

Jerzy Stopa*, Stanisław Rychlicki*, Paweł Wojnarowski*

ZASTOSOWANIE ODWIERTÓW MULTILATERALNYCH NA ZŁOŻACH ROPY NAFTOWEJ W PÓŹNEJ FAZIE EKSPLOATACJI

1. WPROWADZENIE

Zastosowanie odwiertów multilateralnych w porównaniu z konwencjonalnymi odwiertami daje szereg możliwości optymalizacji wyników ekonomicznych i technicznych. Niektóre z tych korzyści są łatwe do zdefiniowania, są też takie, których identyfikacja i pomiar jest trudniejsza. Najczęściej potencjalne zyski z zastosowania odwiertów multilateralnych można podzielić na dwie kategorie. Pierwsza to możliwość zwiększenia rezerw i/lub przyspieszenia wydobycia dla poszczególnych odwiertów. Druga to możliwość zmniejszenia kosztów ponoszonych w trakcie realizacji projektu wydobywczego [2].

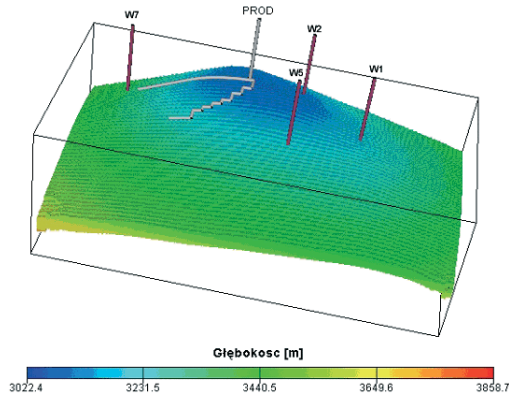
Możliwość zwiększenia wydobycia i jego przyspieszenia to bardzo istotna korzyść. Podczas rozważania projektu zastosowania odwiertów multilateralnych jest to zazwyczaj pierwszy rozpatrywany czynnik i jego znaczenie jest z reguły najważniejsze. Określenie oszczędności dla systemów multilateralnych może być przeprowadzone podczas procesu planowania odwiertów. Pomimo to, iż właściwości złoża i ewentualne zwiększenie rezerw i produkcji są głównym czynnikiem decydującym o zastosowaniu odwiertów multilateralnych, wymierna redukcja kosztów jest bardzo ważnym czynnikiem przemawiającym na korzyść systemów multilateralnych [3].

2. OCENA MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA WYDOBYCIA ZA POMOCĄ ODWIERTÓW MULTILATERALNYCH

W celu określenia efektywności zastosowania odwiertów multilateralnych na złożu ropy naftowej wykonano wariantowe symulacje numeryczne eksploatacji za pomocą różnych konfiguracji odwiertów. Do obliczeń wykorzystano model jednego z częściowo wyeksplotowanych złóż ropy naftowej na południu Polski. Ze względu na szczelinowy charakter

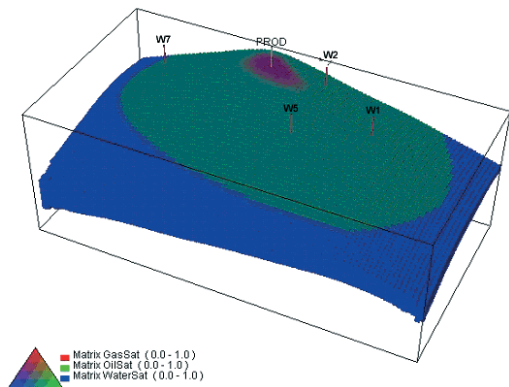
* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

skał złożowych, zastosowano model o podwójnej porowatości, w którym zdefiniowano własności matrycy skalnej oraz systemu szczelin. Na rysunku 1 przedstawiono lokalizację odwiertów na tle struktury złożowej.



Rys. 1. Lokalizacja odwiertów na tle struktury złoża

Na złożu umiejscowiono cztery odwierty pionowe oraz jeden odwiert multilateralny posiadający dwa poziome odgałęzienia. Odwiert ten umiejscowiony jest w centralnej części złoża. Pierwsze odgałęzienie odwiertu biegnie od północnego wschodu do południowego zachodu. Drugie odgałęzienie biegnie początkowo w kierunku zachodnim, a w końcowym odcinku w kierunku północno-zachodnim. Przy takiej konfiguracji odgałęzień, odwiert ten obejmuje swym zasięgiem praktycznie całą północno-zachodnią część złoża. W południowo-wschodniej części złoża działają odwierty pionowe W-1, W-2 oraz W-5. W wariancie zakładającym pracę klasycznego odwiertu horyzontalnego założono odłączenie drugiej gałęzi odwiertu multilateralnego. Na podstawie danych złożowych opracowano model symulacyjny typu Black-Oil. Za stan początkowy do obliczeń wariantowych przyjęto obecny stan złoża, na który wpływ miała dotychczasowa eksploatacja. Uzyskany w ten sposób rozkład nasycen płynami złożowymi przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Nasycenie płynami złożowymi przed rozpoczęciem eksploatacji odwiertem multilateralnym

