

MOŻLIWOŚĆ WSPOMAGANIA WYDOBYCIA ROPY NAFTOWEJ ZE ZŁOŻA NOSÓWKA POPRAZ ZATŁACZANIE CO₂

POSSIBILITY OF ENHANCED OIL RECOVERY FROM THE NOSÓWKA OIL RESERVOIR BY CO₂ INJECTION

PIOTR ŁĘTKOWSKI¹, WIESŁAW SZOTT¹

Abstrakt. W artykule przeanalizowano problem wspomaganego wydobycia ropy naftowej ze złoża Nosówka przy pomocy zatłaczania do złoża dwutlenku węgla. W tym celu skonstruowano kompozycyjny model symulacyjny złoża. Model ten wykorzystano do przeprowadzenia wielowariantowych symulacji prognostycznych. Porównano efekty różnych scenariuszy zatłaczania CO₂ i wydobycia ropy ze złoża oraz wskazano najbardziej skuteczny program szczypania ropy ze złoża Nosówka. Określono również pojemność sekwestracyjną struktury do magazynowania CO₂.

Słowa kluczowe: wspomaganie wydobycia ropy naftowej, zatłaczanie CO₂, sekwestracja CO₂, symulacje złożowe.

Abstract. The paper addresses the problem of enhanced oil recovery (EOR) in the Nosówka oil field by the injection of CO₂. It was analysed with the use of a compositional simulation model of the reservoir. Multi-scenario forecasts of the process were performed by simulation modeling. Their results were discussed and compared with respect to the final recovery factor. A most effective scenario was found and characterized. The CO₂ storage capacity of the structure was also determined.

Key words: EOR, CO₂ injection, CO₂ sequestration, simulation modeling.

WSTĘP

W celu zbadania efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej poprzez zatłaczanie dwutlenku węgla do złoża Nosówka zastosowano nowoczesny symulator złożowy typu kompozycyjnego. W ramach pracy dokonano implementacji statycznego (geologicznego) modelu struktury na potrzeby konstrukcji pełnoskalowego, trójwymiarowego modelu symulacyjnego. Model statyczny struktury uzupełniono o elementy opisujące właściwości transportowe w układzie skała–płynы złożowe, termodynamiczne właściwości płynów

złożowych i ich wzajemne oddziaływanie. Celem pracy było, oprócz badania możliwości zwiększenia stopnia szczypania złoża, zweryfikowanie możliwości wykorzystania złoża do celów sekwestracji CO₂. W artykule przedstawiono prognozy eksploatacji złoża, według kilku alternatywnych scenariuszy. Do modelowania i symulacji wykorzystano narzędzia programistyczne z pakietów Petrel i Eclipse 300 firmy GeoQuest Schlumberger (Petrel, Eclipse 300, 2010).

¹ Instytut Nafty i Gazu Oddział Krosno, ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno; e-mail: letkowski@inig.pl, szott@inig.pl

IMPLEMENTACJA STATYCZNEGO MODELU GEOLOGICZNEGO I KONSTRUKCJA ZŁOŻOWEGO MODELU SYMULACYJNEGO

Do konstrukcji dynamicznego modelu symulacyjnego struktury Nosówka wykorzystano statyczny model geologiczny struktury skonstruowany w ramach pracy pt. „Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z programem ich monitorowania” (Szott i in., 2010).

GEOMETRIA MODELU

Model geometryczny złoża, którego widok 3D przedstawiono na [figurze 1](#), zbudowano na podstawie istniejącego modelu geologicznego regionu Sędziszów–Będziemyśl w kompleksie węglanowym wizenu i ordowiku. Widoczne dyslokacje tworzą naturalne granice złoża Nosówka, składającego się z dwóch bloków: centralnego i północno-zachodniego, między którymi nie istnieje łączność hydrodynamiczna. Geometrię modelu sporządzono z wykorzystaniem mapy stropu wizenu, ordowiku oraz prekambriu stanowiącego spąg struktury. W konstrukcji modelu geometrycz-

nego zastosowano metodę up-scalingu do warstw oryginalnego modelu geologicznego, przyjmując dla wizenu i ordowiku odpowiednio 10 i 4 warstwy modelu symulacyjnego. W każdej z warstw wygenerowano bloki o wymiarach około 50 × 50 m, a końcowy model dynamiczny utworzył siatkę 128 × 36 × 14. Przestrzenny widok modelu uwzględniający lokalizacje odwiertów przedstawiono na [figurze 2](#).

