

Paweł Wojnarowski*, Paweł Pyrzak*

**OCENA EFEKTYWNOŚCI STOSOWANIA
WYBRANYCH METOD WTÓRNYCH I TRZECICH
EKSPLOATACJI ROPY NAFTOWEJ
Z WYKORZYSTANIEM SYMULACJI KOMPUTEROWEJ**

1. WSTĘP

Ze względu na duże nakłady finansowe na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze, z których szczególnie kosztowne oraz obciążone niepewnością są wiercenia, coraz większą uwagę zwraca się na efektywną eksploatację dotychczas odkrytych złóż ropy naftowej. Istotną rzeczą staje się tutaj właściwie przeprowadzenie metod wtórnych i trzecich eksploatacji (EOR) [1].

Eksploatacja złóż ropy naftowej za pomocą pierwotnych metod wydobycia pozwala zazwyczaj na maksymalne wydobycie od 12–15% pierwotnych zasobów. Stosowanie wtórnych metod takich jak nawadnianie bądź nagazowanie złoża pozwala na wydobycie maksymalnie kolejnych 15–20% zasobów złożowych. Użycie zaawansowanych metod wydobycia ropy umożliwia wydobycie dodatkowych 4–11% zasobów [2].

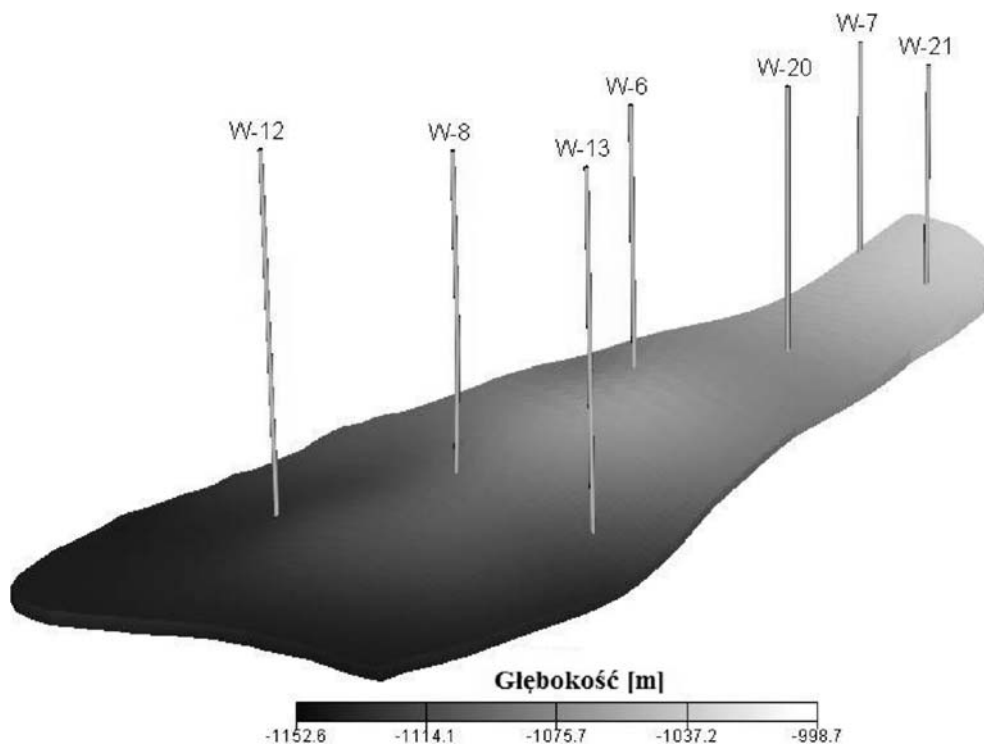
Metody trzecie, dzięki dostarczeniu do złoża dodatkowej energii bądź środków chemicznych, pozwalają na zmianę właściwości wypieranych płynów złożowych a nawet charakteru ośrodka skalnego, co pozwala zwiększyć stopień szczypania zasobów geologicznych.

W związku ze złożonością procesów związanych z tą technologią, przydatnym narzędziem do wyboru odpowiedniej metody są symulacje komputerowe, które mają na celu m.in. zmniejszenie ryzyka w związku ze stosowaniem metod zwiększających wydobycie. Dzięki nim możliwe jest przeprowadzenie szczegółowej symulacji różnych wariantów wydobycia, zaprojektowania nowych otworów, a także doboru odpowiedniej metody. W pracy dokonano analizy wpływu zastosowania jednej z metod chemicznych EOR oraz nawadniania złoża na zwiększenie wydobycia.

