

Tadeusz Kwilosz, Bogdan Filar

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Zastosowanie metody statystycznej do prognozowania wydobywania gazu z PMG

Opracowanie zawiera opis metod wykonywania prognoz wydobywania gazu z PMG z wykorzystaniem statystycznego szacowania niepewności parametrów modelu oraz uzyskanych rezultatów. Wyniki prognoz (dobowe wielkości odbioru gazu w jednostkach objętościowych) wyliczane są w postaci rozkładów prawdopodobieństwa zmiennej losowej. Przykładowe obliczenia wykonano dla jednego z PMG na terenie Polski. Opracowane algorytmy zaimplementowano w postaci procedur arkusza kalkulacyjnego Excel.

Słowa kluczowe: prognozowanie, podziemne magazyny gazu, metoda Monte Carlo.

The use of statistical methods for forecasting the recovery of natural gas from UGS

The study contains a description of the methods used to forecast the recovery of natural gas from UGS using the statistical estimation of the uncertainty of model parameters and obtained results. The results of forecasts (daily production volumes presented in volumetric units) are calculated in the form of probability distributions of the random variable. Sample calculations were performed for one of the Polish underground gas storage. Case study algorithms were implemented as Visual Basic procedures in the form of an EXCEL spreadsheet.

Key words: forecasting, underground gas storage, Monte Carlo method.

Wstęp

W zgodzie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 PGNiG SA utworzyło spółkę celową: Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSM), której głównym zadaniem jest udostępnianie mocy i pojemności magazynowych gazu w celu zaspokojenia potrzeb uczestników rynku na usługi magazynowania. Obecność takiej spółki na rynku umożliwia optymalne wykorzystanie instalacji magazynowych. Wydzielona spółka, działając na podstawie *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)* oraz *Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania (RSUM)*, ma obowiązek rejestrowania i rozliczania ilości zatłaczanego do PMG i odbieranego z magazynu gazu [6]. Ponadto OSM ma obowiązek wykonywania 14-dniowych nominacji (prognoz) zatłaczania i odbioru gazu w celu oferowania mocy magazynowych

swoim klientom oraz zawierania i realizacji kontraktów na usługi magazynowe.

OSM dysponuje systemem informatycznym rejestrującym dobowe ilości zatłaczanego do PMG i odbieranego z niego gazu i potrzebuje narzędzia analityczno-informatycznego w celu wykonywania wiarygodnych prognoz odbioru i zatłaczania gazu w czasie rzeczywistym – tzn. w dowolnym dniu eksploatacji magazynu gazu [3]. Niniejsza praca wychodzi naprzeciw temu zapotrzebowaniu. Opracowane i przetestowane algorytmy prognozowania pracy PMG będą zaimplementowane do systemu bazy danych PMG w postaci dodatkowych funkcjonalności i będą wykorzystywane w bieżącej pracy Działu Dyspozytorskiego OSM. Ograniczono się do przypadku prognozowania odbioru gazu, rezygnując z prognoz zatłaczania. Spowodowane to było tym, że zatłaczanie gazu uwarunkowane jest w większym stopniu czynnikami związanymi z instalacją napowierzchniową (systemy

sprężające) oraz z podażą gazu (czynniki po stronie systemu przesyłowego).

W prezentowanym opracowaniu wykorzystano przygotowany wcześniej w Zakładzie Podziemnego Magazynowania Gazu INiG – PIB deterministyczny model prognozowania pracy PMG i korzystając ze statystycznych metod analizy danych, uogólniono wyniki prognoz do postaci statystycznych rozkładów danych [3].

Zabiegu tego dokonano, ponieważ prognozowane wielkości dobowego odbioru gazu obarczone są sporą niepewnością, wnoszoną przez takie czynniki składowe jak ciśnienie gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym. Dzięki temu można wyznaczyć wartości najbardziej prawdopodobne oraz przedziały, do jakiego będą należały prognozowane wielkości – oczywiście ze z góry zadany prawdopodobieństwem.

Algorytm deterministyczny powstał na podstawie analitycznego modelu prognozowania wydobywania gazu z PMG,

wykorzystującego równania bilansu materiałowego i statystycznie skalibrowane krzywe spadku ciśnienia gazu.

