

Określanie niepewności wyników dynamicznych symulacji złożowych na przykładzie niekonwencjonalnego złoża gazu ziemnego

Estimation of uncertainty in reservoir simulations results and its application to an unconventional natural gas field

Wiesław Szott, Krzysztof Miłek

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W pracy przedstawiono kompletną procedurę określania niepewności wyników dynamicznych symulacji złożowych spowodowanej brakiem lub ograniczoną informacją o dokładnych danych wejściowych (parametrów) modelu złożowego użytego do symulacji. W szczególności opisano metodę zbioru (ansamblu) równorzędnych wariantów modelu odpowiadających zmiennym wartościom jego parametrów o znanych zakresach tych zmienności oraz prawdopodobieństwach ich rozkładów. Zaprezentowana procedura obejmuje: (i) wybór funkcji celu (wyników symulacji), której niepewność będzie określana; (ii) wybór pełnej listy parametrów modelu (danych wejściowych) o wartościach nieokreślonych lub obciążonych błędami (będących źródłem niepewności wyników symulacji złożowych); (iii) analizę czułości funkcji celu ze względu na niepewność danych wejściowych; (iv) określenie danych wejściowych mających największy wpływ na oszacowanie funkcji celu; (v) próbkowanie przestrzeni danych wejściowych dla zdefiniowania ansamblu modeli symulacyjnych; (vi) wielokrotne symulacje dla znalezienia funkcji celu na ansamblu modeli; (vii) statystyczną analizę uzyskanych wyników. W powyższej procedurze zastosowano statystyczną metodę losowania typu Monte Carlo, a w szczególności metodę próbkowania *Latin hypercube sampling*. Rezultaty analizy niepewności wyników symulacji są nieodzowne dla ewentualnego wykorzystania modelu złoża do zaawansowanych zastosowań, takich jak optymalizacja procesu szczypania zasobów złoża ze względu na dobór warunków eksploatacyjnych. Analiza niepewności jest szczególnie ważna w przypadku złóż niekonwencjonalnych, dla których wiele charakterystyk opisujących ich właściwości jest trudnych lub wręcz niemożliwych do uzyskania. Opisaną procedurę zastosowano do realnego przykładu takiego złoża. W jej rezultacie uzyskano niepewność (rozrzut) wyników symulacji uniemożliwiająca wykorzystanie modelu złoża w wymienionej powyżej procedurze optymalizacji. Jednocześnie zastosowana procedura analizy niepewności wskazuje na te parametry modelu, które wymagają uściślenia lub uzupełnienia po to, aby skonstruowany model złożowy nabrał cech niezbędnych do jego pełnego wykorzystania.

Słowa kluczowe: symulacje złożowe, analiza statystyczna, metoda Monte Carlo, niepewność symulacji, złoża niekonwencjonalne.

ABSTRACT: The paper presents a complete procedure for determining the uncertainty of the results of dynamic reservoir simulations caused by lack of or limited information about the exact input data (parameters) of the reservoir model used for simulations. In particular, the method of the collection (ensemble) of the equivalent model variants corresponding to the varying values of its parameters with the known ranges of these variations and the probabilities of their distributions are described. The procedure includes: (i) selection of the target function (simulation results) whose uncertainty will be analyzed; (ii) selection of the complete list of model parameters (input data) of uncertain or undefined values; (iii) sensitivity analysis for the target function with respect to the uncertain input data; (iv) determination of the input data that affects the target function to the highest degree; (v) sampling of the input data space to define effective ensemble of the model variants; (vi) multiple simulations of the model ensemble for the target function evaluation; (vii) statistical analysis of the simulation results. The procedure employs the Monte Carlo statistical method to generate the model ensemble and, in particular, Latin Hypercube Sampling. The uncertainty analysis of simulation results is indispensable for the possible application of the reservoir model to more advanced projects such as reservoir production optimization with respect to exploitation system characterization. The uncertainty analysis is especially significant for unconventional reservoir modelling where many model parameters are difficult or even impossible to be determined. The proposed procedure was applied to a realistic example of such a reservoir. The high uncertainty of the basic simulation results, as shown in the paper, makes it impossible to effectively use the model in an optimization procedure. On the other hand, it is worth noting that the proposed procedure indicates, which model parameters are required to be more precisely determined, in order for the it to be accurate enough for reliable applications.

Key words: reservoir simulations, statistical analysis, Monte Carlo method, simulation uncertainty, unconventional reservoirs.

Adres do korespondencji: W. Szott, e-mail: wieslaw.szott@inig.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji 15.11.2018 r. Zatwierdzono do druku 11.03.2019 r.

Wstęp

Zarządzanie złożami naftowymi coraz powszechniej wykorzystuje numeryczne modele złóż oraz komputerowe symulacje przebiegu ich eksploatacji. Modele te funkcjonują na podstawie układów zależnych od czasu, nieliniowych równań różniczkowych opisujących przepływ płynów złożowych przez ośrodki porowate. Modele takie zawierają szczegółowy opis właściwości złóż oraz płynów złożowych, a w konsekwencji wyniki uzyskane za ich pomocą są mocno uzależnione od dokładności danych opisujących te właściwości. Bezpośrednie pomiary właściwości złóż węglowodorowych (rdzeni i próbek skały złożowej) są ograniczone do niewielkiego ułamka objętości tych obiektów. Inne pomiary stanowią wynik interpretacji karotaży, testów otworowych i innych danych złożowych odnoszących się do wielkości uśrednionych. Również pomiary laboratoryjne właściwości płynów złożowych są często wykonywane w warunkach innych niż rzeczywiste warunki złożowe. Dlatego nie jest możliwe stworzenie pojedynczego modelu opisującego w sposób wiarygodny dane złożo (Bu i Damsieth, 1996).

