczenia P_{tl} – rejestrowane na wylocie ze sprężarki – musi przewyższać ciśnienie w punkcie zdawczo-odbiorczym systemu gazowniczego P_{pzo} .

Przyjęto następujące założenia:

- w systemie sprężającym pracuje jedna sprężarka tłokowa jednostopniowa,
- obliczając moc teoretyczną sprężarki, zakłada się, że pracuje ona bez przestrzeni szkodliwej – różnicy pomiędzy ilością gazu zasysaną do cylindra a objętością skokową cylindra,
- sprężanie gazu odbywa się według przemiany politropowej, a współczynnik politropy k jest szacowanym parametrem modelu.

Teoretyczna moc sprężania dla przyjętych założeń, według Flanigana [6], obliczana jest ze wzoru:

$$H = sk \cdot Q \cdot Z_{ss} \cdot T_{ss} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_{tl} \cdot Z_{ss}}{P_{ss} \cdot Z_{tl}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (1)$$

gdzie:

H – teoretyczna moc sprężania gazu [kW],

Z_{ss} , Z_{tl} – współczynniki ściśliwości gazu w punkcie ssania i tłoczenia [MPa],

P_{tl} , P_{ss} – ciśnienie ssania i tłoczenia [MPa],

Q – wydajność tłoczenia gazu [tys. m^3/d],

k – współczynnik politropy,

sk – stała charakterystyczna dla sprężarki.

Po przekształceniu wzoru (1) do postaci:

$$\frac{H \cdot (k-1)}{Q \cdot Z_{ss} \cdot T_{ss} \cdot k} = sk \left[\left(\frac{P_{tl} \cdot Z_{ss}}{P_{ss} \cdot Z_{tl}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (2)$$

wyrażenie po prawej stronie (2) można zastąpić modelem liniowym:

$$\frac{H \cdot (k-1)}{Q \cdot Z_{ss} \cdot T_{ss} \cdot k} = a + b \cdot \left(\frac{P_{tl} \cdot Z_{ss}}{P_{ss} \cdot Z_{tl}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (3)$$

Wyrażenie

$$S = \frac{P_{tl}}{P_{ss}} \quad (4)$$

nazywane jest sprężem.

Po zastąpieniu

$$m = \frac{k-1}{k} \quad (5)$$

ostatecznie otrzymujemy model obliczania mocy sprężarki:

$$H = \left[a + b \cdot \left(S \frac{Z_{ss}}{Z_{tl}} \right)^m \right] \cdot \frac{Q \cdot Z_{ss} \cdot T_{ss}}{m} \quad (6)$$

o nieznanymi parametrach: a , b i m .

Nieznane parametry modelu można oszacować, rozwiązując zagadnienie optymalizacyjne:

$$\text{Min} \left(\sum_{i=1}^{np} \|H_r(i) - H_m(i)\| \right) \quad (7)$$

gdzie:

$H_r(i)$ – rzeczywiste wartości mocy sprężania gazu zmierzone podczas pracy sprężarki [kW],

$H_m(i)$ – wartości mocy sprężania wyliczone z modelu przy uwzględnieniu odpowiadających im pomiarów wydajności tłoczenia gazu oraz ciśnień ssania i tłoczenia [kW].

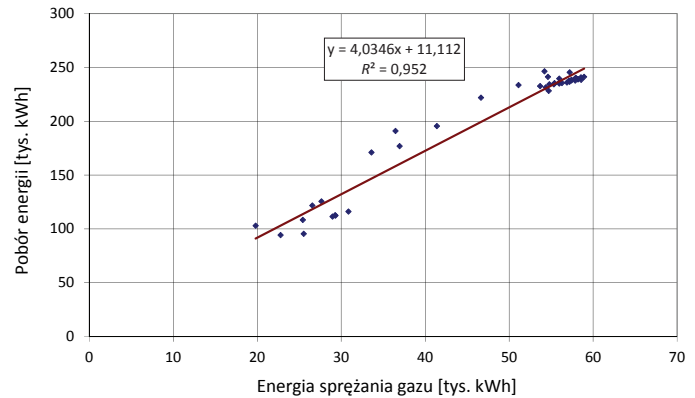
W celu przetestowania rozwiązania opisywanego zagadnienia optymalizacyjnego i tym samym oszacowania nieznanymi współczynników funkcji opisanej wzorem (6) posłużono się danymi pochodzącymi z raportu z rozruchu i prób ruchowych sprężarki zainstalowanej na PMG, będącym źródłem danych dla tego opracowania, nazywanym dalej dla ułatwienia PMG-TEST. Po rozwiązaniu problemu optymalizacyjnego opisanego formułą (7) na danych testowych wyliczono nieznanne współczynniki a , b i m . Po podstawieniu ich do wzoru (6) otrzymano:

$$H = \left[0,00876 + 0,0000779 \cdot \left(S \frac{Z_{ss}}{Z_{tl}} \right)^{5,015} \right] \cdot \frac{Q \cdot Z_{ss} \cdot T_{ss}}{5,015} \quad (8)$$