2.1. Symulacja numeryczna odwiertu multilateralnego

W modelu numerycznym, odwiert multilateralny jest reprezentowany przez zbiór segmentów połączonych wzajemnie zgodnie z topologią modelowanego odwiertu. Dla każdego segmentu definiuje się jego położenie w siatce symulacyjnej oraz połączenia z innymi segmentami. Wyróżniony jest segment główny, zwany pniem (*stem*), od którego odchodzą odgałęzienia (*branch*). Gałęzie mogą być połączone w wyróżnionych węzłach (zwanych połączeniami (*junction*)), nie mogą jednak tworzyć pętli. Zarówno pień, jak i gałęzie mogą składać się z wielu segmentów, które z kolei mogą być połączone z oczkiem siatki symulacyjnej, przez które przechodzą (model perforacji), albo od niego odizolowane (brak perforacji). Każdy z segmentów zawiera wyróżniony punkt, zwany węzłem (*node*). W trakcie symulacji obliczane są różnice ciśnień między sąsiednimi węzłami, a także między węzłami i oczkami siatki różnicowej, reprezentującymi dynamiczne ciśnienie złożowe. W ten sposób układ węzłów należących do jednej gałęzi tworzy jednowymiarową siatkę różnicową, co umożliwia obliczanie spadków ciśnień w gałęziach i w całym odwiercie z uwzględnieniem zarówno strat ciśnienia w segmentach, jak i aktualnego ciśnienia złożowego.

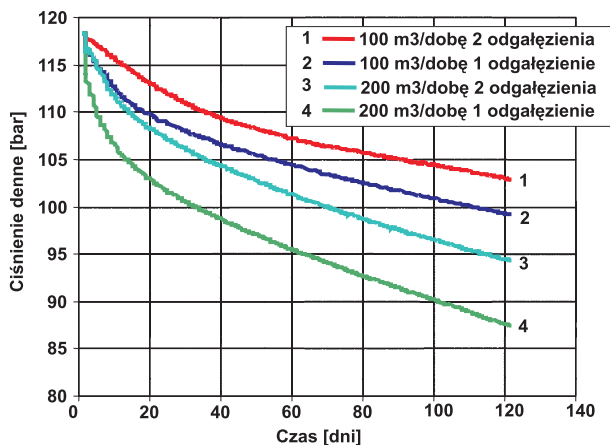
2.2. Modelowanie pracy odwiertów

Przeprowadzone obliczenia zakładały eksploatację ropy naftowej ze złoża za pomocą:

- odwiertu horyzontalnego,
- odwiertu multilateralnego,
- odwiertu pionowego.

Założono wydatki eksploatacji odwiertem horyzontalnym/multilateralnym na poziomie 100 oraz 200 m³/dobę. W odwiertach pionowych założono wydajności na poziomie: 13 m³/dobę dla odwiertu W-1, 11 m³/dobę dla odwiertu W-2 oraz 5 m³/dobę dla odwiertu W-5, co jest zgodne z obecnie osiąganymi wydatkami.

Na rysunku 3 przedstawiono zmiany ciśnienia dennego w modelowanym odwiercie horyzontalnym/multilateralnym dla analizowanych przypadków w ciągu 120 dni eksploatacji. Przez ciśnienie dennego rozumie się ciśnienie w punkcie łączenia odgałęzień.



Rys. 3. Zmiany ciśnienia dennego w odwiercie horyzontalnym/multilateralnym

Jak widać z wykresu, we wszystkich przypadkach obserwuje się szybszy spadek ciśnienia dennego w ciągu pierwszych 40 dni, przy wyraźnej różnicy w wartościach ciśnienia dennego dla odwiertów poziomego i multilateralnego. W dłuższym przedziale czasu, widoczny jest przyrost różnicy między depresją wywołaną zmiennym kształtem odwiertu. Eksploatacją na stałym poziomie wydajności odwiertem multilateralnym powoduje znacznie mniejszy spadek ciśnienia. W krótkim przedziale czasu różnice w spadku ciśnienia powodowane różną konfiguracją odwiertu są rzędu 5÷8 barów, jednakże w dłuższym czasie różnice te będą rosnąć i mogą znacząco wpływać na przebieg eksploatacji (konfiguracja urządzeń eksploatacyjnych). Ponadto w dłuższej perspektywie czasowej przebieg spadku ciśnienia we wszystkich wariantach staje się łagodniejszy.