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

2. ZASTOSOWANIE SYMULACJI KOMPUTEROWEJ DO OCENY EFEKTYWNOŚCI EKSPLOATACJI ZŁOŻA

Obliczenia wykonano dla jednego z polskich złóż ropy naftowej w rejonie Zapadliska Przedkarpackiego. Jest to złożo ropy eksploatowane od ponad 20 lat z nieznacznym współczynnikiem szczypania. Złożo to pracuje w systemie energetycznym gazu rozpuszczonego w ropie z aktywną wodą okalającą w południowej części złoża. Charakteryzuje się również niską przepuszczalnością rzędu 0,4–5 [mD] oraz znaczną niejednorodnością. Ciśnienie złożowe od początku eksploatacji utrzymuje się powyżej ciśnienia nasycenia, głównie z powodu nieznacznego szczypania zasobów. W celu oceny efektywności eksploatacji zbudowano i skalibrowano do 21-letniej eksploatacji model numeryczny złoża. Rysunek 1 przedstawia model przestrzenny złoża wykorzystany do obliczeń.



Rys. 1. Przestrzenny model złoża

W wariantach prognostycznych założono wykorzystanie już istniejących odwiertów w celu ograniczenia ewentualnych dodatkowych kosztów ponoszonych przez operatora kopalni.

Obliczenia prognostyczne wykonano w 3 wariantach:

- I. Wariant bazowy – eksploatacja złoża bez stosowania metod EOR. W celu porównania uzyskanych wyników ze wszystkich wariantów założono sterowanie wydobywaniem ropy

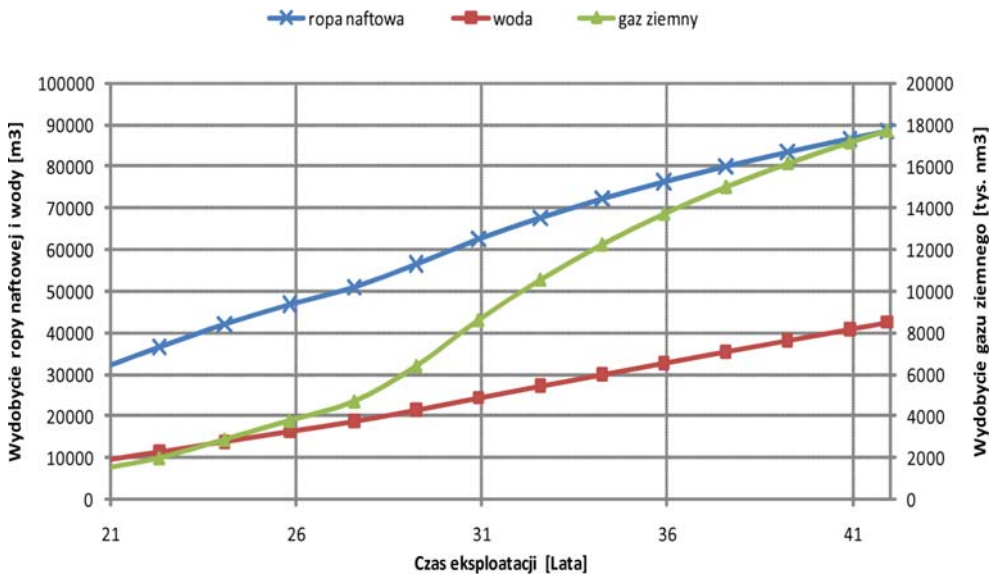
naftowej za pomocą stałego ciśnienia dennego. Wartość ciśnienia dennego w początkowej fazie symulacji wynosiła 9,2 [MPa]. Po 8 latach zakładanej eksploatacji wartość zmniejszono do 7,0 [MPa]. Założono ponadto dwudziestoletni okres eksploatacji.

- II. Eksploatacja złoża z zatłaczaniem wody z dodatkiem polimerów z wydajnością 200 m³/dobę odwiertem W-13 zlokalizowanym w pobliżu konturu ropa – woda. Sterowanie wydobyciem odbywa się jak w wariancie bazowym.
- III. Eksploatacja złoża z zatłaczaniem wody z wydajnością 200 m³/dobę odwiertem W-13. Sterowanie wydobyciem odbywa się jak w wariancie bazowym.

2.1. Symulacja wydobycia ropy naftowej bez zastosowania metod EOR

Na podstawie symulacji eksploatacji złoża, uzyskano prognozę produkcji ropy, gazu ziemnego oraz wody z wszystkich 6 istniejących odwiertów.