W przeszłości niepewność opisu złóż naftowych oraz występujących w nich płynów złożowych określano metodą jakościową, np. stosując różne kategorie zasobów złoża (Nieć, 2010). Wykorzystanie numerycznych modeli złóż i komputerowych symulacji mechanizmów odpowiedzialnych za funkcjonowanie tych złóż pozwala zastosować metody statystyczne, używające wielokrotnych reprezentacji danego złoża (ansambl modeli) oraz ilościowych opisów niepewności poszczególnych jego charakterystyk. W efekcie uzyskuje się zbiór równorzędnych wyników symulacji zarówno w fazie kalibracji modelu (odtworzenia historii eksploatacji złoża), jak i w fazie prognostycznej, służącej porównaniu różnych metod eksploatacji oraz optymalizacji procesu szczypania zasobów złoża (Stadtmüller i Sowizdzał, 2018). Zbiór takich wyników jest poddawany analizie statystycznej, co prowadzi do najlepszej możliwej do osiągnięcia analizy pracy złoża w warunkach niekompletnych i/lub nieprecyzyjnych danych wejściowych (Floris et al., 2001).

Istotnym elementem analizy uzyskanych wyników symulacji jest analiza ich czułości ze względu na parametry użytego modelu. Pozwala ona w znaczący sposób ograniczyć stopień trudności problemu opisu niepewności złóż naftowych (Zhang et al., 2009; Kalantari-Dahaghi i Mohaghegh, 2011; Wang i Liu, 2011).

W niniejszej pracy zaprezentowano i szczegółowo opisano zastosowaną do realnego złoża procedurę oceny niepewności wyników symulacji złożowych opartą na wielokrotnych, równorzędnych realizacjach modelu niekonwencjonalnego złoża gazu ziemnego (Subbey et al., 2003; Rose, 2007; Szott i Gołąbek, 2012).

W pracy wykorzystano moduł Uncertainty Analysis and Assisted History Matching (Schlumberger, 2015b) pakietu Petrel 2015 (Schlumberger, 2015a) sprzężony z symulatorem złożowym Eclipse 300 firmy Schlumberger (2016).

Metodyka modelowania złóż z uwzględnieniem niepewności danych wejściowych

Chociaż żadne rzeczywiste złożo nie charakteryzuje się żadnymi elementami niepewności, to nasze ograniczone wiedza i dostęp do danych opisujących to złożo wprowadzają istotny element niepewności w możliwym do uzyskania jego obrazie. Brak precyzyjnych danych złożowych ma trojkie pochodzenie:

- brak bezpośrednich pomiarów, np. brak pomiarów (rdzeni, testów otworowych) właściwości złożowych w obszarach oddalonych od odwiertów;
- pomiary nieodpowiadające rzeczywistym warunkom złożowym, np. zjawiska fazowe mierzone w laboratorium (warunki typu odgazowania kontaktowego lub różnicowego) vs rzeczywiste, tzw. mieszane warunki złożowe;
- pomiary obciążone błędem.

Na ogół zamiast dokładnych wartości danych złożowych możemy jedynie określić zakresy tych danych. Dotyczą one albo samych wartości (np. minimalnej i maksymalnej) (Szott, 2008), albo współczynników opisujących ich korelacje (np. współczynniki wariogramów korelacji przestrzennej) (Ballin et al., 1993; Szott i Gołąbek, 2016). Czasem również możemy w przybliżony sposób określić rozkład prawdopodobieństwa tych danych w obrębie podanych zakresów (np. przez podanie wartości najbardziej prawdopodobnej, wariancji oraz typu rozkładu).

Bardzo ważnym źródłem dodatkowych informacji o charakterystykach złoża mogą być historyczne dane eksploatacyjne. Należy podkreślić, że dostępność takich danych nie pozwala na ogół zrezygnować z probabilistycznego opisu charakterystyk złoża. Wprowadza jedynie dodatkowe ograniczenia na zakresy poszczególnych parametrów (Bustamante et al., 2007). Na wczesnym etapie rozpoznania i opróbowania złoża historyczne dane eksploatacyjne mogą być bardzo ograniczone lub całkowicie nieobecne. Niestety sytuacja taka występuje często w istotnym momencie podejmowania decyzji o zasadności projektu eksploatacji złoża.

Algorytm procedury określania niepewności wyników symulacji

Procedura ta obejmuje następujące kroki:

- 1) wybór funkcji celu, której niepewność będzie określana (np. wyniki dla sumarycznego wydobycia gazu);

- 2) wybór pełnej listy parametrów modelu (danych wejściowych) o nieokreślonych lub obciążonych błędami wartościami (będących źródłem niepewności wyników symulacji złożowych);
- 3) analiza czułości funkcji celu ze względu na niepewność danych wejściowych;
- 4) określenie danych wejściowych mających największy wpływ na określenie funkcji celu;
- 5) próbkowanie przestrzeni danych wejściowych dla zdefiniowania ansamblu modeli symulacyjnych;
- 6) wielokrotne symulacje dla znalezienia funkcji celu na ansamblu modeli;
- 7) statystyczna analiza uzyskanych wyników.

Dodatkowy krok wykorzystujący rezultaty analizy niepewności:

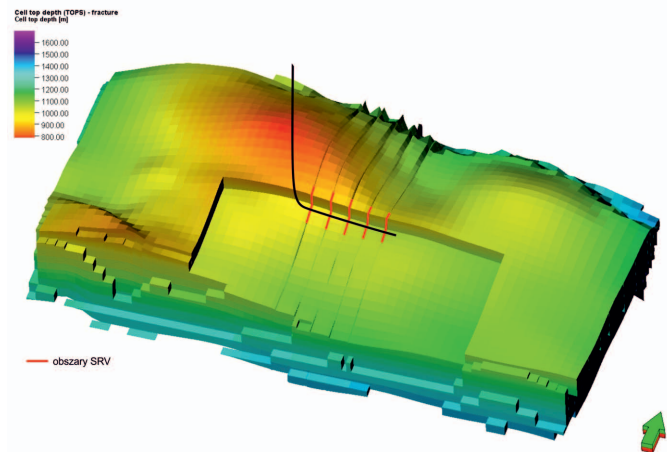
- 8) optymalizacja funkcji celu z uwzględnieniem niepewności wyników symulacji.