Należy zwrócić uwagę, że założeniem modelu jest optymalne i nieograniczone innymi czynnikami (jak warunki złożowe i ciśnienie odbioru) obliczanie wydajności odbioru gazu z PMG. Model jest przeznaczony dla magazynów gazu realizujących odbiór bez systemów sprężających i dla takiego PMG był testowany.

W drugim wariantcie wykorzystano ten sam model i posłużono się metodą Monte Carlo do wyznaczenia rozkładu prawdopodobieństwa wielkości dobowego odbioru gazu. W tym przypadku uwzględniono niepewność związaną z wyznaczeniem ciśnienia odbioru gazu. Wszystkie procedury zastosowanego modelu zostały zaimplementowane w postaci makra arkusza kalkulacyjnego Excel. Wszystkie dane użyte w obliczeniach są rzeczywiste i dotyczą jednego z PMG w Polsce.

Model prognozowania dobowego wydobywania gazu z PMG w wersji deterministycznej

Wydajność odwiertów zależy od ciśnienia złożowego, ciśnienia odbioru oraz od innych czynników odwiertowo-złożowych. W praktyce wydajność każdego odwiertu jest wypadkową dwóch funkcji. Pierwsza z nich jest funkcją dopływu gazu do odwiertu w wyniku występowania różnicy ciśnień pomiędzy ciśnieniem złożowym a ciśnieniem dennym ruchowym (*inflow*). Z drugiej strony, wydajność zależy również od ograniczeń spowodowanych oporami przepływu gazu w odwiercie (*outflow*) [1, 2, 5]. Wydajność odwiertu jest wartością uzyskaną z przecięcia wymienionych krzywych. W przedstawionej pracy do prognozowania wydajności odwiertu wykorzystano formułę dwuczłonową:

$$\Delta P^2 = a \cdot Q_d + b \cdot Q_d^2$$

gdzie:

ΔP – ciśnienie różnicowe [MPa],

Q_d – wydajność [m^3],

a, b – współczynniki.

Bazując na tym modelu, zaproponowano następujący algorytm wyznaczania wydajności odbioru gazu w kolejnych krokach czasowych pracy PMG:

1. Danymi wejściowymi modelu są:
 - bieżąca pojemność całkowita PMG, V_c [m^3];
 - końcowa pojemność całkowita PMG, V_{ck} [m^3];
 - projektowana wartość odbioru gazu w cyklu, Q [m^3];
 - ciśnienie złożowe przed rozpoczęciem fazy odbioru, P_p [MPa];
 - ciśnienie złożowe po zakończeniu fazy odbioru, P_k [MPa];

- współczynniki korelacji pomiędzy ciśnieniem złożowym 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, $a_i, b_i, i = 1 \dots I_{odw}$;
 - graniczne wartości pojemności całkowitej, dla której spodziewane jest wyłączenie odwiertu ze względu na jego zawodnienie, $V_{off,i}$ [m^3], $i = 1 \dots I_{odw}$;
 - maksymalny dobowy odbiór gazu z PMG, Q_{max} [m^3/d];
 - maksymalny dobowy odbiór gazu z odwiertów $Q_{max,i}$ [m^3/d], $i = 1 \dots I_{odw}$.
2. Na podstawie liniowych przekształceń wyrażonych funkcjami f_1 i f_2 wyliczane są współczynniki wiążące pseudociśnienie złożowe z całkowitą pojemnością magazynu oraz początkowe ciśnienie złożowe.

$$a_s = f_1(P_p, P_k, Q)$$

$$b_s = f_2(V_c, P_k)$$

$$P_{ds}/z = a_s \cdot V_c + b_s$$

Powyższa formuła ma zastosowanie dla złóż wolumetrycznych. Pamiętać jednak należy, że ze względu na nieporównanie szybsze tempo wydobywania gazu z PMG w porównaniu ze złożami gazowymi (w 120 dni wydobywa się tyle gazu ile w całym okresie naturalnej eksploatacji złoża) efekt energetyczny naporu wód akiferów jest odpowiednio mniejszy. Dodatkowym czynnikiem przemawiającym za tym stwierdzeniem jest fakt, że po zakończeniu fazy zatłaczania gazu następuje okres przerwy technicznej (stójki), która trwa co najmniej dwa tygodnie. W tym czasie bezwładny i „roz-

pędzony” akifer pracuje nadal w przeciwnym kierunku do tego, w jakim przemieszcza się gaz w fazie odbioru.