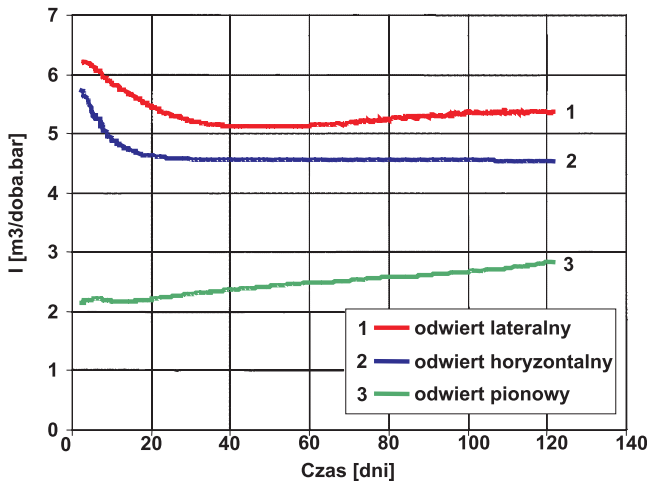
W celu porównania efektywności analizowanych konfiguracji odwiertów określono zmiany indeksu wydobywania zgodnie z zależnością [1]

$$I = \frac{q}{P_{sr} - P_d} \quad (1)$$

gdzie:

- q – wydatek [$\text{m}^3/\text{dobę}$],
- P_{sr} – średnie ciśnienie złożowe [bar],
- P_d – ciśnienie denno dynamiczne w odwiercie [bar].

Rysunek 4 przedstawia zmiany indeksu wydobywania w czasie.

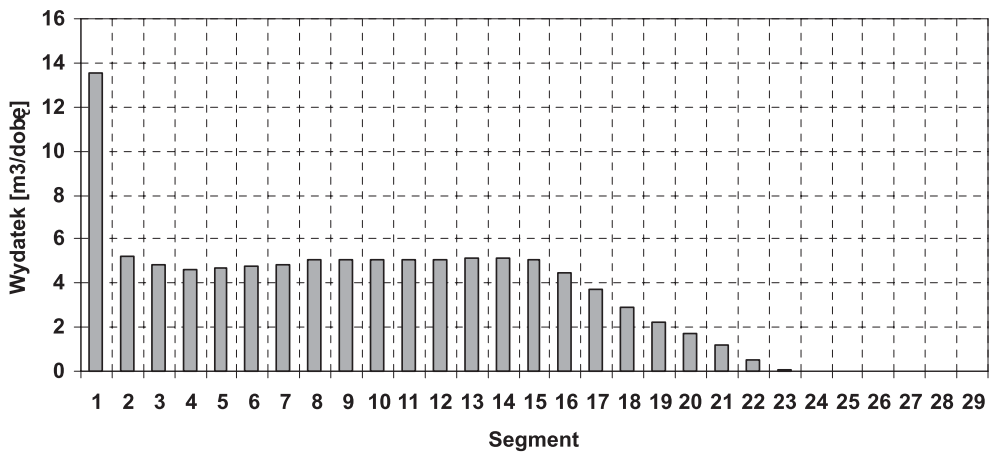


Rys. 4. Zmiany indeksu wydobywania w czasie z uwzględnieniem interferencji odwiertów

We wzorze (1) wartość indeksu wydobywania odniesiono do wartości średniego ciśnienia złożowego, aby umożliwić porównanie wartości uzyskanych dla różnych konfiguracji odwiertów. Jak widać z rysunku, indeks wydobywania dla odwiertów poziomego i multilateral-

nego znacznie przewyższa jego wartości dla odwiertu pionowego, ponadto wartości dla odwiertu multilateralnego są większe w porównaniu z odwiertem poziomym. W przypadku odwiertów poziomego i multilateralnego w początkowym okresie widoczny jest spadek indeksu wydobywania. Jednakże po około 60 dniach, dla odwiertu multilateralnego, widoczny jest jego wzrost. Spowodowane to może być powiększaniem się wtórnej czapy gazowej lub interferencją odwiertów, czemu sprzyja szczelinowy charakter złoża. Wzrost indeksu wydobywania odwiertu pionowego spowodowany jest jego równoczesną pracą z odwiertem multilateralnym, co świadczy o wpływie tego odwiertu na praktycznie cały obszar złoża (spadek średniego ciśnienia złożowego).

Na rysunku 5 przedstawiono profil wydajności dla poszczególnych segmentów odgałęzienia.