Bardziej szczegółowego opisu wymaga punkt 5, dotyczący próbkowania przestrzeni wejściowych danych modelu. Ze względu na bardzo duży wymiar tej przestrzeni konieczne staje się zastosowanie efektywnych metod wyboru ograniczonego, lecz reprezentatywnego zbioru punktów tej przestrzeni definiujących ansambl modeli użytych w dalszej analizie. W ogólności metody takie stosują losowy wybór punktów w ramach podejścia Monte Carlo (Metropolis i Ulam, 1949). Należą do nich: metoda próbkowania kostki łącińskiej (*Latin hypercube sampling*) (Egłajs i Audze, 1977; McKay et al., 1979; Iman et al., 1981) oraz metoda siatki ortogonalnej (*orthogonal array sampling*) (Dénes i Keedwell, 1974; Box et al., 1978; Hedayat et al., 1999). Obie metody zapewniają względnie równomierny rozkład punktów wylosowanych w analizowanej przestrzeni przy jednoczesnym ograniczeniu ich liczby, co prowadzi do ograniczonej wielkości ansamblu modeli możliwego do dalszej obróbki.

Model przykładowego, niekonwencjonalnego złoża gazu ziemnego

Przedstawioną powyżej procedurę określania niepewności wyników symulacji zastosowano do modelu niekonwencjonalnego złoża gazu ziemnego (Stadtmüller i Sowizdzał, 2018). Złoże to zlokalizowane jest w mioceńskich formacjach piaskowcowo-mułowcowych, będących kolektorem dla węglodorów typu *shale gas*. Posiada ono strukturę regularnej antykliny. Interwał zbiornikowy charakteryzuje się średnią miąższością rzędu 50 m na obszarze około 60 km². Średnia przepuszczalność matrycy tego interwału wynosi $k = 46 \mu\text{D}$, a średnia porowatość $\phi = 2,8\%$. Planuje się rozwiercanie złoża regularną siatką odwiertów horyzontalnych poddanych wielokrotnemu

zabiegowi hydroszczelinowania. Testy przeprowadzone na pionowym odwiercie poszukiwawczym poddanyemu pojedynczemu zabiegowi hydroszczelinowania potwierdziły obecność obszaru stymulowanego wokół hydroszczeliny (szczeliny wtórne). Model symulacyjny tego złoża skonstruowano w ramach wcześniejszej pracy autorów (Szott et al., 2018). Przestrzenny widok modelu z pojedynczym zeszczelinowanym odwiertem horyzontalnym przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Widok i przekrój modelu formacji wraz z przykładowym poziomym odwiertem eksploatacyjnym. Model przykładowego złoża
Fig. 1. 3D view and cut-out of the simulation model of an exemplary reservoir with a typical horizontal production well

Właściwości gazu (współczynnik objętościowy i lepkość) określone za pomocą programu PVTsim (Calsep, 2006) na podstawie jego składu, gdzie głównymi składnikami były: metan (79,25% mol.) i azot (20,54% mol.).

Własności wody złożowej określono na podstawie pomiarów jej zasolenia, otrzymując: gęstość w warunkach normalnych $\rho_w = 1023 \text{ kg/m}^3$, współczynnik objętościowy (w warunkach $P = 250 \text{ barów}$, $T = T_{zi}$) $B_w = 1,0028 \text{ m}^3/\text{Nm}^3$, ściśliwość (stałą w warunkach złożowych) $c_w = 3,61 \times 10^{-5} \text{ 1/bar}$, lepkość (stałą w warunkach złożowych) $\mu_g = 0,636 \text{ cP}$.

W celu poprawnego opisu nasyceń płynami występującymi w złożu wykorzystano funkcję J Leveretta (1941), uwzględniającą zależność nasycenia wodą od parametrów skały złożowej. Użyto czteroparametrowego modelu krzywej J o postaci: $J = 10^{A+m \cdot \log(1-S_w^p) - n \cdot \log(S_w^*)}$, gdzie: $S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$, o dobranych parametrach $A = 0,448$, $m = 0,1$, $p = 62,76$, $n = 0,382$ oraz $S_{wc} = 0,15$.

Ze względu na brak pomiarów wykorzystano właściwości transportowe płynów typowe dla złóż niekonwencjonalnych. Dla przepuszczalności względnych gazu i wody w matrycy założono standardowe zależności paraboliczne (Brooks i Corey, 1964): $k_{rw} = (S_w^*)^2$, gdzie: $S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$, i $k_{rg} = k_{rg,max} (S_w^*)^2$,

gdzie: $S_g^* = \frac{S_g - S_{gcr}}{S_{g,max} - S_{gcr}}$, $S_{g,max} = 1 - S_{wcr}$, natomiast

w szczelinach założono zależności liniowe (Romm, 1966): $k_{rw} = S_w^*$, $k_{rg} = k_{rg,max} S_w^*$. Parametrami swobodnymi w tych wzorach są: S_{wcr} – krytyczne nasycenie wodą, S_{gcr} – krytyczne nasycenie gazem, $k_{rg,max}$ – maksymalna przepuszczalność względna gazu – osobno dla matrycy i szczelin. Z braku możliwości wyznaczenia tych parametrów jako najbardziej prawdopodobne wykorzystano wartości znalezione dla podobnej formacji, podane w tabeli 1 w kolumnie „Najbardziej prawdopodobna wartość parametru”.

W modelu uwzględniono obecność zaadsorbowanego w matrycy gazu o objętości $V(P)$ zależnej od ciśnienia P . Zjawisko adsorpcji/desorpcji gazu na powierzchni skały złożowej opisano modelem adsorpcji według Langmuira (1916). Dwuparametrową krzywą izotermi adsorpcji określa wzór: $V(P) = \frac{V_L P}{P + P_L}$ gdzie: $P_L = 50$ b i $V_L = 40,97$ Nm³/m³ odpowiadają zasobom gazu zaadsorbowanego jako 20% gazu swobodnego.

