

**Jerzy Stopa*, Stanisław Rychlicki*, Paweł Wojnarowski*,
Piotr Kosowski***

**OCENA EFEKTYWNOŚCI
ZABIEGÓW INTENSYFIKACJI WYDOBYCIA
W ODWIERTACH EKSPLOATACYJNYCH**

1. WPROWADZENIE

Zabiegi intensyfikacji wydobywania wpływają znacząco na własności fizyczne strefy przyodwiertowej, zwiększając przez to produktywność odwiertu. Efektywność takich zabiegów ocenić można przez analizę podstawowych parametrów eksploatacyjnych oraz porównanie zdolności produkcyjnej przed i po zabiegu.

Podstawowym parametrem służącym do oceny produktywności odwiertu jest indeks produkcji J [2]

$$J = \frac{q}{P_0 - P_{dr}} \quad (1)$$

gdzie:

- q – wydatek,
- P_0 – ciśnienie denne statyczne,
- P_{dr} – ciśnienie denne ruchowe.

Przy niezmienności podstawowych parametrów złoża takich, jak miąższość, lepkość płynów złożowych czy przepuszczalność matrycy skalnej, parametrem, na który można oddziaływać przez zabiegi intensyfikacyjne, jest wartość „skin efektu”. Jego wartość może być zredukowana przez kwasowanie strefy przyodwiertowej lub wytworzenie w jej obrębie szczeliny. Wytworzenie szczeliny może powodować, iż współczynnik ten przyjmie wartości ujemne. Dysponując danymi eksploatacyjnymi umożliwiającymi wyznaczenie indeksu produkcji przed i po zabiegu, można określić efektywność zabiegu.

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

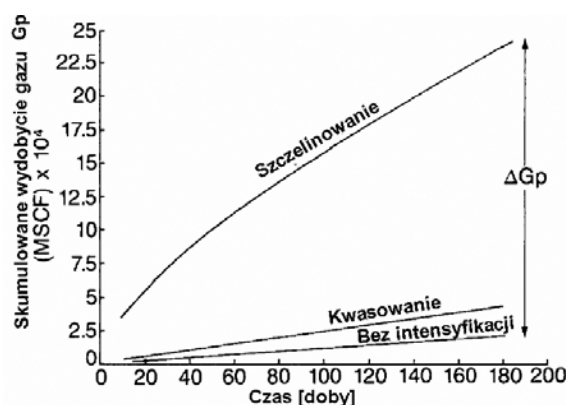
W takim przypadku wartość ta wyznaczona może być z zależności

$$\eta = \frac{J_{po_zabiegu}}{J_{przed_zabiegiem}} \quad (2)$$

Wyznaczona w ten sposób wartość nie pozwala jednak określić efektu zabiegu w dłuższym przedziale czasu, gdyż wykorzystane do obliczeń wartości wydajności i depresji w odwiercie zazwyczaj są wartościami chwilowymi, zmierzonymi bezpośrednio przed i po zabiegu. Podczas eksploatacji w odwiercie poddanym zabiegowi intensyfikacji zazwyczaj obserwuje się obniżanie się produktywności w czasie w skutek zmian zachodzących w złożu.

Ocenę efektywności zabiegu w oparciu o historię eksploatacji zarejestrowaną w dłuższym czasie przeprowadzić można przez porównanie wielkości wydobywania z odwiertu z przewidywanym wydobywaniem w tym samym okresie bez przeprowadzenia zabiegu intensyfikacji.

Rysunek 1 przedstawia przykładowe porównanie skumulowanego wydobywania w okresie 180 dni po zabiegu intensyfikacji wydobywania z wydobywaniem bez jego intensyfikacji.