- W pętli na kolejne kroki czasowe (k) (1 krok = 1 doba) wyliczane jest sumaryczne wydobycie gazu Q_d z odwiertów (i) oraz zmiana pseudociśnienia P_{ds}/z , na skutek zmiany jego objętości.

$$Q_d(k) = \sum_{i=1}^{l_{odw.}} q_i(k)$$

$$V_c(k+1) = V_c(k) - Q_d(k)$$

$$P_{ds}/z(k+1) = a_s \cdot V_c(k+1) + b_s$$

Opis modelu prognozowania dobowego wydobywania gazu z PMG w wersji stochastycznej

Opisany wcześniej model reprezentuje deterministyczne podejście do ilościowej analizy szacowanych parametrów. Wejściowe parametry modelu oraz wyniki mają charakter jednoznaczny i pozbawione są oceny niepewności, z jaką zostały wyznaczone. Celem niniejszego opracowania jest uogólnienie tego podejścia, tzn. przedstawienie uzyskanych wyników w postaci rozkładu prawdopodobieństwa ich uzyskania.

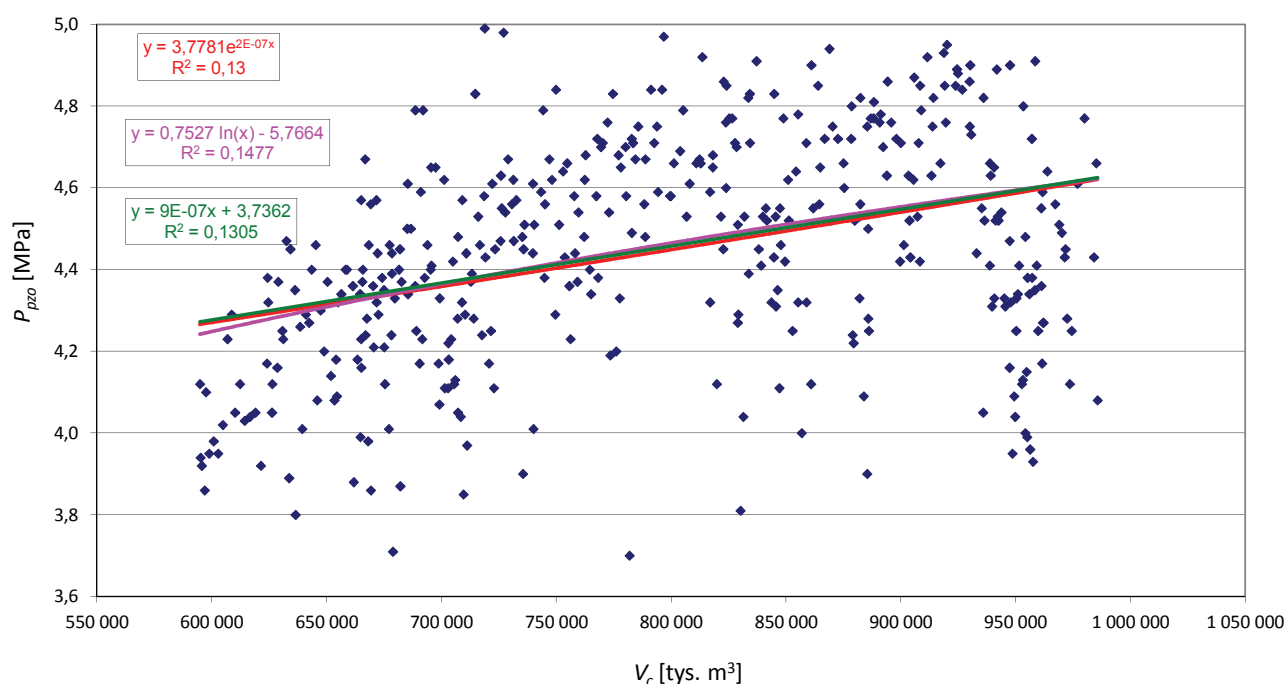
Wszystkie parametry modelu – z wyjątkiem zmiennych niezależnych, takich jak startowa wielkość bieżącej pojemności całkowitej – obarczone są niepewnością ich wyznaczenia. Mówiąc o niepewności, nie mamy tu na myśli niepewności dotyczącej istoty pomiaru wielkości historycznych, bo choć taka oczywiście istnieje, nie jest to przedmiotem tego rozważania. Chodzi tu o niepewność związaną z wyznaczeniem

Kryterium zakończenia obliczeń jest zrealizowanie programu odbioru gazu lub wykonanie prognozy dla zadanej liczby dni ($k = 14$). Zakłada się, że odbiór gazu odbywa się bez sprężania.