WŁAŚCIWOŚCI HYDRODYNAMICZNE MODELU

Podstawowe parametry modelu opisujące właściwości zbiornikowe i hydrodynamiczne struktury zaimplementowano z modelu geologicznego (Szott i in., 2010), dokonując up-scalingu właściwości petrofizycznych (porowatość, przepuszczalność, NTG) na zdefiniowaną powyżej strukturę warstwową modelu geometrycznego. Nie stwierdzono obecności aktywnych warstw wodonośnych. Jako warunki początkowe przyjęto ciśnienie 358,8 b (barów) na głębokości odniesienia 3152 m p.p.m. i temperaturę 105°C.

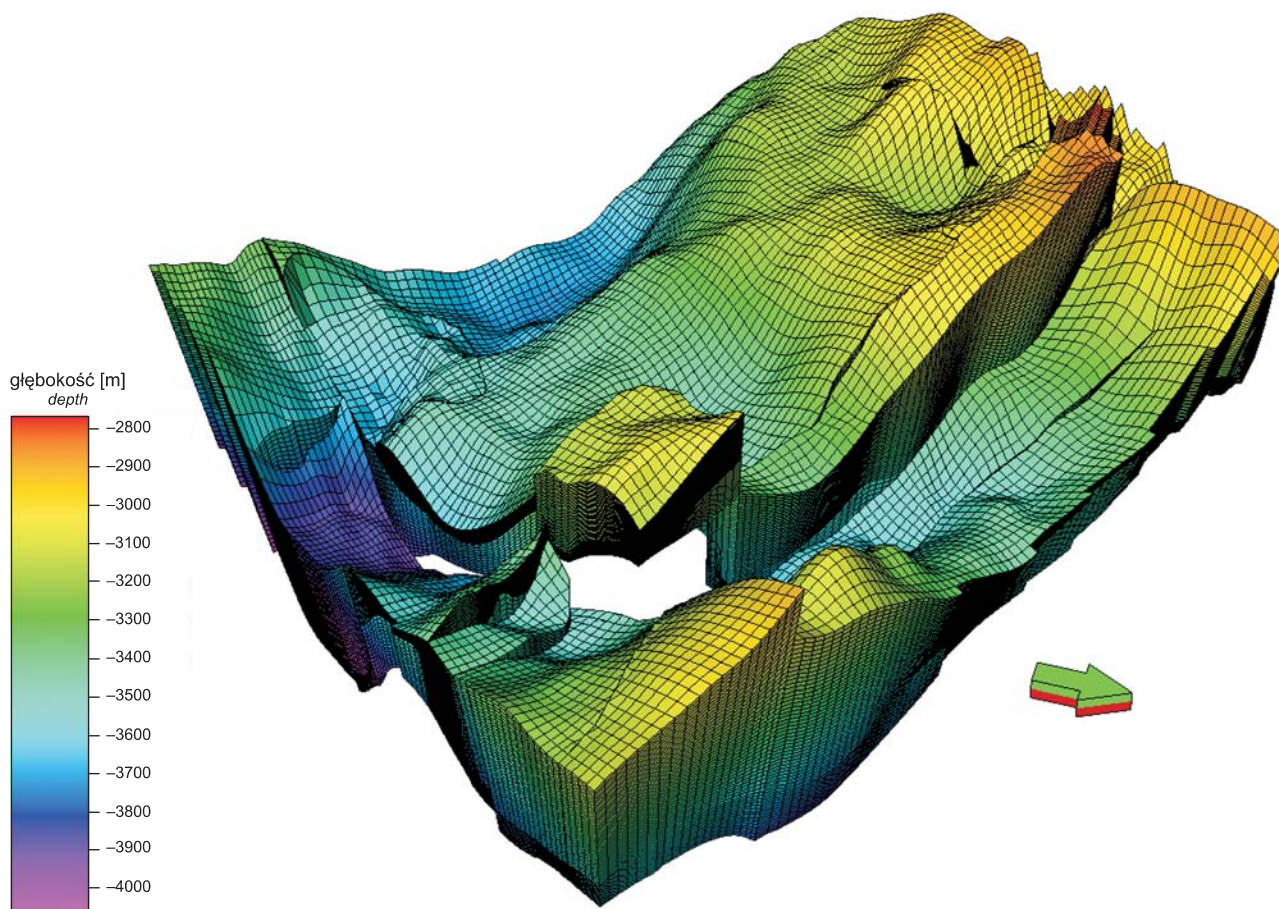


Fig. 1. Widok przestrzenny modelu regionu Sędziszów–Będziemyśl w kompleksie węglanowym wizenu i ordowiku

3D view of the simulation model of Sędziszów–Będziemyśl region, Visean and Ordovician layers