Rys. 1. Porównanie skumulowanego wydobywania z odwiertu [3]

Jak widać z rysunku, dzięki szczelinowaniu hydraulicznemu obserwuje się znaczny przyrost wydobywania ΔGp w porównaniu z możliwym wydobywaniem z odwiertu zarówno bez przeprowadzonego zabiegu, jak i w stosunku do rezultatów kwasowania. W oparciu o tak przygotowane zależności przedstawiające skumulowane wydobywanie dla różnych stanów technicznych odwiertu określić można efektywność zabiegu, rozumianą jako procentowy przyrost wydobywania w analizowanym czasie uzyskany dzięki operacji intensyfikacji wydobywania. Parametr ten określić można za pomocą następującej zależności

$$\eta = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Gp_{intensyfikacja}(t) dt}{\int_{t_1}^{t_2} Gp_{bez_intensyfikacji}(t) dt} \cdot 100\% \quad (3)$$

Przydatnym narzędziem w ocenie efektywności zabiegów intensyfikacji wydobycia jest również analiza zmian ciśnienia zarówno podczas testów hydrodynamicznych, jak i podczas długiego okresu eksploatacji. Jednakże ze względu na koszty przeprowadzenia testów, dane takie nie zawsze są dostępne [1].

2. OCENA EFEKTYWNOŚCI ZABIEGÓW INTENSYFIKACJI WYDOBYCIA W WYBRANYCH ODWIERTACH

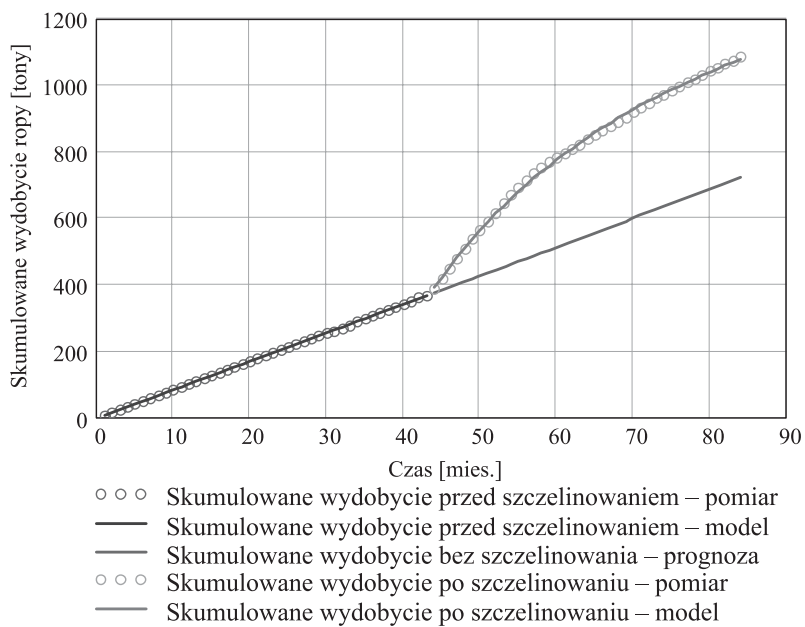
W ramach pracy przeanalizowano efekty zabiegu intensyfikacji w czterech odwiertach. W odwiertach wykonano zabieg hydraulicznego szczelinowania z podsadzką. Dla przedstawionych odwiertów dostępne były dane z przebiegu eksploatacji przed i po zabiegu. Na podstawie historii eksploatacji określono modele empiryczne skumulowanego wydobycia z odwiertów dla okresów przed i po zabiegu szczelinowania. Uzyskane w wyniku aproksymacji modele przedstawia tabela 1. Graficzne dopasowanie modeli do przebiegu wydobycia przedstawiają rysunki 2–9.