Zarówno dla potrzeb określenia ciśnienia głowicowego w odwiertach wydobywczych, jak też uwzględnienia możliwości sterowania wydobywaniem gazu z formacji poprzez przyjęcie określonych wartości ciśnienia głowicowego wykorzystano model hydrauliczny dla odwiertu horyzontalnego o długości odcinka poziomego $L = 1000$ m oraz wewnętrznej średnicy rur wydobywczych $d = 50,6$ mm, zlokalizowanego w połowie miąższości wybranego interwału modelowanej formacji. Dla modeli tych wygenerowano, za pomocą modułu VFPi (Schlumberger, 2009) pakietu Eclipse, tabele VFP pozwalające przeliczyć dynamiczne ciśnienia dennego na głowicowe.

Brakujące charakterystyki modelu dotyczące właściwości hydroszczelin i szczelin wtórnych w obszarze stymulowanym, tzw. SRV (*stimulated reservoir volume*) (Szott et al., 2017), z braku innych możliwości zaimportowano z innego modelu

złoża niekonwencjonalnego poddanego zabiegowi szczelinowania (Szott et al., 2018).

Zgodnie z wcześniej wykonaną ekonomiczną analizą (Szott et al., 2018) optymalizacyjną procesu eksploatacji założono regularną siatkę 10 odwiertów horyzontalnych. Odwierty te charakteryzowały się: długością odcinka horyzontalnego $L_{hw} = 1000$ m, liczbą hydroszczelin, a tym samym pojedynczych stref $SRV = 5$, długością hydroszczeliny $L_{hf} = 300$ m i rozwarością hydroszczeliny $d_{hf} = 5$ mm. Proces eksploatacji obejmował dwa etapy: etap sterowania ciśnieniem dennym $P_{BHP} = 150$ bar przez pierwsze 30 dni eksploatacji w celu wydobywania wody oraz etap sterowania ciśnieniem głowicowym $P_{THP} = 10$ bar przez resztę czasu trwania prognozy (30 lat).

Procedura określania niepewności wyników symulacji dla modelu przykładowego złoża

Podany we wcześniejszym rozdziale algorytm procedury określania niepewności wyników symulacji zastosowano do modelu przykładowego złoża. Poszczególne kroki tego algorytmu opisano poniżej.

Wybór funkcji celu

Na podstawową funkcję celu wybrano sumaryczne wydobywanie gazu zależne od czasu: $OF1 = WGPT(t)$. Dodatkową funkcję celu użytą w rozdziale dotyczącym optymalizacji zdefiniowano jako sumaryczne wydobywanie gazu pomniejszone o wydobywanie wody: $OF2 = WGPT(t) \times GW - WGPT(t) \times WW$, gdzie wagi GW i WW odpowiadają współczynnikom objętościowym dla gazu i wody odniesionym do pierwotnego ciśnienia złożowego; $GW = 0,004315$ i $WW = 1,0028$.

Wybór pełnej listy parametrów modelu

Jako parametry wpływające na niepewność wyników symulacji wybrano następujące wielkości:

Tabela 1. Zakresy zmienności i najbardziej prawdopodobne wartości parametrów złożowych

Table 1. Range of variations and most probable values of reservoir model parameters

Parametr	Najbardziej prawdopodobna wartość parametru	Minimalna wartość parametru	Maksymalna wartość parametru
Krytyczne nasycenie wodą w szczelinach SRV, S_{wcrf}	0,300	0,250	0,350
Krytyczne nasycenie gazem w szczelinach SRV, S_{gcrf}	0,350	0,300	0,400
Maksymalna względna przepuszczalność gazu w szczelinach SRV, $k_{rg,maxf}$	0,500	0,450	0,550
Krytyczne nasycenie gazem w matrycy, S_{gcrm}	0,350	0,300	0,400
Krytyczne nasycenie wodą w matrycy, S_{wcrm}	0,200	0,150	0,250
Maksymalna względna przepuszczalność gazu w matrycy, $k_{rg,maxm}$	0,500	0,450	0,550
Współczynnik sprzężenia matryca–szczeliny, σ [1/m ²]	$2,0 \times 10^{-4}$	$1,8 \times 10^{-4}$	$2,2 \times 10^{-4}$
Parametr izotermi Langmuira V_L (wielkość zaadsorbowanego gazu) [Nm ³ /m ³]	40,97	36,87	45,07

- krytyczne nasycenie gazem w matrycy, S_{gcrm} ;
- krytyczne nasycenie wodą w matrycy, S_{wcrm} ;
- krytyczne nasycenie gazem w szczelinach, S_{gcrf} ;
- krytyczne nasycenie wodą w szczelinach, S_{wcrf} ;
- maksymalną względną przepuszczalność gazu w matrycy, k_{rgmaxm} ;
- maksymalną względną przepuszczalność gazu w szczelinach, k_{rgmaxf} ;
- współczynnik sprężenia matryca–szczeliny, σ ;
- parametr izotermi Langmuira V_L (wielkość zaadsorbowanego gazu);
- porowatość matrycy, ϕ_m ;
- przepuszczalność matrycy, k_m ;
- przepuszczalność szczelin, k_f (hydroszczelin i szczelin wtórnych);
- miąższość efektywną matrycy w postaci NTG.