Wszystkie parametry wejściowe modelu (używane zarówno w wersji deterministycznej, jak i stochastycznej modelu) zostały wyznaczone przy pomocy statystycznych korelacji na podstawie danych z historycznych cykli pracy PMG [4].

W wyniku zastosowania algorytmu w wersji deterministycznej można otrzymać tablicę wydajności odbioru gazu w odniesieniu do całego PMG, jak i w rozbiciu na odwierty oraz tablicę zmiany ciśnienia złożowego.

wielkości prognozowanych na podstawie znanej zmienności wielkości historycznych. Na użytek tej pracy dokonano statystycznej oceny wyznaczenia wejściowych parametrów modelu i ich wpływu na szacowaną wielkość prognozowanego wydobywania. Jak już wspomniano, badane parametry modelu zostały wyznaczone z korelacji statystycznych na podstawie danych z historii pracy PMG. W kolejnym kroku zbadano, jak zaburzenie tych danych w zakresie „praktycznie prawdopodobnym” (odchylonych od średniej o wartość jednego odchylenia standardowego) wpływa na prognozowane wielkości. W wyniku eksperymentów okazało się, że zaburzenie większości parametrów modelu nie ma praktycznego wpływu na uzyskiwane wyniki. Powodem takiego stanu rzeczy jest obserwowana silna korelacja między badanymi parametrami, skutkująca stosunkowo małą wartością odchy-



Rys. 1. Zależność ciśnienia gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym (P_{pzo}) od pojemności czynnej w fazie odbioru gazu z PMG

lenia standardowego od wyznaczonych wartości średnich oraz liniowym lub quasi-liniowym charakterem równań modelu w rozważanym zakresie zmienności. Wyjątkiem jest niepewność wyznaczenia charakteru zmiany ciśnienia w punkcie zdawczo-odbiorczym w trakcie realizacji programu odbioru gazu. Źródłem istotnej – z punktu widzenia wykonywanej prognozy – niepewności są warunki niezależne od złoża, a mianowicie zmienne warunki pogodowe, a co za tym idzie – zapotrzebowanie na gaz, które skutkuje zmianami ciśnienia w gazociągach. Zgodnie z zasadą niekomplikowania modelu o czynniki nieistotne założono, że jedynym parametrem (o charakterze złożowym oraz związanym z systemem gazowniczym) o istotnej niepewności jest ciśnienie odbioru gazu. Założono, że rozpatrywane parametry posiadają rozkład prawdopodobieństwa estymowany rozkładem normalnym o znanej średniej i znanym odchyleniu standardowym.

Zbiory danych podlegające analizie statystycznej nie powinny mieć własności zmienności czasowej (sezonowości, trendu). Jeśli takie zjawisko występuje, należy zmodyfikować dane, aby usunąć to ograniczenie. W tym celu dokonano ana-

lizy korelacji ciśnienia w punkcie zdawczo-odbiorczym (P_{pzo}) z pojemnością całkowitą PMG w kolejnych cyklach odbioru gazu. Wykonano próby dopasowania badanej statystyki do różnych funkcji modelowych: funkcji liniowej, wykładniczej i logarytmicznej. Jak widać na rysunku 1, w tym zakresie parametrów wszystkie funkcje aproksymujące badaną próbę statystyczną mają niemal identyczny przebieg, zbliżony do liniowego. Ze względu na prostotę obliczeń do identyfikacji trendu wybrano model liniowy.

Choć współczynnik R^2 nie jest duży, istnieje wyraźny trend aproksymowany funkcją liniową o wyliczonych współczynnikach. W tym przypadku dokonano modyfikacji zbioru danych, odejmując od zmierzonych wartości wielkości rezydualne wyliczone na podstawie wyznaczonej funkcji trendu.

Tak przygotowany zbiór danych poddano analizie statystycznej i wyznaczono wartość średnią $x_{sr} = 4,27$ oraz odchylenie standardowe $s = 0,2547$, które przyjęto jako parametry rozkładu normalnego estymującego rzeczywisty rozkład zmierzonych wielkości.