Po podstawieniu wartości $m = 5,014$ do wzoru (5) otrzymujemy współczynnik politropy $k = 1,249$. Wyliczone współczynniki funkcji (5) ($a = 0,00876$, $b = 0,0000779$ i $m = 5,015$) zostaną wykorzystane do określenia mocy sprężarki w przykładzie obliczeniowym wykonanym do przetestowania opracowanej metody. Miarą dokładności dopasowania modelu do danych pomiarowych jest odchylenie standardowe składnika resztkowego $s_r = 59,53$ kW.

Rzeczywisty pobór energii sprężarki podłączonej do konkretnej instalacji magazynowej jest trudny do oszacowania (możliwy do określenia jedynie na podstawie charakterystyki sprężarki określonej przez producenta). Na PMG-TEST rejestrowano zużycie energii sprężarki podczas odbioru gazu. Na użytek tego opracowania zbadano korelację pomiędzy średnimi dobowymi wartościami mocy sprężarki a dobowym poborem energii. Próba dopasowania funkcji liniowej dała pozytywny rezultat (rysunek 1). Współczynnik korelacji Pearsona $R^2 = 0,95$ świadczy o istotnej zależności między badanymi wartościami. Otrzymane współczynniki funkcji liniowej zostaną wykorzystane do wyliczenia poboru mocy sprężarki w przykładzie obliczeniowym wykonanym do przetestowania opracowanej metody.

Jak już wcześniej wspomniano, proces odbioru gazu z rozpatrywanego PMG odbywa się w ten sposób, że odbierany jest gaz z magazynu z wydajnością odbioru Q zależną od wcześniej opisanych czynników złożowych i własności produkcyjnych odwiertu oraz ciśnienia odbioru, które w tym modelu jest ciśnieniem ssania sprężarki P_{ss} . Aby dostarczyć gaz do



Rys. 1. Średni dobowy pobór energii sprężarki vs dobową moc sprężania gazu

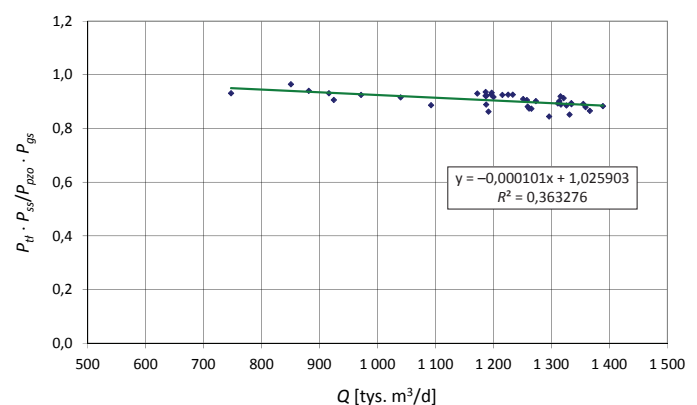
systemu gazowniczego z tą samą wydajnością Q sprężarka powinna pracować z tak dobraną mocą, aby ciśnienie tłoczenia P_{tl} uzyskane na wylocie sprężarki o odpowiednią wartość przewyższało ciśnienie w punkcie zdawczo-odbiorczym P_{pzo} . W tym punkcie realizacji algorytmu obliczania mocy sprężarki znana jest wydajność tłoczenia Q , średnie ciśnienie głowicowe odwiertów P_{gs} , ciśnienie ssania P_{ss} , ciśnienie w punkcie zdawczo-odbiorczym P_{pzo} i nieznanne jest ciśnienie tłoczenia P_{tl} , które należy obliczyć. Na podstawie analizy rzeczywistych danych z cyklu odbioru gazu z PMG-TEST można stwierdzić, że istnieje korelacja liniowa pomiędzy wyliczoną wielkością wyrażenia $P_{tl} \cdot P_{ss} / P_{pzo} \cdot P_{gs}$ a wydajnością odbioru (tłoczenia) Q (rysunek 2).

$$\frac{P_{tl} \cdot P_{ss}}{P_{pzo} \cdot P_{gs}} = a_t \cdot Q + b_t \quad (9)$$

Przekształcając to wyrażenie, otrzymujemy ciśnienie tłoczenia P_{tl} .

$$P_{tl} = (a_t \cdot Q + b_t) \cdot \frac{P_{pzo} \cdot P_{gs}}{P_{ss}} \quad (10)$$

Wyliczone wartości współczynników a_t i b_t również zostaną wykorzystane w przykładzie obliczeniowym.