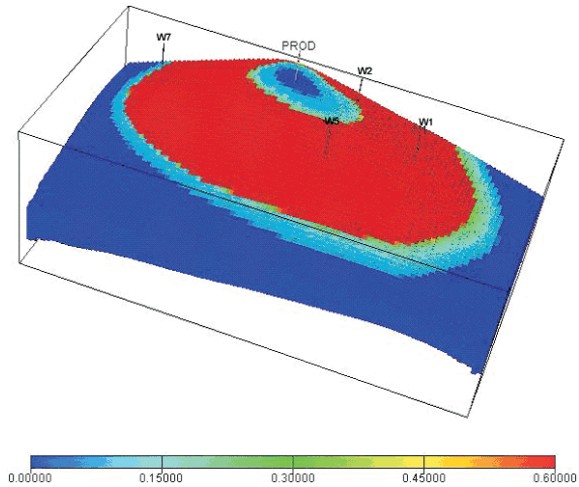


Rys. 5. Profil wydajności dla segmentów odwiertu

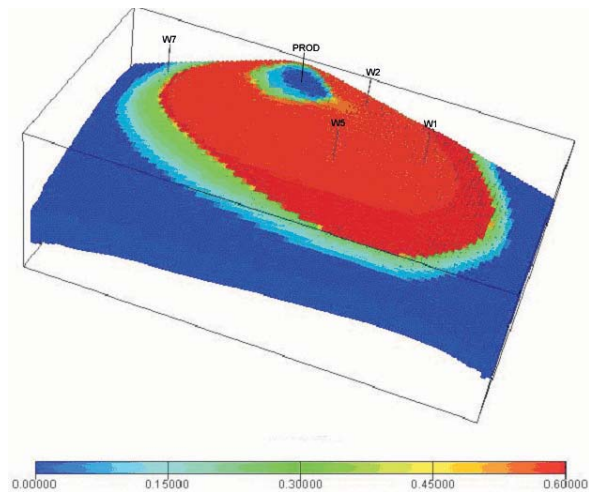
Jak widać z wykresu na rysunku 5, największy udział w wydobywaniu ma segment 1 (licząc od segmentu głównego odwiertu), następnie wydajność utrzymuje się na stałym poziomie, by w końcowym fragmencie odgałęzienia stopniowo obniżyć się do zera. Na niskie wydajności w końcowym fragmencie odgałęzienia wpływ ma spadek ciśnienia w długim odcinku poziomym. Długość segmentu wynosi 50 m.

Kolejną zaletą zastosowania odwiertu rozgałęzionego jest umożliwienie objęcia drenażem znacznej części złoża, co widać z porównania rysunków 2, 6 i 7.

Jak widać z przedstawionych rysunków, w trakcie eksploatacji odwiertem multilateralnym następuje wyraźne przesunięcie konturu ropa-woda na skutek zwiększonego wydobywania z części północno-zachodniej złoża. Zjawisko to jest wyraźnie widoczne zwłaszcza w systemie szczelin. W matrycy skalnej ruch płynów złożowych następuje znacznie wolniej. Brak tutaj wyraźnego przesunięcia konturów, występuje jedynie spadek nasycenia ropą w centralnej części złoża na skutek wymiany płynów ze szczelinami.



Rys. 6. Nasycenie ropą systemu szczelin przed rozpoczęciem eksploatacji odwiertem multilateralnym



Rys. 7. Nasycenie ropą systemu szczelin – po 120 dniach eksploatacji odwiertem multilateralnym z wydajnością 100 m³/dobę

3. PODSUMOWANIE

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń stwierdzić można, iż zastosowanie odwiertu multilateralnego na częściowo wyeksploatowanym złożu ropy naftowej znacząco może podnieść wydobywanie. Zapewnia on objęcie drenażem znacznej części złoża, co w przypadku wierzeń pionowych wymagałoby rozbudowanej siatki odwiertów. Jednakże prace związane z wykonaniem takiego odwiertu poprzedzone powinny być dokładnymi badaniami

geologiczno-złożowymi w celu identyfikacji panujących obecnie w złożu warunków energetycznych oraz określenia pozostających w złożu zasobów. Istotna jest również prawidłowa lokalizacja oraz właściwe określenie długości odgałęzień zapewniające dostęp do strefy ropnej i bezpieczną odległość od strefy zawodnionej.

LITERATURA

- [1] Economides M.J., Hill A.D.: Ehlig-Economides C.: *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall PTR, New Jersey 1994
- [2] Hogg C.: *Identifying the Economic Savings Beyond the Reservoir*. SPE 94677, 2005
- [3] Oberkircher J.: *The Economic Viability of Multilateral Wells*. IADC/SPE 59202, 2000