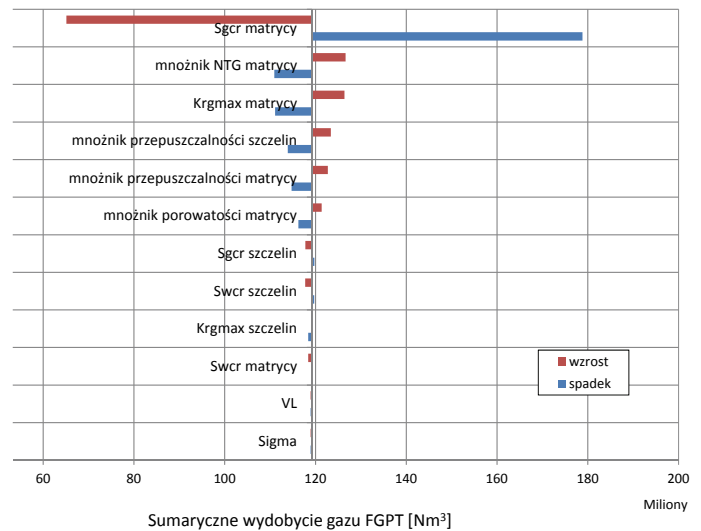
Dla wielkości scharakteryzowanych rozkładami parametrów w złożu (porowatość, przepuszczalność, NTG) zastosowano czynniki multiplikatywne. Zakres zmienności tych czynników to 0,9–1,1, a wartość najbardziej prawdopodobna to 1,0. Zakresy zmienności i najbardziej prawdopodobne wartości innych parametrów złożowych podano w tabeli 1. Dla wszystkich powyższych metod wybrano trójkątny rozkład prawdopodobieństwa.

Analiza czułości funkcji celu

Wyniki przeprowadzonej analizy czułości przedstawiono w postaci wykresu tornado na rysunku 2, gdzie kolorem niebieskim oznaczono wielkość wpływu redukcji, a kolorem czerwonym wielkość wpływu wzrostu wartości badanego parametru na wielkość sumarycznego wydobycia gazu po 30 latach eksploatacji.

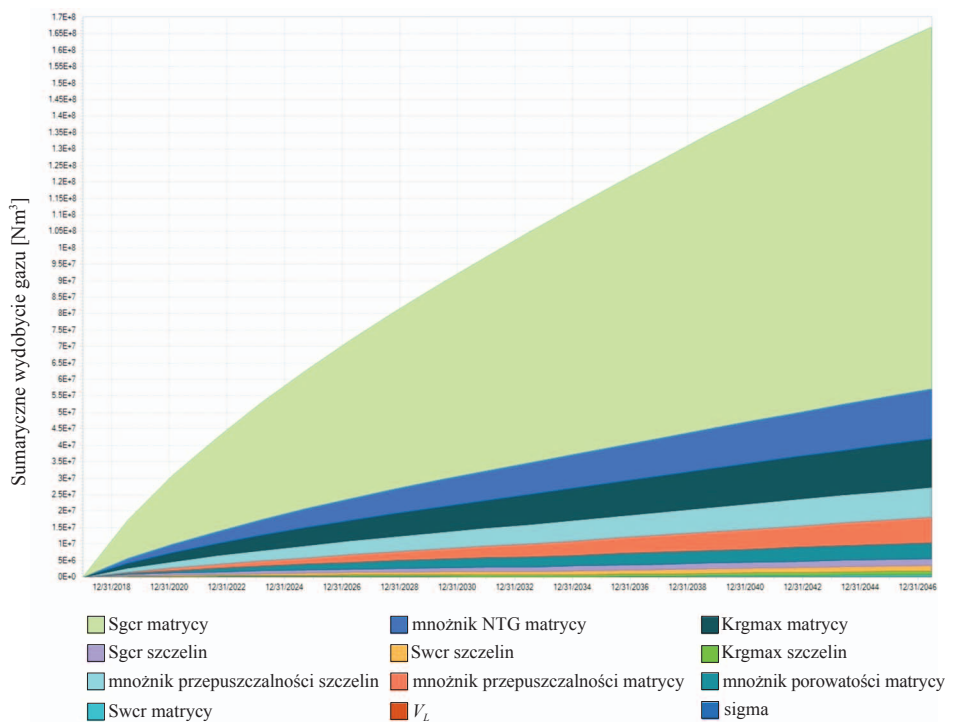
Wpływ zmiany poszczególnych parametrów modelu na wielkość sumarycznego wydobycia gazu w funkcji czasu eksploatacji przedstawiono na rysunku 3, zwanym skumulowanym wykresem tornado.

Powyższa analiza pokazuje podstawowe zależności wyników symulacji od wartości parametrów modelu, czyli tzw. zależności liniowe. W przypadku bardziej zaawansowanej analizy możliwe jest również badanie zależności wyższego rzędu, tzn. zależności kwadratowych od poszczególnych parametrów oraz zależności biliniowych od każdej pary parametrów. Analiza taka jest szczególnie użyteczna w przypadku dużych zmienności parametrów modelu.



Rys. 2. Analiza czułości sumarycznego wydobycia gazu po 30 latach eksploatacji ze względu na parametry modelu

Fig. 2. Sensitivity analyses of the total gas production after 30 years with respect to model parameter variations



Rys. 3. Analiza czułości parametrów modelu ze względu na sumaryczne wydobycie gazu w czasie

Fig. 3. Sensitivity analysis of the total gas production vs time with respect to model parameter variations

Określenie najistotniejszych parametrów modelu

Powyższa analiza czułości wskazuje na 6 spośród 12 analizowanych parametrów jako najważniejszych dla określenia wyników symulacji złożowych. Są to w kolejności od najistotniejszych do najmniej istotnego:

- krytyczne nasycenie gazem w matrycy, S_{gcrm} ;
- miąższość efektywna matrycy w postaci NTG;

- maksymalna względna przepuszczalność gazu w matrycy, k_{rgmaxm} ;
- przepuszczalność szczelin, k_f (hydroszczelin i szczelin wtórnych);
- przepuszczalność matrycy, k_m ;
- porowatość matrycy, ϕ_m .