Rys. 2. $P_{tl} \cdot P_{ss} / P_{pzo} \cdot P_{gs}$ vs Q

Optymalizacja kosztów sprężania gazu

Znane są przykłady rozwiązania zagadnienia optymalizacyjnego związanego z minimalizacją zużycia energii elektrycznej na tłoczniach gazu [10]. Zasadniczym zagadnieniem, będącym celem tej pracy, jest opracowanie metody optymalizacji wydobywania gazu z PMG z wykorzystaniem sprężania gazu ze względu na minimalny koszt pracy sprężarki. Przyjęto założenie, że koszt sprężania gazu jest proporcjonalny do zużycia energii przez sprężarkę podczas sprężania gazu. Koszty stałe pracy sprężarki zostały pominięte, gdyż są czynnikiem addytywnym i nie wpływają na wynik procesu optymalizacji. Można zatem przyjąć, że koszt sprężania gazu wyraża się w jednostkach energii. Założenie to jest czysto formalne i pozwala posługiwać się tak określonym pojęciem kosztu bez potrzeby przeliczania zużytej energii na jej koszt rzeczywisty.

Przyjęto następujące założenia:

- sumaryczne wydobywanie gazu z PMG Q_c w czasie fazy odbioru jest z góry założoną wielkością stałą,
- sumaryczny dobowy odbiór gazu z PMG ograniczony jest wielkością Q_{max} ,
- liczba dni odbioru gazu jest ograniczona wartością t_{max} ,

- moc sprężarki ograniczona jest z dołu i z góry przez wartości H_{min} i H_{max} .

Jednym z parametrów wpływających na wydajność odbioru gazu z PMG jest ciśnienie odbioru, które jest jednocześnie ciśnieniem ssania sprężarki P_{ss} . Zmniejszając lub zwiększając różnicę między średnim ciśnieniem głowicowym P_{gs} a ciśnieniem ssania P_{ss} można zwiększyć lub zmniejszyć wydajność wydobywania gazu z PMG. Zmieniając ciśnienie ssania, można zatem sterować wydajnością odbioru gazu z PMG. Podczas zmiany ciśnienia ssania, aby zatłoczyć do systemu gazowniczego odebraną z PMG ilość gazu, zmienia się ciśnienie tłoczenia P_{tl} oraz moc sprężarki H .

Proponowany algorytm optymalizacyjny polega na tym, że w każdym jego kroku zmieniana jest (o czynnik addytywny) prognozowana wielkość ciśnienia ssania i na tej podstawie wyliczany jest sumaryczny koszt sprężania gazu w fazie jego odbioru z PMG (wartości funkcji celu zagadnienia optymalizacyjnego). Przebieg funkcji zmiany ciśnienia ssania (charakterystyka ciśnienia ssania), dla której funkcja celu osiągnie najmniejszą wartość, jest rozwiązaniem zagadnienia optymalizacyjnego.

Przykład zastosowania metody

Opracowaną metodę przetestowano na danych pochodzących z jednego z podziemnych magazynów gazu w Polsce (PMG-TEST). Rzeczywiste dane dotyczące parametrów pracy PMG-TEST oraz wartości związane z charakterystyką sprężarki zostały zaburzone w celu utrudnienia identyfikacji rzeczywistej instalacji magazynowej i nieuprawnionego wykorzystania danych. Przyjęto następujące założenia:

- sumaryczna ilość odebranego gazu z PMG-TEST $Q_c = 90$ mln m^3 ,
- maksymalne dobowe wydobywanie gazu z PMG-TEST $Q_{max} = 1100$ tys. m^3/d ,
- maksymalna liczba dni odbioru gazu z PMG-TEST $t_{max} = 150$ dni,
- minimalna moc sprężarki $H_{min} = 100$ kW,
- maksymalna moc sprężarki $H_{max} = 3000$ kW.