Skumulowane wydobycie ropy naftowej, gazu ziemnego oraz wody bez zastosowania metod EOR przy założeniu przedstawionego powyżej sposobu sterowania eksploatacją przedstawia rysunek 2. Prognoza rozpoczyna się po 21 latach dotychczasowej eksploatacji.



Rys. 2. Skumulowane wydobycie płynów złożowych – wariant I

Na podstawie wyników symulacji można stwierdzić, że eksploatacja ropy naftowej i gazu ziemnego w całym zakładanym okresie eksploatacji złoża przebiega równomiernie. Uzyskany współczynnik szczypania złoża na koniec prognozy wyniósł 8,67% (41 lat eksploatacji), z czego 3,13% przypada na dotychczasowe wydobycie złoża. W prognozowanym okresie uzyskano wydobycie ropy naftowej na poziomie 56 527 [m³], przy dotychczasowym wydobyciu rzędu 32 tys. [m³].

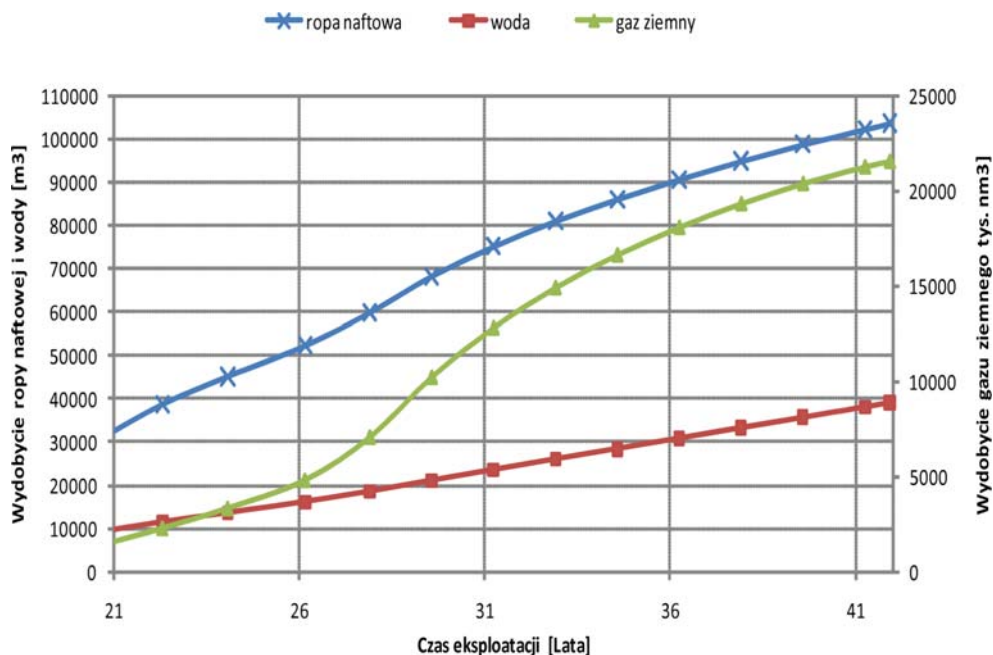
2.2. Symulacja wydobywania ropy naftowej z zastosowaniem zatłaczania polimerów do złoża

W wariantcie założono wykorzystanie istniejącego w pobliżu konturu ropa-woda odwiertu W-13 do zatłaczania wody z roztworem polimerów. Odwiert ten, ze względu na swoje położenie nie jest wykorzystywany do eksploatacji.

Początkowa zakładana koncentracja polimerów wynosiła 10 kg/m^3 . Po 10 latach prognozowanej eksploatacji koncentrację polimerów zmniejszono do 5 kg/m^3 .

W wyniku przeprowadzonej symulacji otrzymano zwiększony dopływ ropy naftowej do odwiertów w stosunku do wariantu bazowego.

Skumulowane wydobycie ropy naftowej, gazu ziemnego oraz wody z zastosowaniem zatłaczania polimerów przedstawia rysunek 3.