Tabela 1

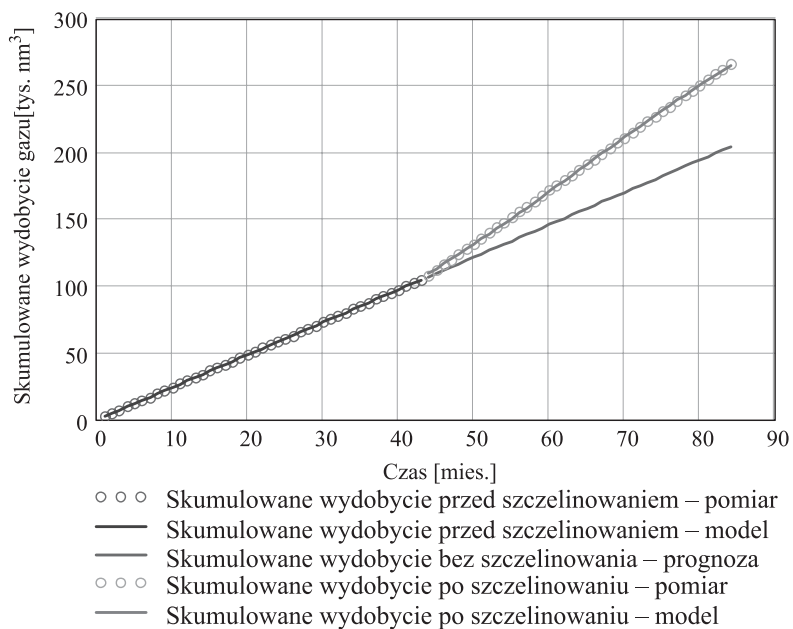
Modele empiryczne zmian wydobycia w czasie

| Odwiert | Produkcja ropy Q [tony] | |
|--|---|---|
| | przed zabiegiem | po zabiegu |
| W-1 | $Q(t) = \frac{34450 \cdot t}{4089 - t}$ | $Q(t) = 1832 - \frac{63400}{t}$ |
| W-2 | $Q(t) = 4,666 \cdot (t + 0,226)^{1,079}$ | $Q(t) = \frac{686,877}{1 + 58,459 \cdot \exp(-0,086 \cdot t)}$ |
| W-3 | $Q(t) = 11,074 \cdot (t + 0,014)^{0,987}$ | $Q(t) = 2257 \cdot \ln(t) - 8100$ |
| W-4 | $Q(t) = 9,372 \cdot (t + 2,906)^{0,546}$ | $Q(t) = 34,846 \cdot \ln(t) - 38,307$ |
| Produkcja gazu Q [tys. nm ³] | | |
| | przed zabiegiem | po zabiegu |
| W-1 | $Q(t) = \frac{118800 \cdot t}{48790 + t}$ | $Q(t) = \frac{378,534}{1 + 16,432 \cdot \exp(-0,043 \cdot t)}$ |
| W-2 | $Q(t) = \frac{228,423}{1 + 7,793 \cdot \exp(-0,033 \cdot t)}$ | $Q(t) = \frac{228,421}{1 + 7,793 \cdot \exp(-0,033 \cdot t)}$ |
| W-3 | $Q(t) = \frac{374,6 \cdot 10^6 \cdot t}{153,8 \cdot 10^6 - t}$ | $Q(t) = \frac{623,06}{1 + 174,402 \cdot \exp(-0,081 \cdot t)}$ |
| W-4 | $Q(t) = \frac{390,17 \cdot 10^6 \cdot t}{458,7 \cdot 10^6 - t}$ | $Q(t) = \frac{489,445}{1 + 428,135 \cdot \exp(-0,057 \cdot t)}$ |

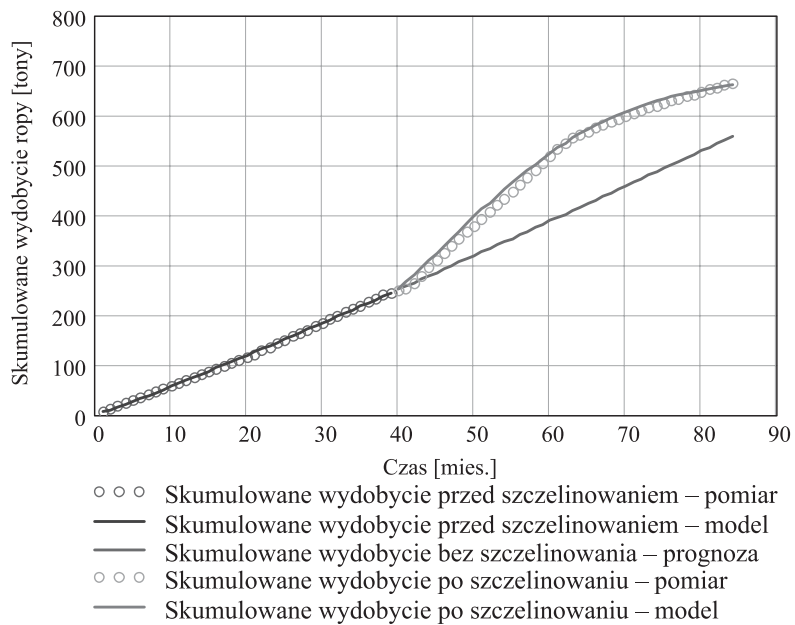
$Q(t)$ – skumulowane wydobycie, t – czas eksploatacji [miesiące]