Próbkowanie przestrzeni danych wejściowych

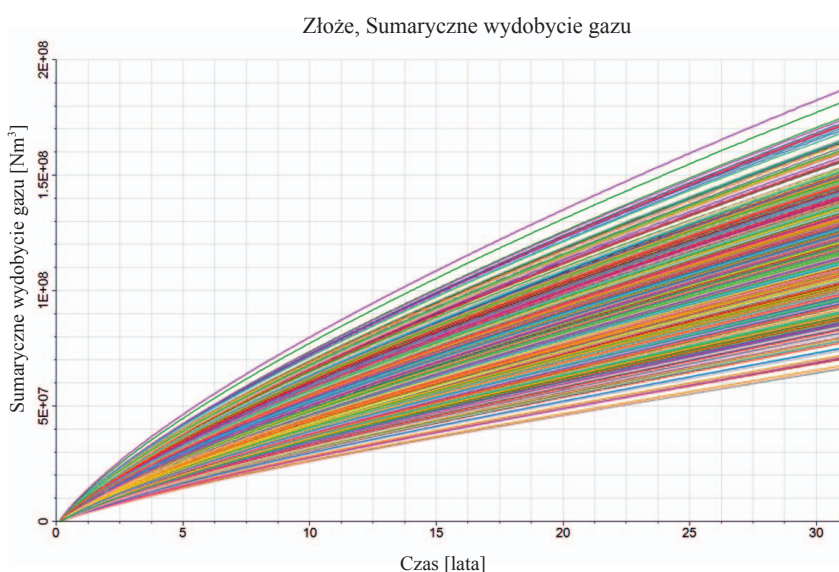
W celu wygenerowania zbioru (ansamblu) modeli analizowanego złoża reprezentatywnych dla 6-wymiarowej przestrzeni powyższych parametrów zastosowano próbkowanie statystyczne typu Monte Carlo z użyciem metody *Latin hypercube sampling*. W ten sposób uzyskano ansambl o liczebności 500 elementów (wariantów modelu).

Wielokrotne symulacje na ansamblu modeli

Przeprowadzono pełny zestaw 500 symulacji obejmujących prognozy 30 lat eksploatacji złoża. Zbiór wyników dla wybranej funkcji celu (sumarycznego wydobycia gazu) w funkcji czasu eksploatacji przedstawiono na rysunku 4.

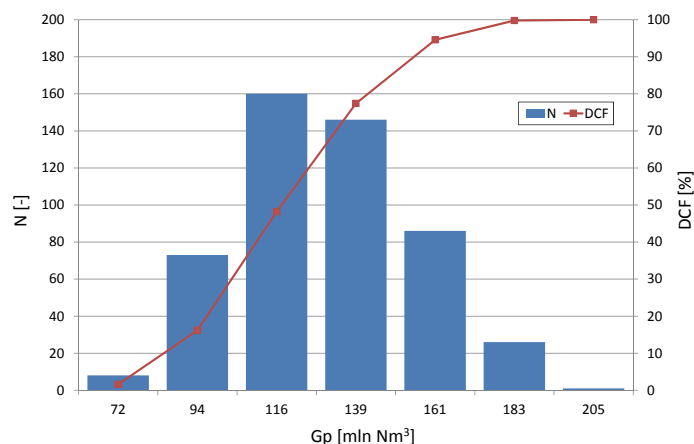
Statystyczna analiza wyników

Wyniki powyższe poddano analizie statystycznej, generując histogram i dystrybucję dla uzyskanego zbioru wielkości summarycznego wydobycia. Przykład takiej analizy przedstawia rysunek 5 dla summarycznego wydobycia gazu po 30 latach



Rys. 4. Sumaryczne wydobycie gazu dla ansamblu 500 modeli symulacyjnych

Fig. 4. Total gas production vs time for the ensemble of 500 simulation models

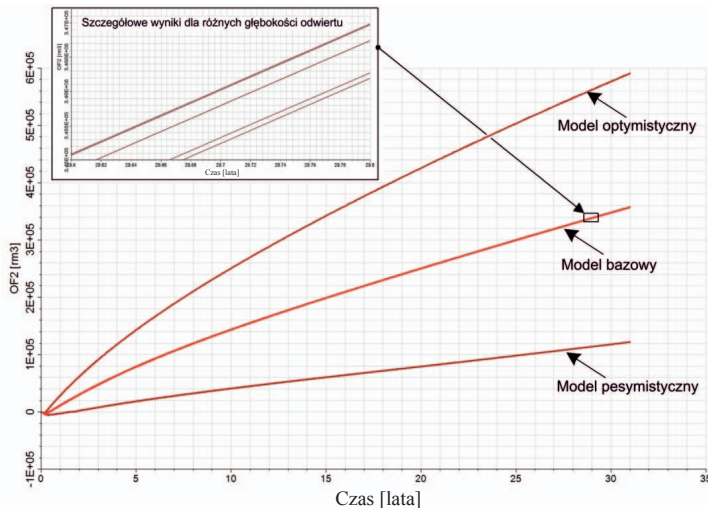


Rys. 5. Histogram and cumulative probability distribution of the total gas production after 30 years

eksploatacji. Percentyle P10, P50 i P90 tej wielkości wynoszą odpowiednio: 87,10; 117,95 i 152,16 mln Nm³.