Algorytm Monte Carlo zastosowany do wyznaczenia rozkładu prawdopodobieństwa prognozowanych wielkości odbioru gazu

Zasadniczym problemem związanym z rozwiązaniem głównego zadania tego opracowania jest wybór i zastosowanie metody, która na podstawie rozkładów parametrów modelu wyznacza rozkład szacowanego wyniku. Główna trudność z tym związana wynika z faktu, że nie istnieją analityczne metody wyznaczania parametrów wynikowego rozkładu szacowanej wielkości w przypadku, gdy parametry wejściowe równania opisane są przy pomocy dowolnych rozkładów – nawet jeśli są to teoretyczne rozkłady o znanych parametrach. Istnieje kilka metod służących do rozwiązania tego zagadnienia. Najczęściej stosowaną jest stochastyczna metoda Monte Carlo (*Monte Carlo simulation* – MCS). MCS jest metodą opracowaną w 1964 r. przez Hertzę w celu rozwiązania zagadnień z dziedziny ekonomii, dla których nie istniały rozwiązania analityczne.

Zapisana w postaci punktów (kroków algorytmu) metoda ta polega na:

- 1) określeniu zależności pomiędzy zbiorem wielkości niezależnych oraz wielkością wynikową – szacowaną,
- 2) wyznaczeniu rozkładu eksperymentalnego dla każdego parametru wejściowego skojarzonego ze zbiorem opisujących go wartości i dopasowaniu do tego rozkładu odpowiednio dobranego rozkładu teoretycznego,
- 3) wyznaczeniu dystrybuanty dla każdego rozkładu zdefiniowanego w punkcie 2,
- 4) dla każdego parametru wejściowego (zmiennej niez-

- ależnej) równania wylosowaniu liczby z przedziału (0, 1) i wyznaczeniu dla tak wylosowanej liczby (przy pomocy właściwej dystrybuanty) wartości tego parametru,
- 5) wyliczeniu wartości wynikowej poprzez zastosowanie formuły zdefiniowanej w punkcie 1 na podstawie wyznaczonych wartości parametrów wejściowych,
- 6) powtarzaniu punktów 4 i 5 zadaną liczbę razy i wygenerowaniu w ten sposób wynikowego rozkładu prawdopodobieństwa szacowanego parametru.

Stosując opisaną metodę w wersji standardowej, zakładamy, że nie istnieje korelacja pomiędzy parami parametrów wejściowych. Jeżeli taka korelacja występuje, należy wziąć pod uwagę jej siłę, odpowiednio modyfikując metodę MCS. W przypadku nieuwzględnienia tego faktu, wygenerowany rozkład sumaryczny szacowanego parametru obarczony będzie dodatkowym błędem. Warto zwrócić jedynie uwagę, że w zależności od miary (siły) korelacji zmodyfikowany jest proces losowania liczb dla pary skorelowanych parametrów, tak aby utrudnić zestawienie ze sobą w jednej parze wartości, których wystąpienie w obrębie jednej badanej próbki jest mało prawdopodobne.

W wersji metody Monte Carlo zaimplementowanej dla potrzeb niniejszego opracowania dla każdego z czternastu dni prognozy, na skutek zastosowania mechanizmu losowego, wyznaczane są wartości P_{pzo} . Trzeba pamiętać, że wyznaczony został rozkład prawdopodobieństwa dla zbioru

zmodyfikowanego – z którego usunięto trend. Po wylosowaniu każdej wartości P_{pzo} należy – posługując się równaniem funkcji trendu i znając wartość pojemności czynnej, dla której dokonano losowania – zwrócić (dodać) wyliczoną wielkość rezydualną. Następnie tak wylosowane (i przetransponowane) wielkości wstawiane są do równania modelu i wyliczana jest prognozowana wartość dobowego odbioru gazu. Otrzymane w kolejnych przebiegach losowych metody wielkości podlegają rozkładowi estymowanemu krzywą gęstości rozkładu normalnego. Z dystrybuanty tak dopasowanego estymatora wyliczane są fraktyle: L10, L50 i L90, których wartości należy interpretować tak, że z 10-proc. prawdopodobieństwem wielkość dobowego odbioru gazu w danym dniu jest nie większa niż L10, z 50-proc. prawdopodobieństwem jest nie większa (oraz nie mniejsza) niż L50 oraz z 90-proc. prawdopodobieństwem jest nie większa niż L90. Inaczej rzecz ujmując, z prawdopodobieństwem 80% prognozowana wielkość mieści się w przedziale od L10 do L90.