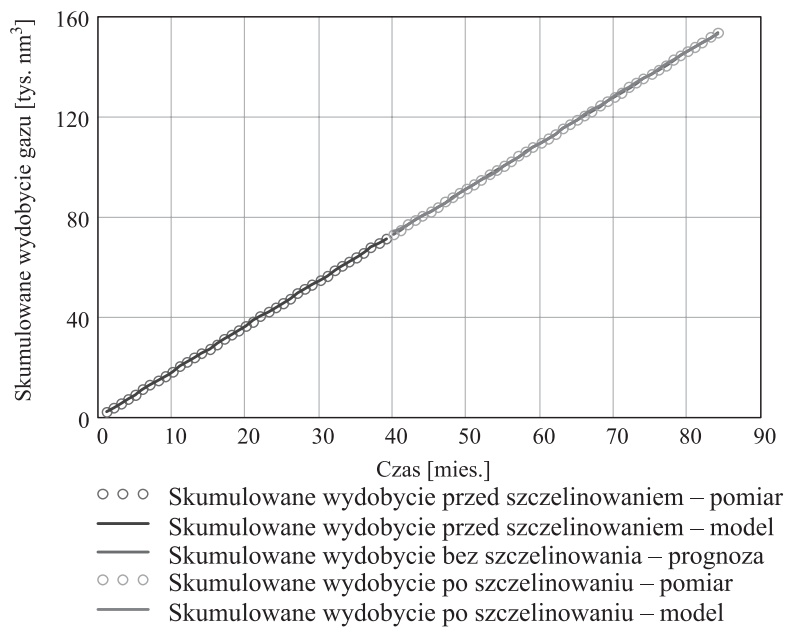
Rys. 2. Skumulowane wydobycie ropy z odwiertu W-1



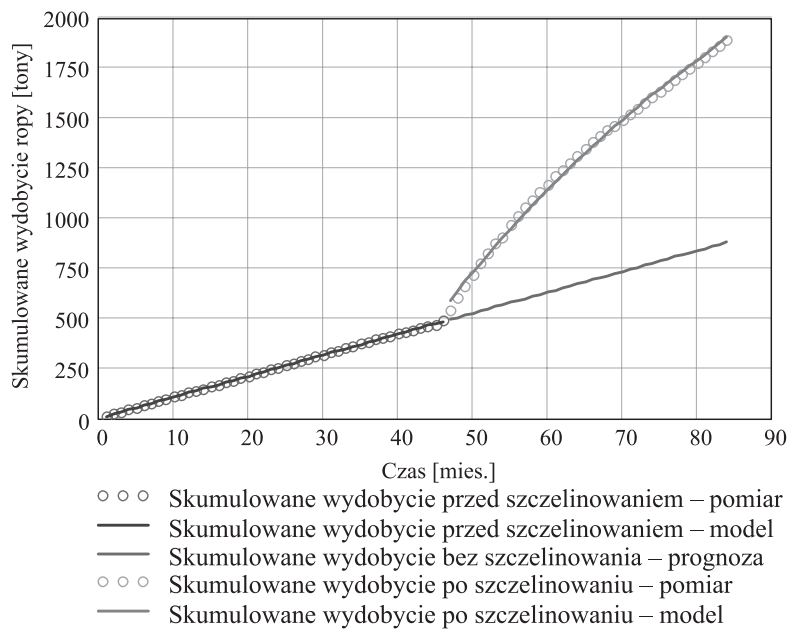
Rys. 3. Skumulowane wydobycie gazu z odwiertu W-1