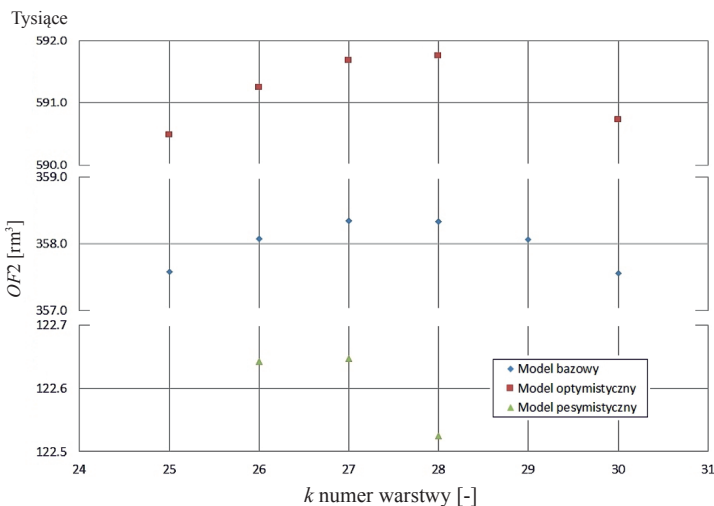
Optymalizacja modelu bazowego ze względu na głębokość udostępnienia złoża

Jako przykład zastosowania analizowanego modelu wybrano problem optymalizacji sposobu udostępnienia złoża odwiertem poziomym, a w szczególności głębokość lokalizacji poziomego odcinka tego odwiertu. Dla uwzględnienia wpływu niepewności wyników modelu na powyższą analizę optymalizacyjną wybrano 3 modele z rozpatrywanego powyżej ansamblu modeli. Były to: model bazowy, model pesymistyczny – odpowiadający wielkości summarycznego wydobycia równej wartości średniej pomniejszonej o odchylenie standardowe otrzymanego rozkładu i model optymistyczny – odpowiadający wielkości summarycznego wydobycia równej wartości średniej powiększonej o odchylenie standardowe. Wyniki przedstawiono na rysunkach 6 i 7 dla funkcji celu *OF2*, zdefiniowanej wyżej. Dla funkcji *OF1* uzyskano bardzo zbliżone wyniki. Wyniki te w drastyczny sposób pokazują sytuację, w której niepewność rezultatów prognoz symulacyjnych przekracza znacząco różnice tych prognoz wynikające ze zmian w sposobie udostępniania złoża. Wniosek ten wskazuje na potrzebę przeprowadzenia analizy niepewności wyników symulacji ze względu na niepewność danych wejściowych wyprzedzającej zastosowanie powstałego modelu do procedur optymalizacyjnych. W prezentowanym przykładzie analiza czułości wskazuje na pojedynczy parametr (S_{grm}) modelu złoża, który wykazuje dominujący wkład do niepewności wyników prognoz symulacyjnych.



Rys. 6. Wartość funkcji celu OF_2 vs czas eksploatacji dla różnych modeli złoża oraz głębokości położenia poziomego odcinka odwiertu

Fig. 6. Target function OF_2 vs production time for various reservoir models and depths of the horizontal production well



Rys. 7. Wartość funkcji celu OF_2 ($t = 30$ lat) dla różnych modeli złoża w funkcji głębokości położenia poziomego odcinka odwiertu (numeru warstwy modelu, k)

Fig. 7. Target function OF_2 after 30 years of production for various reservoir models vs depths of the horizontal production well (k – completion layer no. of the well)

Podsumowanie i wnioski

W pracy przedstawiono kompletną procedurę szacowania i analizy niepewności wyników symulacji złożowych spowodowanej niepewnością danych wejściowych charakteryzujących model użyty w symulacjach. Procedura ta opiera się na zdefiniowaniu zbioru (ansamblu) wariantów modelu złoża zgodnego ze strukturą danych wejściowych opisanych zakresem i typem rozkładu ich wartości. Z konieczności ograniczenia wielkości przestrzeni odpowiadającej tej strukturze istotnym elementem procedury jest analiza czułości wyników symulacji ze

względu na poszczególne, obarczone niepewnością dane modelu. Pozwala ona na istotną redukcję wymiaru tej przestrzeni i umożliwia w praktyce przeprowadzenie wielokrotnych symulacji dla znalezienia interesującej wielkości charakteryzującej funkcjonowanie złoża, takiej jak sumaryczne wydobycie płynów złożowych w zadanych warunkach eksploatacji. Uzyskane wyniki wielokrotnych symulacji umożliwiają przeprowadzenie fundamentalnej analizy statystycznej dającej ilościowy opis wpływu wejściowych danych modelu na niepewność wyników symulacji.

Przedstawioną procedurę zastosowano na przykładzie realistycznego złoża niekonwencjonalnego. Tego typu obiekty charakteryzują się względnie niskim stopniem rozpoznania ich parametrów złożowych, co wynika z trudności lub wręcz niemożności przeprowadzenia odpowiednich pomiarów, np. określenia wielkości szczelin wtórnych, parametrów desorpcji i wielu innych, jak również z braku odpowiednich, tzn. długotrwałych, testów otworowych. Zaprezentowany przykład pokazuje stopień rozrzutu (niepewności) wyników symulacji uniemożliwiający wykorzystanie modelu złoża do zaawansowanych zastosowań, takich jak optymalizacja procesu szczypania zasobów złoża ze względu na dobór warunków eksploatacyjnych.

W ogólności praca niniejsza wskazuje na istotną potrzebę przeprowadzenia analizy niepewności wyników symulacji spowodowanej niepełną lub niedokładną charakterystyką modelowanego złoża, wyrażającą się niepewnością parametrów modelu. Jedynie taka analiza uprawnia do ewentualnego zastosowania modelu do przeprowadzenia dalszych badań zarówno w zakresie ekonomicznej, jak i technologicznej oceny zasadności eksploatacji danego złoża. Dodatkowo analiza czułości, będąca elementem omawianej procedury, wskazuje na te charakterystyki złoża, które wymagają precyzyjnego określenia, a w konsekwencji przyczyniają się do istotnego wzrostu wiarygodności modelu złoża.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt.: *Zastosowanie modułu Uncertainty and Optimization programu Petrel do określania niepewności wyników dynamicznych symulacji złożowych* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 21/KZ, nr archiwalny: DK-4100-21/18.

Literatura

Ballin P.R., Aziz K., Journel A.G., Zuccolo L., 1993. Quantifying the Impact of Geological Uncertainty on Reservoir Performing Forecasts. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/25238-MS.
 Box G.E.P., Hunter W.G., Hunter J.S., 1978. *Statistics for Experimenters: An Introduction to Design, Data Analysis, and Model Building*. John Wiley and Sons.
 Brooks R.H., Corey A.T., 1964. Hydraulic properties of porous media. *Hydrological Papers 3*. Colorado State University.