Tak przebiega klasyczna realizacja metody Monte Carlo. W tym przypadku dokonano jej modyfikacji. Należy zauważyć, że dla pierwszego dnia prognozy aktualna wartość pojemności całkowitej PMG (V_c) – będąca parametrem

równań modelu – jest wielkością znaną i zakłada się, że nie jest obarczona niepewnością. Sytuacja zmienia się w kolejnych dniach prognozy, gdyż na kolejne wartości tego parametru (V_c) wpływa niepewność prognozowanej wielkości dobowego odbioru. Z każdym dniem prognozy zakres niepewności tego parametru zwiększa się na skutek kumulowania się kolejnych prognozowanych wielkości. Nie można tego faktu pominąć i w związku z tym w kolejnych dniach prognozy (z wyjątkiem pierwszego dnia) wyznaczany jest rozkład prawdopodobieństwa V_c , jakiemu podlegał ten parametr w poprzednim dniu prognozy, i zgodnie z parametrami tego rozkładu losowane są wartości dla dnia bieżącego. Na tej podstawie wyznacza się kolejne parametry rozkładu prawdopodobieństwa V_c na potrzeby losowania w dniu następnym. Zastosowanie tej modyfikacji skutkuje tym, że niepewność (wyrażona odchyleniami standardowymi) w kolejnych dniach prognozy rośnie, co zostało uwidocznione na rysunku 2. Obserwowany wzrost niepewności czynników składowych modelu (P_{pzo} oraz V_c) skutkuje zwiększeniem niepewności prognozowanych parametrów, co widać w postaci rozszerzającego się z czasem kanału trendowego pokazanego na rysunku 3.

Przykład zastosowania metody

Opracowaną metodę przetestowano na danych pochodzących z jednego z podziemnych magazynów gazu w Polsce. Prognozy dokonano dla fazy odbioru gazu. Przyjęto następujące założenia dla prognozy:

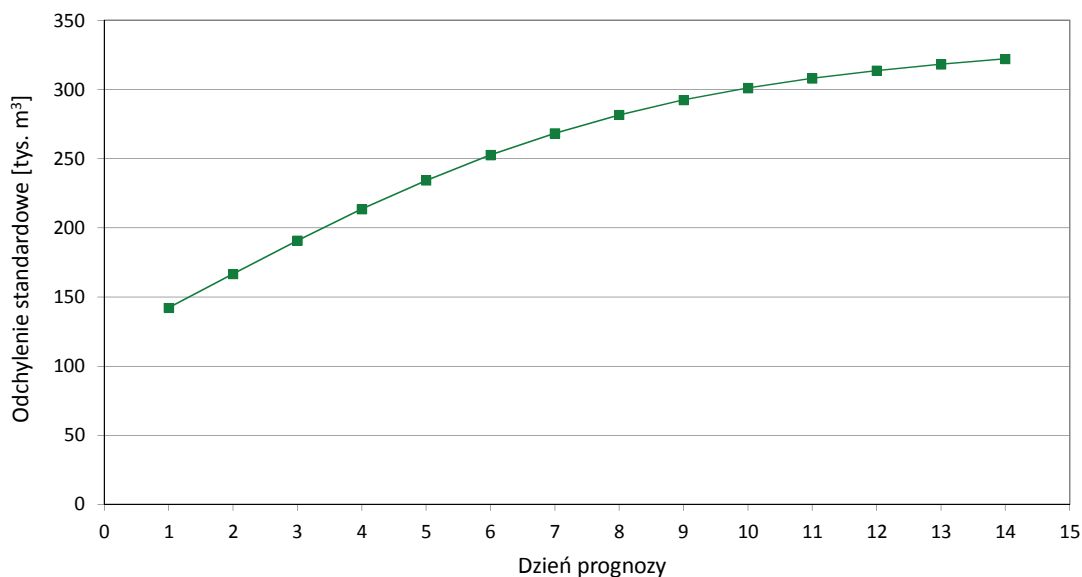
- pojemność buforowa magazynu, $V_b = 612$ mln m^3 ;
- pojemność całkowita magazynu w dniu poprzedzającym

- prognozę, $V_c = 100$ mln m^3 (magazyn szcerpany w 70%);
- liczba dni prognozy = 14;
- liczba wykonanych iteracji w metodzie Monte Carlo = 30 000.