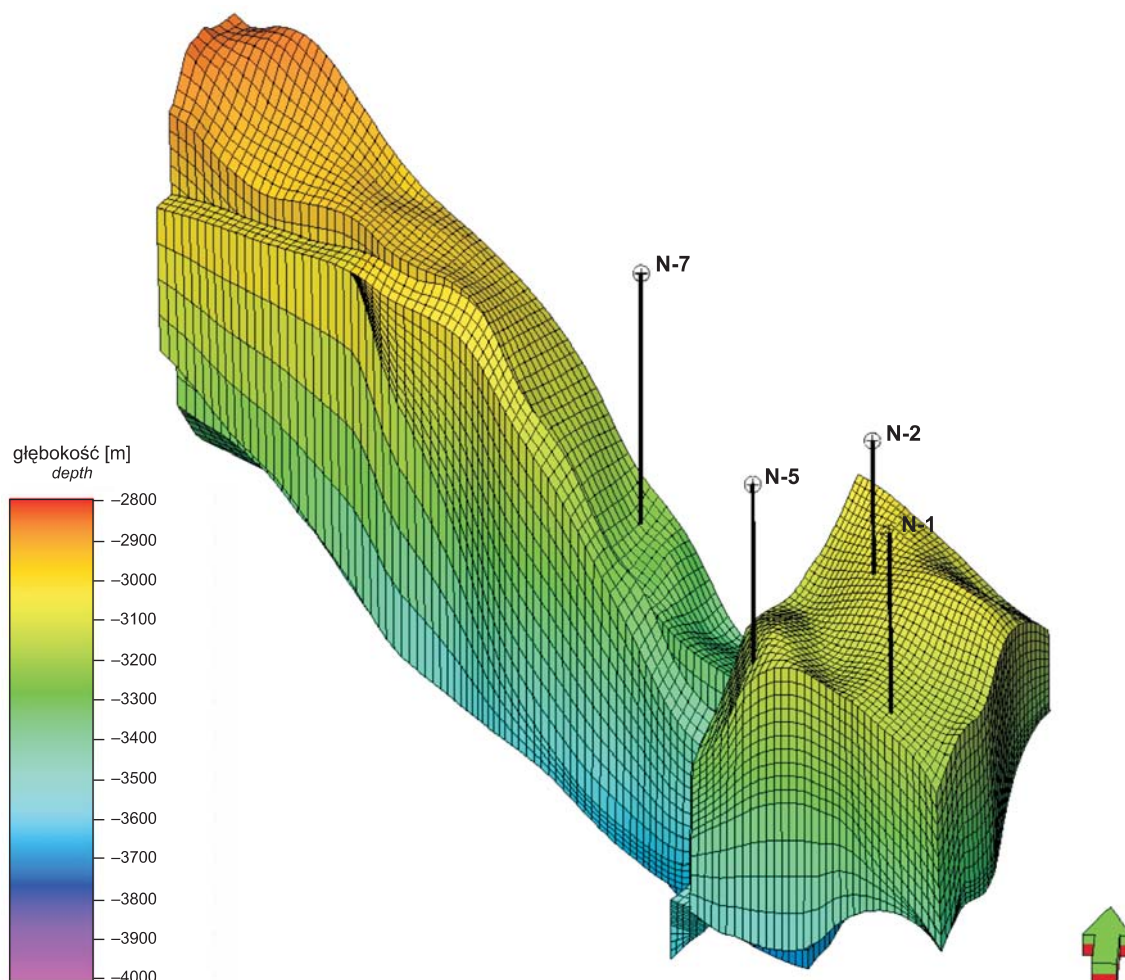


Fig. 2. Siatka bloków modelu symulacyjnego złoża Nosówka – widok 3D

Cell network of the simulation model of the Nosówka oil field – 3D view

WŁAŚCIWOŚCI TRANSPORTOWE PŁYNÓW ZŁOŻOWYCH W SKAŁACH STRUKTURY

Właściwości transportowe płynów złożowych określono za pomocą standardowych korelacji pakietu Petrel. Skład pierwotnego płynu złożowego wyznaczono w wyniku re-kombinacji próbek ropy naftowej i gazu otrzymanych w wy-

niku separacji. Wykorzystano równanie stanu Soave-Redli-cha-Kwonga z parametrami składników otrzymanymi w wyniku kalibracji modelu na podstawie danych laboratoryjnych.

KALIBRACJA MODELU SYMULACYJNEGO

Przeprowadzono dynamiczną kalibrację modelu na podstawie historycznych danych eksploatacyjnych dla trzech odwiertów w obrębie bloku centralnego – Nosówka-1, Nosówka-2 oraz Nosówka-5 (N-1, N-2, N-5) oraz jednego odwiertu w bloku północno-zachodnim – Nosówka-7 (N-7).

Przykładowe wyniki kalibracji przedstawiono na [figurach 3](#) (ciśnienie denne) oraz [4](#) (wykładnik gazowy). Ze względu na brak łączności hydrodynamicznej na obszarze bloku północno-zachodniego prognozy prowadzono na podstawie odwiertów w obrębie bloku centralnego.