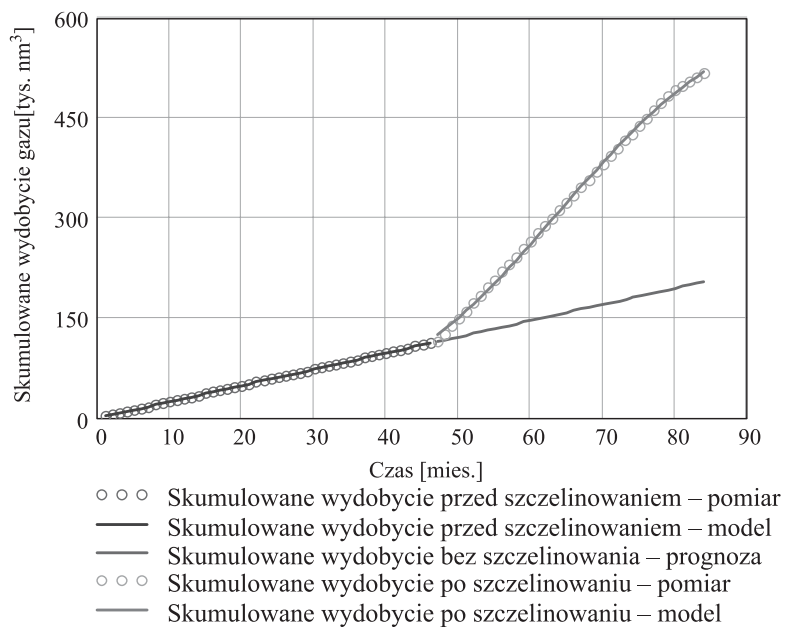
Rys. 4. Skumulowane wydobycie ropy z odwiertu W-2



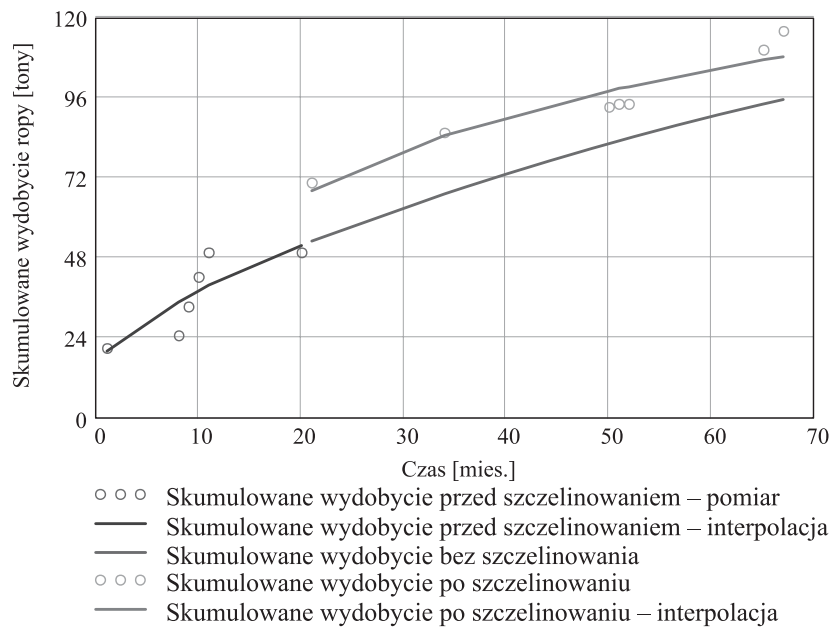
Rys. 5. Skumulowane wydobycie gazu z odwiertu W-2