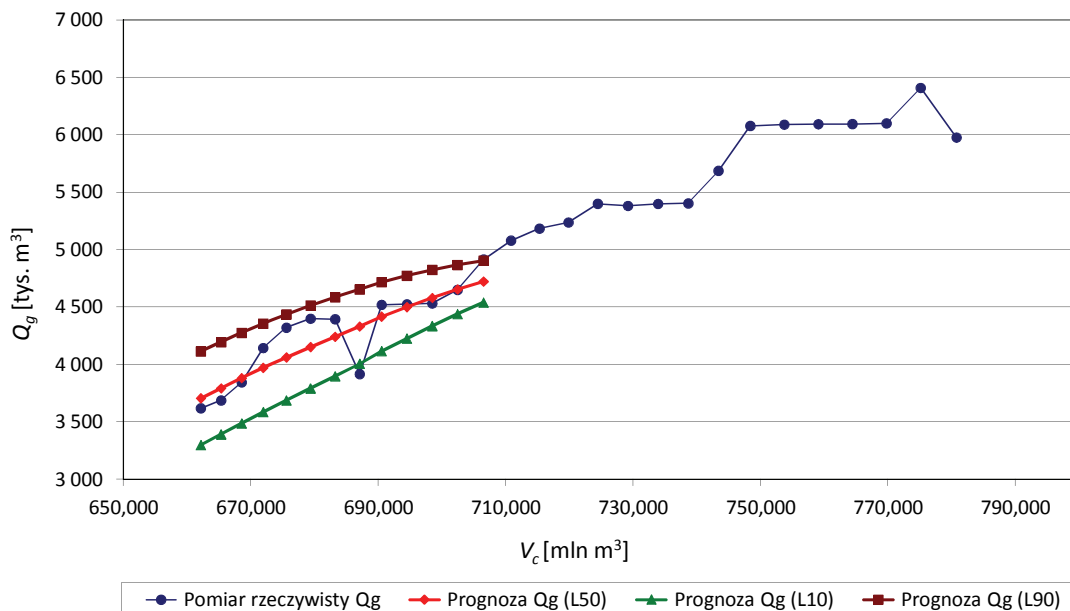
Uzyskane wyniki zaprezentowano w tablicy 1 oraz na rysunkach 2 i 3.

Tablica 1. Wyniki prognozy odbioru gazu

Dzień prognozy	Średnie Q_g [tys. m^3]	Odch. stand. Q_g [tys. m^3]	Q_g (L10) [tys. m^3]	Q_g (L90) [tys. m^3]	Średnie Q_g [tys. kWh]	Odch. stand. Q_g [tys. kWh]	Q_g (L10) [tys. kWh]	Q_g (L90) [tys. kWh]
1	4 722	142,16	4 539	4 904	52 133	1 615	50 063	54 203
2	4 652	166,63	4 439	4 866	51 366	1 879	48 959	53 774
3	4 578	190,73	4 333	4 822	50 545	2 140	47 803	53 287
4	4 499	213,49	4 225	4 772	49 672	2 387	46 612	52 731
5	4 416	234,32	4 115	4 716	48 754	2 614	45 404	52 104
6	4 329	252,67	4 005	4 653	47 801	2 814	44 194	51 407
7	4 241	268,42	3 897	4 585	46 822	2 986	42 996	50 649
8	4 151	281,66	3 790	4 512	45 830	3 130	41 818	49 842
9	4 060	292,49	3 685	4 435	44 831	3 249	40 668	48 995
10	3 970	301,12	3 584	4 356	43 833	3 343	39 549	48 117
11	3 880	308,05	3 485	4 275	42 842	3 418	38 462	47 223
12	3 792	313,66	3 390	4 194	41 864	3 479	37 405	46 323
13	3 704	318,28	3 296	4 112	40 902	3 529	36 378	45 425
14	3 619	322,14	3 206	4 032	39 956	3 571	35 379	44 533



Rys. 2. Odchylenie standardowe dla prognozowanej dobowej wielkości odbioru gazu, w jednostkach objętości