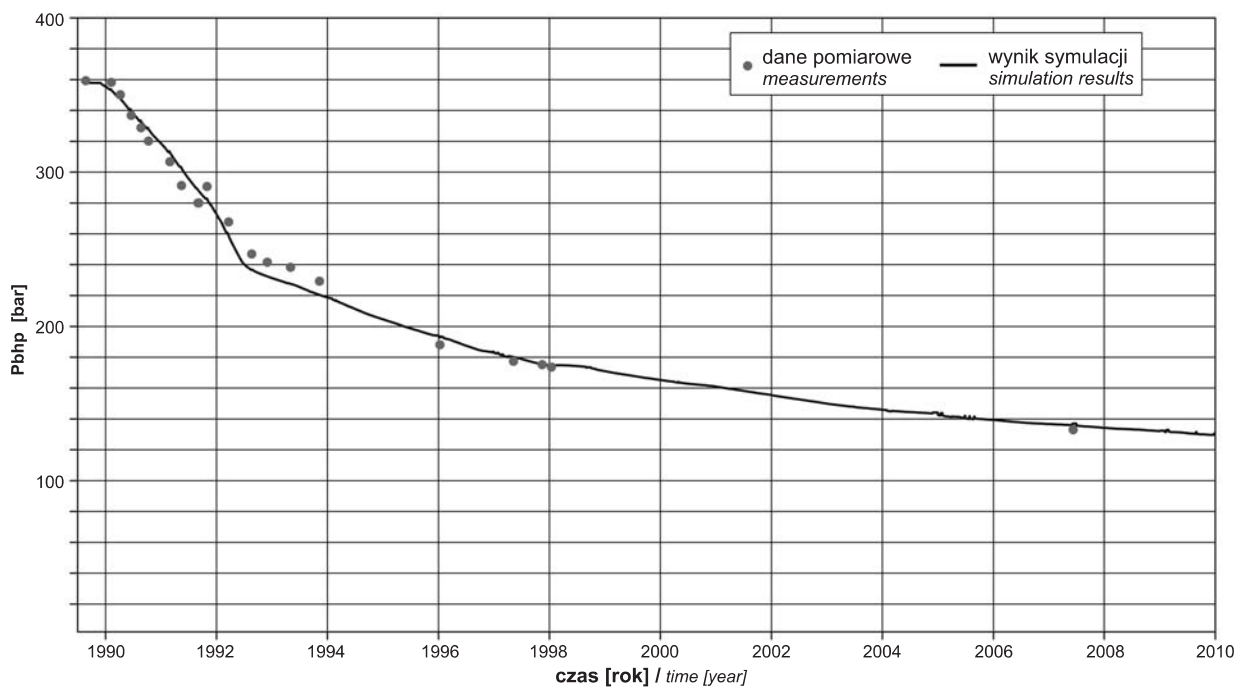


Fig. 3. Wynik dopasowania modelu do historii eksploatacji dla złoża Nosówka (odwiert Nosówka-1) – ciśnienie na spodzie odwiertu (Pbhp)

Results of the model history matching for the Nosówka oil field (Nosówka-1 well) – bottom hole pressure (Pbhp)

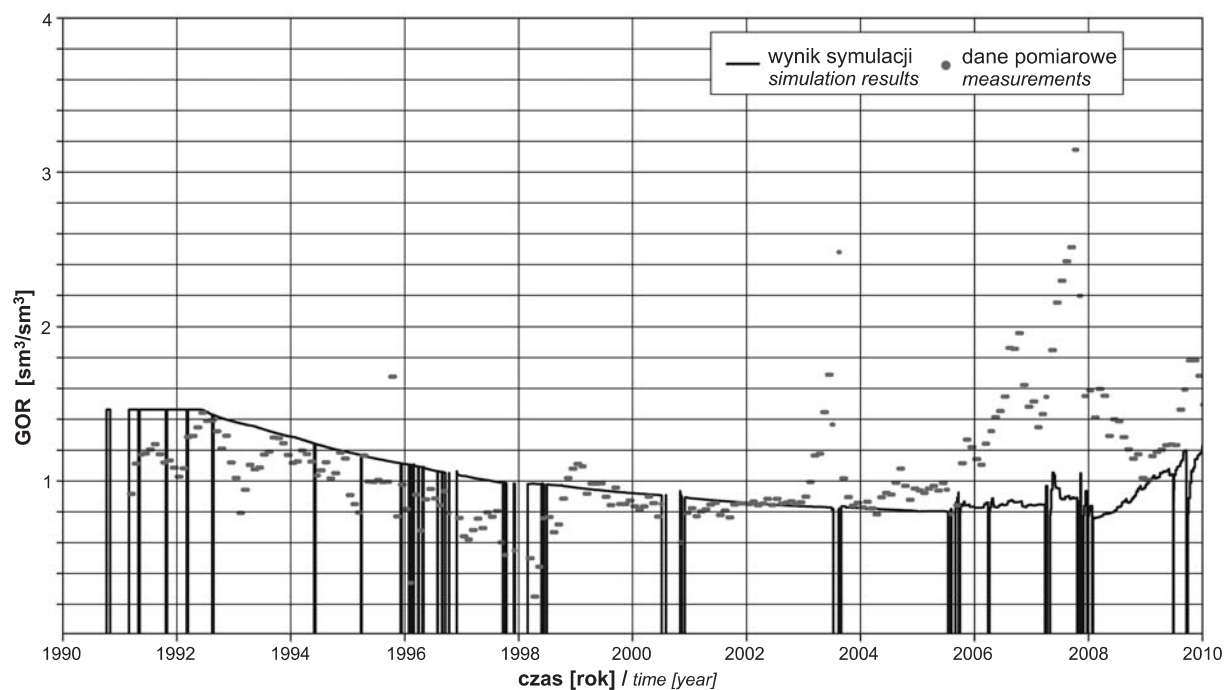


Fig. 4. Wynik dopasowania modelu do historii eksploatacji dla złoża Nosówka (odwiert Nosówka-2) – wykładnik gazowy (GOR)

Results of the model history matching for the Nosówka oil field (Nosówka-2 well) – gas oil ratio (GOR)

ZAŁOŻENIA DLA PROGNOZ EKSPLOATACJI

Symulacje złożowe przeprowadzono według czterech wariantów, realizujących różne schematy eksploatacji złoża z równoczesną sekwestracją CO₂.