Rys. 3. Skumulowane wydobycie płynów złożowych – wariant II

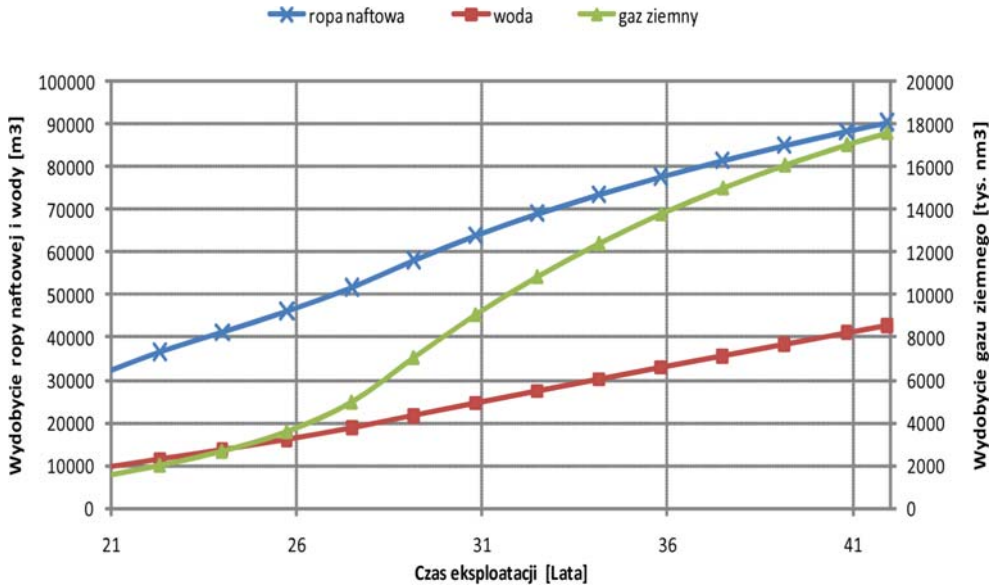
Zastosowanie zatłaczania polimerów pozwoliło na zwiększenie prognozowanego współczynnika szczypania złoża do poziomu 10,22% (41 lat eksploatacji). W prognozowanym wariantcie uzyskano $72\,328 \text{ [m}^3\text{]}$ ropy naftowej, co w porównaniu z wariantem bazowym daje przyrost wydobycia o 21,85%.

2.3. Symulacja wydobywania ropy naftowej z zastosowaniem zatłaczania wody do złoża

Symulacja nawadniania złoża miała na celu ocenę wpływu polimerów na zwiększenie wydobycia (wariant 2). W tym wariantcie również założono zatłaczanie wody do złoża odwiertem W-13 z wydatkiem $200 \text{ m}^3/\text{dobę}$.

Analiza wykazała zwiększenie wydobywania ropy naftowej w porównaniu z klasyczną eksploatacją złoża, jednakże efekt ten nie dorównywał rezultatom uzyskanym przy zatłaczaniu do złoża polimerów.

Uzyskane rezultaty przedstawia rysunek 4.



Rys. 4. Skumulowane wydobycie płynów złożowych – wariant III

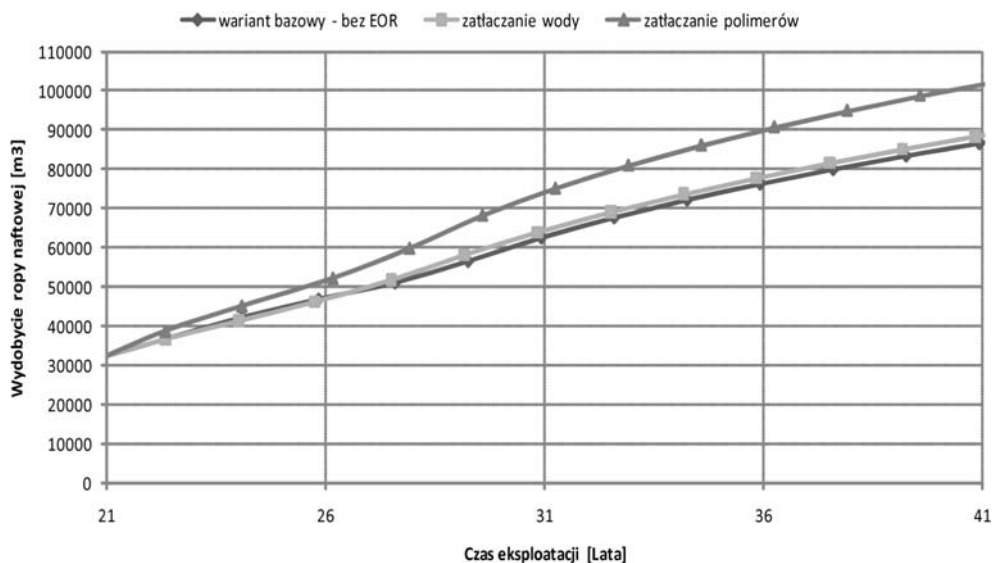
W wyniku nawadniania złoża uzyskano współczynnik szczypania złoża na poziomie 8,88% (41 lat eksploatacji). W prognozowanym wariantcie uzyskano 58 611 [m³] ropy naftowej, co w porównaniu z wariantem bazowym daje przyrost wydobywania o 3,56%. Niska efektywność nawadniania spowodowana jest znaczną niejednorodnością złoża oraz jego niską przepuszczalnością.