- Bu T., Damsieth E., 1996. Errors and Uncertainties in Reservoir Performance Predictions. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/30604-PA.
- Bustamante D.S., Keller D.R., Monson G.D., 2007. Understanding Reservoir Performance and Uncertainty using a Multiple History Matching Process. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/95401-MS.
- Calsep, 2006. PVTsim 16. Program firmy Calsep do konstrukcji modelu płynu złożowego i określenia jego właściwości termodynamicznych.
- Dénes J., Keedwell A.D., 1974. Latin squares and their applications. New York-London: Academic Press. ISBN 0-12-209350-X, MR 0351850.
- Eglajs V., Audze P., 1977. New approach to the design of multifactor experiments. *Problems of Dynamics and Strengths*, 35: 104–107. Riga, Zinatne Publishing House.
- Floris F.J.T., Bush M.D., Cuypers M., Roggero F., Syversveen A.R., 2001. Methods for quantifying the uncertainty of production forecasts: A comparative study. *Petroleum Geoscience*, 7: S87–S96. DOI: 10.1144/petgeo.7.S.S87.
- Hedayat A.S., Sloane N.J.A., Stufken J., 1999. Orthogonal arrays, theory and applications. New York: Springer.
- Iman R.L., Helton J.C., Campbell J.E., 1981. An approach to sensitivity analysis of computer models: Part 1. Introduction, input variable selection and preliminary variable assessment. *Journal of Quality Technology*, 13(3): 174–183.
- Kalantari-Dahaghi A., Mohaghegh S.D., 2011. Numerical Simulation and Multiple Realizations for Sensitivity Study of Shale Gas Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/141058-MS.
- Langmuir I., 1916. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. Part I. Solids. *Journal of the American Chemical Society*, 38: 2221–2295.
- Leverett M.C., 1941. Capillary behaviour in porous solids. *Transactions of the AIME*, 142: 159–172.
- McKay M.D., Beckman R.J., Conover W.J., 1979. A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code. *Technometrics*, 21(2): 239–245. DOI: 10.2307/1268522.
- Metropolis N., Ulam S., 1949. The Monte Carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, 44: 335–341.
- Nieć M., 2010. Międzynarodowe klasyfikacje zasobów złóż kopalin. *Górnictwo i Geoinżynieria*, 3: 33–49.
- Romm E.S., 1966. Fluid Flow in Fractured Rocks. Moscow: Nedra Publishing House. (English translation W.R. Blake, Bartlesville, OK, 1972).
- Rose P.R., 2007. Measuring what we think we have found: Advantages of probabilistic over deterministic methods for estimating oil and gas reserves and resources in exploration and production. *AAPG Bulletin*, 91(1): 21–29.
- Schlumberger, 2009. VFPi. Moduł pakietu Eclipse firmy GeoQuest Schlumberger.
- Schlumberger, 2015a. Pakiet Petrel 2015.
- Schlumberger, 2015b. Petrel Uncertainty Analysis and Assisted History Matching. Training and Exercise Guide.
- Schlumberger, 2016. Pakiet Eclipse 100, 300. Release 2016.
- Stadmüller M., Sowizdzał K., 2018. Model petrofizyczny niekonwencjonalnego poziomu zbiornikowego. Materiały konferencyjne: Geopetrol 2018. Kraków: Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy. ISBN 978-83-65649-27-0.
- Subbey S., Christie M., Sambridge M.A., 2003. Strategy for Rapid Quantification of Uncertainty in Reservoir Performance Prediction. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/79678-MS.
- Szot W., 2008. Analiza niepewności w prognozach eksploatacji złóż przy zastosowaniu modeli geostatystycznych. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu nr 148, Kraków: Instytut Nafty i Gazu.
- Szot W., Gołąbek A., 2012. Symulacje procesu eksploatacji złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowych (*shale gas*). *Nafta-Gaz*, 12: 923–936.
- Szot W., Gołąbek A., 2016. Wpływ niepewności wybranych parametrów geologicznych i błędów pomiarowych na wyznaczanie wydobywalnych zasobów gazu w krajowych formacjach łupkowych metodą krzywych spadku wydajności. *Nafta-Gaz*, 9: 696–703. DOI: 10.18668/NG.2016.09.03.
- Szot W., Łętkowski P., Gołąbek A., Miłek K., 2018. Złożowa i ekonomiczna analiza eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na przykładzie wybranej formacji mułowcowej kompleksu miocenu autochtonicznego. Materiały konferencyjne: Geopetrol 2018. Kraków: Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy. ISBN 978-83-65649-27-0.
- Szot W., Miłek K., Rychlicki A., 2017. Sposób określenia właściwości obszaru drenażu odwiertu poziomego w formacjach łupkowych, poddanego zabiegom hydroszczelinowania. Zgłoszenie patentowe: P.422123.
- Wang J., Liu Y., 2011. Simulation Based Well Performance Modeling in Haynesville Shale Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/142740-MS.
- Zhang X., Du C., Deimbacher F., Crick M., Harikesavanallur A., 2009. Sensitivity Studies of Horizontal Wells with Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoirs. Paper IPTC 13338-MS, presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar.



Dr Wiesław SZOTT
 Adiunkt; kierownik Zakładu Symulacji Złóż
 Węglowodorów i Podziemnych Magazynów Gazu
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
 ul. Lubicz 25 A
 31-503 Kraków
 E-mail: wieslaw.szott@inig.pl



Mgr inż. Krzysztof MIŁEK
 Asystent w Zakładzie Symulacji Złóż Węglowodorów
 i Podziemnych Magazynów Gazu
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
 ul. Lubicz 25 A
 31-503 Kraków
 E-mail: krzysztof.milek@inig.pl