WARIANT BAZOWY – WARIANT A

Założenia dla wariantu bazowego ustalono na podstawie aktualnych parametrów pracy złoża, po konsultacji z jego operatorem. Przyjęto stałą grupową wydajność wydobycia ropy (35 sm³/d) dla odwiertów bloku centralnego; minimalną wydajność wydobycia ropy z odwiertu (5 sm³/d); minimalne ciśnienie na spodzie odwiertu (30 b dla N-1, 18 b dla N-2, 33 b dla N-5) i maksymalny wykładnik gazowy w odwiercie (500 sm³/sm³).

STOPNIOWA KONWERSJA ODWIERTÓW PRODUKCYJNYCH – WARIANT B

W wariantcie B przyjęto schemat stopniowej konwersji odwiertów produkcyjnych: N-1, N-2 i N-5 na odwierty zatłaczające po osiągnięciu limitów kończących ich wydobycie. Przyjęto maksymalną wartość ułamka molowego CO₂ w gazie wydobywanym (0,75), po osiągnięciu którego odwiert zostaje wyłączony z eksploatacji. Dla odwiertów zatłaczających przyjęto: maksymalne dopuszczalne ciśnienie denne (390 b) i grupową wydajność zatłaczania równą wydajności wydobycia plynów złożowych.

SYMULACJE PROCESÓW WYDOBYCIA ROPY I SEKWESTRACJI CO₂

WARIANT BAZOWY – WARIANT A

Na [figurze 5](#) przedstawiono charakterystykę pracy złoża dla wariantu A, według którego złożo zakończy eksploatację w kwietniu 2018 r. z wydobyciem 358 tys. sm³ ropy naftowej, co daje 76 tys. sm³ ropy naftowej wydobytej od początku prognozy (01.01.2010 r.).

STOPNIOWA KONWERSJA ODWIERTÓW PRODUKCYJNYCH – WARIANT B

Wyniki symulacji dla wariantu B przedstawiono na [figurach 6 i 7](#). W tym wariantcie złożo kończy eksploatację w listopadzie 2022 r. z wydobyciem liczonym od początku eksploatacji na poziomie 377 tys. sm³ (95 tys. sm³ od rozpoczęcia prognozy) ([fig. 6](#)). W chwili, gdy ostatni odwiert (N-1) kończy wydobycie, następuje sekwestracja CO₂ wszystkimi odwiertami z wydajnością $q_{inj}=100$ tys. sm³/d, aż do momentu osiągnięcia przez średnie ciśnienie złożowe

WSTĘPNE ZATŁACZANIE CO₂ – WARIANT C

W wariantcie tym przyjęto następujący schemat pracy złoża: faza I (sekwestracyjna) – zatłaczanie CO₂ odwiertem N-2 z wydajnością $q_{inj} = 150\,000$ sm³/d, do momentu osiągnięcia pierwotnego ciśnienia złożowego. W fazie tej złożo nie jest eksploatowane; faza II (wydobywcza) – to eksploatacja złoża odwiertami N-1 i N-5. Po osiągnięciu przez te odwierty limitów wydobywczych, następuje ich zamknięcie; faza III (sekwestracyjna) – jak faza I. Parametry sterujące pracą odwiertów w fazie produkcyjnej przyjęto analogicznie, jak w wariantcie bazowym (A), natomiast w fazach I i III dla odwiertu zatłaczającego N-2 przyjęto maksymalne ciśnienie na spodzie (390 b).

PRACA CYKLICZNA – WARIANT D

W wariantcie tym eksploatowano złożo według schematu cyklicznego. Cykl pracy złoża składa się z: fazy sekwestracyjnej – CO₂ jest zatłaczany odwiertem N-2 do chwili osiągnięcia poziomu pierwotnego ciśnienia złożowego; fazy produkcyjnej – złożo jest eksploatowane odwiertami N-1 i N-5. Warunkiem zakończenia pracy jest obniżenie średniego ciśnienia złożowego do poziomu 300 b. Przedstawiony cykl pracy jest powtarzany do momentu osiągnięcia przez wszystkie odwierty limitów produkcyjnych, tak jak w poprzednich wariantach.

wartości pierwotnej, co nastąpi w czerwcu 2027 r. W czasie trwania prognozy do złoża zostaną zatłoczone 193 mln sm³ CO₂ ([fig. 7](#)).