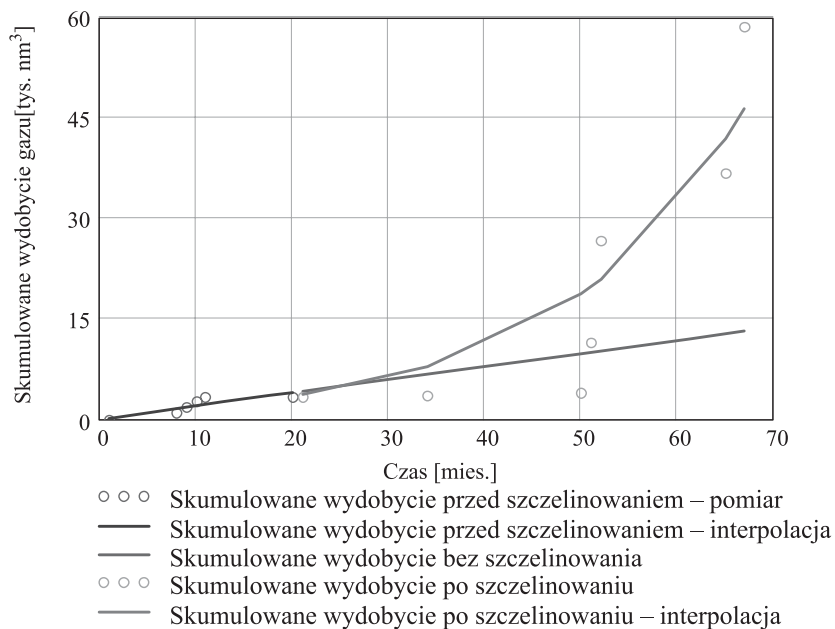
Rys. 6. Skumulowane wydobycie ropy z odwiertu W-3



Rys. 7. Skumulowane wydobycie gazu z odwiertu W-3



Rys. 8. Skumulowane wydobycie ropy z odwiertu W-4



Rys. 9. Skumulowane wydobycie gazów odwiertu W-4

Jak widać z wykresów, dzięki zastosowaniu zabiegów intensyfikacji wydobycia w większości wypadków uzyskano znaczny przyrost wydobycia zarówno ropy, jak i gazu ziemnego. Zestawienie uzyskanych wyników zawiera tabela 2.

Tabela 2

Efektywność zabiegu mierzona przyrostem wydobycia w analizowanym okresie czasu

| Odwiert | Efektywność w stosunku do produkcji ropy [%] | Efektywność w stosunku do produkcji gazu [%] | Okres eksploatacji przed zabiegiem [mies.] | Okres eksploatacji po zabiegu [mies.] |
|---------|--|--|--|---------------------------------------|
| W-1 | 47 | 20 | 44 | 40 |
| W-2 | 24 | 0 | 40 | 44 |
| W-3 | 90 | 100 | 47 | 47 |
| W-4 | 21 | 100 | 20 | 48 |
| Średnia | 45.5 | 55 | 37.75 | 44.75 |

Uzyskane wartości współczynników efektywności wyznaczono na podstawie rzeczywistego wydobycia z odwiertów po zabiegu oraz prognozowanego wydobycia, jakie miałyby miejsce w tym okresie, gdyby nie przeprowadzono zabiegu szczelinowania. Analizowane zabiegi intensyfikacji wydobycia spowodowały znaczny przyrost produkcji ropy, jednakże w dwóch przypadkach wiąże się to ze znacznym zwiększeniem wykładnika gazowego.

3. ANALIZA EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ ZABIEGÓW INTENSYFIKACJI

W analizie efektywności ekonomicznej zabiegów intensyfikacji autorzy skupili się na wyznaczeniu maksymalnego kosztu takiego zabiegu, który zwracałby się w ciągu czterech lat dalszej eksploatacji. Założony okres analizy wynika z dostępności danych eksploatacyjnych. Obliczeń dokonano na przykładzie czterech omawianych otworów. Założenia analizy przedstawione są w tabeli 4.