Rys. 3. Prognoza odbioru gazu Q_g w jednostkach objętości [tys. m³]

Wnioski

- Opracowana metoda wyliczania, dla potrzeb prognozy, wielkości odbioru gazu z PMG przy użyciu metod statystycznych może być zaimplementowana do systemu bazy danych PMG i służyć wsparciem dla służb dyspozytorskich OSM.
- Wprowadzenie problemu stochastycznej oceny wiarygodności szacowanych parametrów jest podejściem pożądanym oraz coraz częściej stosowanym w praktyce górnictwa ropy i gazu.
- Algorytm jest prosty w zastosowaniu i daje, po uprzednim skalibrowaniu, możliwość szybkiego wyznaczenia prognozowanych wielkości odbioru gazu w dowolnym dniu pracy PMG. Algorytm ten będzie zaimplementowany w systemie bazy danych PMG.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2014, nr 2, s. 87–93

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Zastosowanie metody statystycznej do prognozowania wydobywania i zatłaczania gazu do PMG* zleconej przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego – zlec. wewn. 215/0063/12.

Literatura

- [1] Chierici G. L., Gottardi G. A., Guidorzi R. P.: *Identified models for gas storage dynamics*. SPE 1981, April.
- [2] Collier R. S., Monash E., Hultquist P.: *Modeling natural gas reservoirs – a simple model*. SPE 1981, October.
- [3] Filar B., Kwilosz T.: *Opracowanie komputerowego programu służącego do inżynierskiej obsługi pracy podziemnych magazynów gazu na przykładzie PMG Brzeznicza*. INiG, Kraków–Krosno, 1999.
- [4] Kwilosz T.: *Zastosowanie metody statystycznej do oszacowania zapasu strategicznego PMG, z uwzględnieniem niepewności wyznaczenia parametrów pracy systemu gazowniczego*. Nafta-Gaz 2011, nr 3, s. 192–197.
- [5] Molinard J. E., Pelce V., Tek M. R.: *Practical model for predicting pressure in gas-storage reservoirs*. SPE 1990, November.
- [6] Rokosz W.: *Działalność magazynowania gazu w ramach PGNiG SA, jako operatora systemu magazynowania dla gazu wysokometanowego*. Nafta-Gaz 2010, nr 5, s. 345–351.



Dr Tadeusz KWILOSZ
Adiunkt w Zakładzie Podziemnego Magazynowania Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: kwilosz@inig.pl



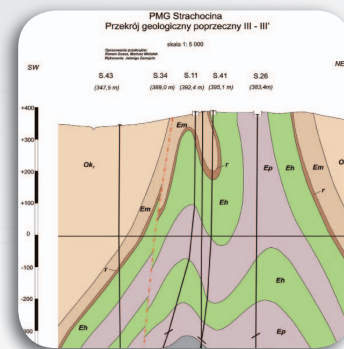
Mgr inż. Bogdan FILAR
Starszy specjalista badawczo-techniczny; kierownik Zakładu Podziemnego Magazynowania Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: bogdan.filar@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD PODZIEMNEGO MAGAZYNOWANIA GAZU

Zakres działania:

- analiza struktur geologicznych złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz obiektów zawodnionych, pod kątem możliwości ich przekształcenia w PMG;
- szczegółowa analiza warunków geologiczno-złożowych, ocena dotychczasowej eksploatacji złoża, warunków hydrodynamicznych, zdolności wydobywczych odwiertów;
- ocena stanu technicznego istniejącej infrastruktury w aspekcie jej wykorzystania w pracy PMG;
- wykonywanie cyfrowych modeli geologicznych PMG, złóż gazu ziemnego i ropy naftowej;
- wykonanie projektu budowy PMG;
- analiza dotychczasowej pracy istniejących PMG w celu optymalizacji parametrów dalszej eksploatacji magazynów na bazie symulacji komputerowej;
- opracowanie projektów prac geologicznych, dotyczących poszukiwania i rozpoznawania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej;
- opracowanie dokumentacji geologicznych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego;
- opracowanie programu optymalnej eksploatacji złoża, wydajności poszczególnych odwiertów, tempa szczyrpywania itp.



Kierownik: mgr inż. Bogdan Filar
Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno
Telefon: 13 436-89-41 w. 202
Faks: 13 436-79-71
E-mail: bogdan.filar@inig.pl