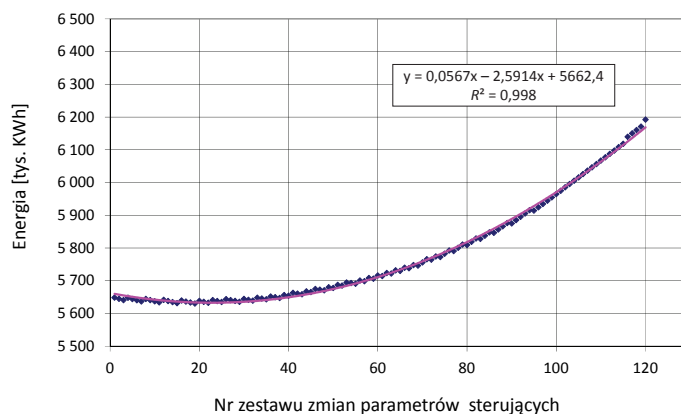
Uzyskane wyniki w postaci krzywej zmiany sumarycznego zużycia energii podczas sprężania gazu w cyklu jego odbioru zaprezentowano na rysunku 3.

Wyliczone wartości, z dobrą dokładnością, interpolowano funkcją kwadratową zależną od kolejnego numeru kroku optymalizacji, której minimum wyznacza rozwiązanie zagadnienia optymalizacyjnego. W przytoczonym przykładzie obliczeniowym numer przebiegu algorytmu optymalizacyjnego = 23, a odpowiadające mu optymalne sumaryczne zużycie energii przez sprężarkę w czasie odbioru gazu z PMG-TEST

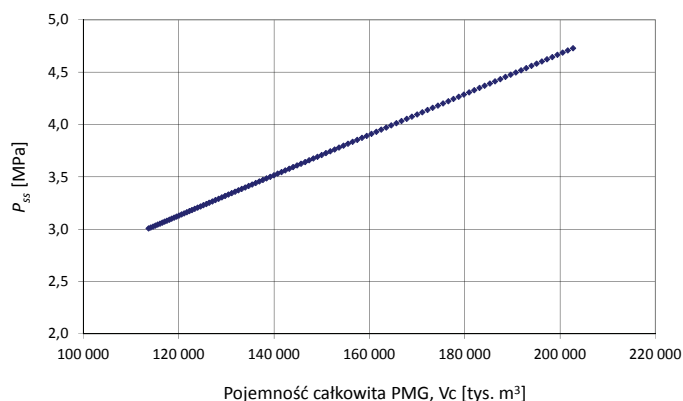
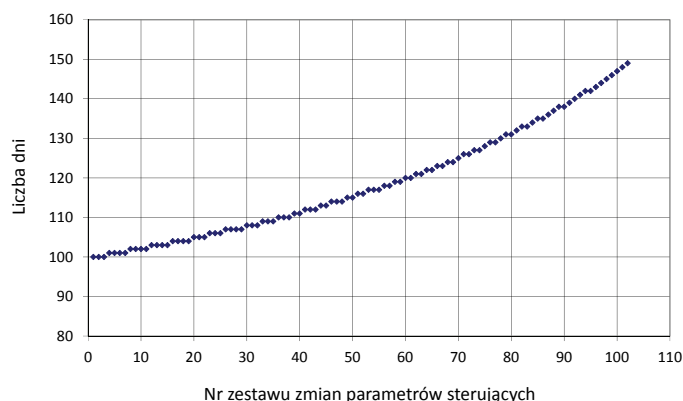
$H_{min} = 5633$ tys. kWh. Odpowiadająca optymalnemu rozwiązaniu prognozowana zmiana ciśnienia ssania (charakterystyka ciśnienia ssania sprężarki) w zależności od pojemności całkowitej PMG-TEST V_c zaprezentowana została w formie wykresu na rysunku 4.

Równocześnie z sumaryczną ilością zużytej energii wyliczana jest w każdym kroku optymalizacyjnym liczba dni odbioru gazu z PMG-TEST (rysunek 5).

Uzyskany wynik w postaci optymalnego zużycia energii wskazuje na optymalną liczbę dni odbioru gazu, która dla wariantu optymalnego jest równa 106 dni.