W celu oceny efektywności technologicznej wybranych metod, porównano skumulowane wydobycia ropy naftowej. Zestawienie wyników przedstawia rysunek 5.

Krzywa wydobywania ropy naftowej w przypadku zatłaczania polimerów przebiega równomiernie, co świadczy o niewielkiej zmianie wielkości wydatków w czasie całego okresu eksploatacji.

Po 10 latach wszystkie krzywe bieżą praktycznie równolegle, a więc przyrost wydobywania powodowany zatłaczaniem polimerów następuje w pierwszych 10 latach trwania zabiegu.

W tabeli 1 Zestawiono skumulowane wydobycia płynów złożowych oraz współczynniki szczypania złoża dla wszystkich przedstawionych wariantów symulacyjnych, a także przyrosty wydobywania obliczone w stosunku do wariantu bazowego.



Rys. 5. Skumulowane wydobyte ropy naftowej dla poszczególnych wariantów symulacyjnych

Tabela 1

Skumulowane wydobyte płynów złożowych dla poszczególnych wariantów wraz z obliczonymi współczynnikami szczypania złoża oraz przyrostami wydobywania

Warianty symulacyjne	Wariant I	Wariant II	Wariant III
	Wydobyte płynów złożowych		
Ropa naftowa [m ³]	56 527	73 328	58 611
Gaz ziemny [m ³]	16 219 450	18 739 330	16 133 301
Woda [m ³]	28 508	32 143	35 490
Współczynnik szczypania złoża od początku eksploatacji [%]	8,67	10,22	8,88
Współczynnik szczypania złoża dla prognozowanego czasu eksploatacji [%]	5,54	7,11	5,75
Przyrost wydobywania w porównaniu z wariantem bazowym [%]	–	21,85	3,56

3. PODSUMOWANIE

Stosowanie zaawansowanych metod wydobycia ropy naftowej umożliwia większe szczypanie zagospodarowanych i częściowo wyeksploatowanych złóż, wpływając w ten sposób na poprawę efektywności wydobycia. Czynnikiem decydującym o sukcesie takiego przedsięwzięcia jest właściwy dobór metody do złoża. W przypadku złóż niejednorodnych, o niskiej przepuszczalności zastosowanie bezpośrednio po okresie eksploatacji metodami pierwszymi metody wtórnej może okazać się nie efektywne. W procesie decyzyjnym przydatnym narzędziem okazać się może wariantowa symulacja numeryczna eksploatacji.

Przedstawiony przykład pokazuje, iż stosowanie bardziej zaawansowanych metod prowadzi do lepszych rezultatów. Zatlaczanie związków polimerowych umożliwiło wzrost współczynnika szczypania złoża o 1,34% (przyrost wydobycia o około 22%). Ze względu na niską przepuszczalność złoża końcowy współczynnik szczypania złoża pomimo znaczącego przyrostu wydobycia jest niski. W takim przypadku korzystny wpływ na proces wydobycia mogłyby mieć zabiegi intensyfikacyjne w odwiertach eksploatacyjnych.

Wykorzystanie do zatlaczania płynów istniejącego odwiertu zlokalizowanego w pobliżu konturu ropa-woda pozwala na ograniczenie nakładów inwestycyjnych, a uzyskane wyniki wskazują na dobrą lokalizację odwiertu, zapewniającą stabilną eksploatację, bez przebicia się zatlaczanych chemikaliów przez 20 lat. Zwiększenie ilości odwiertów zatlaczających może wpłynąć na wzrost efektywności wydobycia tej metody, lecz generuje dodatkowe koszty inwestycyjne, co w przypadku małego złoża może okazać się nie efektywne ekonomicznie. Stosowanie zaawansowanych metod wydobycia wiąże się zawsze z większymi nakładami i dlatego analiza techniczna jest podstawowym źródłem informacji umożliwiającym przeprowadzenie analizy ekonomicznej. Uzyskane w ten sposób informacje pozwalają na ocenę opłacalności stosowania metod EOR dla konkretnego złoża.

LITERATURA

- [1] Satter A, Thakur G. C.: *Integrated Petroleum reservoir management*, Pennwell Publishing Company Tulsa, Oklahoma 1994.
- [2] Spiegth J. G.: *The Chemistry and Technology of Petroleum*, Fourth Edition – Taylor & Francis Group, 2006.