Tabela 4

Założenia analizy ekonomicznej

| | |
|-------------------------------------|------|
| Cena ropy [zł/m ³] | 1000 |
| Cena gazu [zł/tys. m ³] | 480 |
| Stopa dyskontowa | 0,01 |

Analizę przeprowadzono metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Szukano takich kosztów intensyfikacji, przy których, przy stopie dyskontowej 10%, wartość bieżąca netto (NPV) inwestycji po czterech latach wynosi 0. Oznacza to że w tym okresie

inwestycja się zwraca, a jej średnia roczna rentowność wynosi 10%. Pod uwagę zostały wzięte tylko i wyłącznie przyrosty wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego. Analizę przeprowadzono oddzielnie dla każdego odwiertu. Wyniki przedstawia tabela 5.

Tabela 5
Wyniki analizy ekonomicznej

| Odwiert | Maksymalny koszt intensyfikacji [zł] |
|---------|--------------------------------------|
| W1 | 552 833 |
| W2 | 331 276 |
| W3 | 1 024 121 |
| W4 | 69 682 |

Koszty zabiegu szczelinowania uzależnione są od wielu czynników i mogą znacznie się różnić dla poszczególnych otworów. Można jednak przyjąć, że jest to koszt rzędu kilkuset tys. złotych. Widać wyraźnie, że w przypadku odwiertu W3 taki zabieg jest opłacalny, ponieważ maksymalny koszt wynosi ponad 1 mln zł. Na drugim biegunie znajduje się otwór W4, dla którego maksymalny koszt to niecałe 70 tys. zł.

W przypadku odwiertów W1 i W2 prawdopodobnie koszty zabiegów zostaną pokryte zyskami ze zwiększonej produkcji. Należy zwrócić również uwagę na fakt, że rozpatrywanie tego zagadnienia w dłuższym horyzoncie czasowym zwiększa szansę na pozytywną ocenę efektywności ekonomicznej.

4. WNIOSKI

W celu dokonania szczegółowej analizy efektywności zabiegów intensyfikacji wydobywania konieczne są szczegółowe dane zarówno z przebiegu eksploatacji, jak i testów hydrodynamicznych wykonanych przed i po zabiegu. Taki komplet danych nie zawsze jest osiągalny głównie ze względu na koszty przeprowadzenia testów. Jednakże nawet przy małym zbiorze danych możliwe jest przybliżone oszacowanie efektu zabiegu. W przypadku analizowanych odwiertów zabiegi intensyfikacyjne dały bardzo dobre rezultaty znacząco podnosząc ich produktywność. Analiza wykonana w oparciu o przebieg eksploatacji wydaje się bardziej miarodajna i dająca podstawy do oceny efektywności ekonomicznej zabiegów.

Efektywność ekonomiczna zabiegu intensyfikacji w decydującej mierze zależy od uzyskanego dzięki niemu przyrostowi wydobywania. Omawiane w pracy cztery odwierty znacznie różnią się pod tym względem. Najlepiej sytuacja wygląda w przypadku odwiertu W3, dla którego maksymalna cena zabiegu jest najwyższa i wynosi ponad 1 mln zł. Najgorzej wypada pod tym względem odwiert W4, dla którego zabieg przy koszcie powyżej 70 tys. zł jest nieopłacalny. Przy koszcie zabiegu szczelinowania rzędu kilkuset tys. złotych, efekty zabiegu w odwiercie W3 należy ocenić pozytywnie, a w odwiercie W4 negatywnie. Również dla odwiertów W1 i W2 ocena ekonomiczna wypada pozytywnie, zwłaszcza że przyjęto stosunkowo krótki okres zwrotu. W przypadku rozpatrywania dłuższego horyzontu czasowego efekty oceny powinny być znacznie lepsze.

LITERATURA

- [1] Economides M.J.: *A Practical Companion to Reservoir Stimulation*. Schlumberger Educational Services 1991
- [2] Economides M.J., Hill A.D., Economides C.E.: *Petroleum Production Systems*. New Jersey, Prentice Hall PTR 1994
- [3] Economides M.J., Nolte K.G.: *Reservoir Stimulation*. New Jersey, Prentice Hall 1989