Rys. 3. Sumaryczne zużycie energii sprężania gazu w cyklu odbioru PMG

Rys. 4. Prognozowana zmiana ciśnienia ssania P_{ss} vs V_c 

Rys. 5. Liczba dni odbioru gazu z PMG

Wnioski

1. Opracowana metoda pozwala na wyznaczenie optymalnego trybu pracy sprężarki, ze względu na minimalne sumaryczne zużycie energii sprężania gazu podczas fazy jego odbioru z PMG.
2. Optymalny tryb pracy sprężarki wyrażony jest przez charakterystykę ciśnienia ssania.
3. Algorytm jest prosty w zastosowaniu i daje, po uprzednim skalibrowaniu, możliwość szybkiego wyznaczenia optymalnego trybu pracy sprężarek na dowolnej instalacji magazynowania gazu.
4. Metoda optymalnego wykorzystania sprężarek jest interesującą propozycją dla przemysłu.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2018, nr 12, s. 938–943, DOI: 10.18668/NG.2018.12.08

Artykuł nadesłano do Redakcji 24.09.2018 r. Zatwierdzono do druku 18.12.2018 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej INiG – PIB pt.: *Opracowanie algorytmu prognozowania i optymalizacji kosztów sprężania gazu podczas eksploatacji PMG*; nr zlecenia: 215/0029/16/0188/TN/DN/2016/01; nr archiwalny: DK-4100-29/2016.

Literatura

- [1] Chierici G.L., Gottardi G.A., Guidorzi R.P.: *Identified models for gas storage dynamics*. SPE, April 1981.
- [2] Collier R.S., Monash E., Hultquist P.: *Modeling natural gas reservoirs – a simple model*. SPE, October 1981.
- [3] Filar B.: *Analiza możliwości rozbudowy pojemności czynnej podziemnego magazynu gazu w wyniku podnoszenia górnego ciśnienia pracy PMG powyżej pierwotnego ciśnienia złoża gazu*. Nafta-Gaz 2018, nr 4, s. 279–283. DOI: 10.18668/NG.2018.04.03.
- [4] Filar B.: *Analiza wpływu wytworzenia zapasu obowiązkowego na koszt świadczenia usług magazynowych*. Nafta-Gaz 2010, nr 10, s. 903–907.
- [5] Filar B., Hoszowski A.: *Wykorzystania stacji sprężania gazu podczas fazy odbioru gazu z PMG – zalety i wady*. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu 2010, nr 170, wyd. konferencyjne, s. 305–306.
- [6] Flanigan O.: *Underground Gas Storage Facilities*. Gulf Publishing Company 1995, Houston, Texas 77252-2608.
- [7] Kosowski P., Rychlicki S., Stopa J.: *Wpływ stopnia wykorzystania podziemnego magazynu gazu na jego efektywność ekonomiczną*. Wiertnictwo Nafta Gaz 2008, t. 25, z. 2, s. 397–404.
- [8] Kwilosz T., Filar B.: *Zastosowanie metody statystycznej do prognozowania wydobywania gazu z PMG*. Nafta-Gaz 2014, nr 2, s. 87–92.
- [9] Molinard J.E., Pelce V., Tek M.R.: *Practical model for predicting pressure in gas-storage reservoirs*. SPE, November 1990.
- [10] Osiadacz A.J.: *Optimal control of high pressure gas networks by two different methods*. Archives of Mining Sciences 2000, vol. 45, nr 2, s. 199–219.
- [11] Paliński A.: *Eksploracja danych w prognozowaniu cen gazu i usług magazynowania gazu*. Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2016. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego 2016, nr 209, s. 893.
- [12] Paliński A.: *Hurtownie danych i eksploracja danych w prognozowaniu popytu na gaz i usługi magazynowania gazu*. Nafta-Gaz 2018, nr 4, s. 283–289, DOI: 10.18668/NG.2018.04.04.
- [13] Rokosz W.: *Działalność magazynowania w ramach PGNiG SA, jako operatora systemu magazynowania dla gazu wysokometanowego*. Nafta-Gaz 2010, nr 5, s. 345–351.
- [14] Stopa J., Kosowski P.: *Czynniki wpływające na koszty podziemnego magazynowania gazu*. Polityka Energetyczna 2006, t. 10, zeszyt specjalny, s. 311–318.
- [15] Stopa J., Mrzygłód R.: *An optimization model for managing compressors in salt cavern gas storage*. AGH Drilling, Oil, Gas 2013, vol. 30, nr 3, s. 385–402.



Dr Tadeusz KWILOSZ

Adiunkt w Zakładzie Podziemnego
Magazynowania Gazu

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A

31-503 Kraków

E-mail: tadeusz.kwilosz@inig.pl