WSTĘPNE ZATŁACZANIE CO₂ – WARIANT C

W wariantcie tym najwyżej udostępniony odwiert (N-2) zatłacza CO₂ ze stałą wydajnością (150 tys. sm³/d) do czasu osiągnięcia przez średnie ciśnienie złożowe wartości pierwotnej, tj. do września 2013 r. Następująca faza wydobywcza trwa do chwili zakończenia wydobycia przez ostatni odwiert, po czym powtórnie rozpoczyna się faza sekwestracji, trwająca do momentu osiągnięcia pierwotnego ciśnienia złożowego. Na [figurach 8 i 9](#) przedstawiono sumaryczne charakterystyki dla omawianego wariantu. W wariantcie C od początku eksploatacji ze złoża wydobyto 488 tys. sm³ ropy naftowej, a zatłoczono 284 mln sm³ CO₂. Faza eksploatacji w wariantcie C trwa od września 2013 do marca 2038 r.

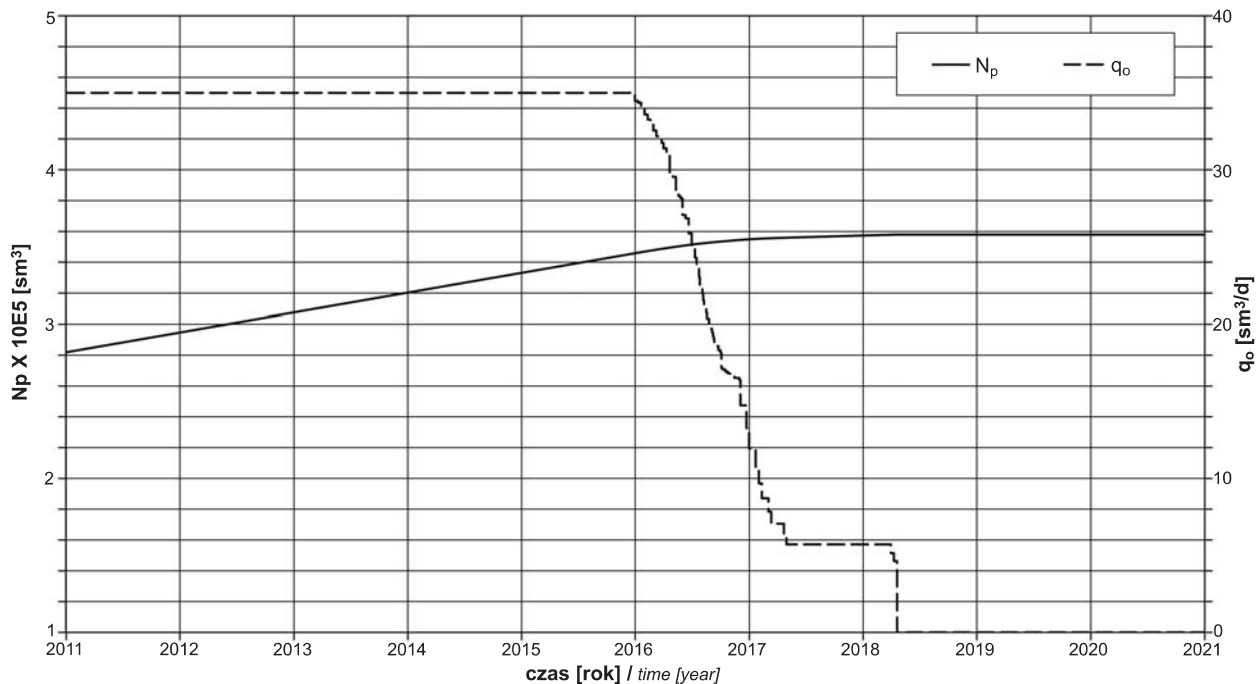


Fig. 5. Prognoza wydobywania ropy naftowej ze złoża Nosówka w wariancie A

N_p – sumaryczne wydobywanie, q_o – wydajność wydobywania ropy naftowej

Nosówka oil field. Production forecast of scenario A

N_p – total oil production, q_o – oil production rate

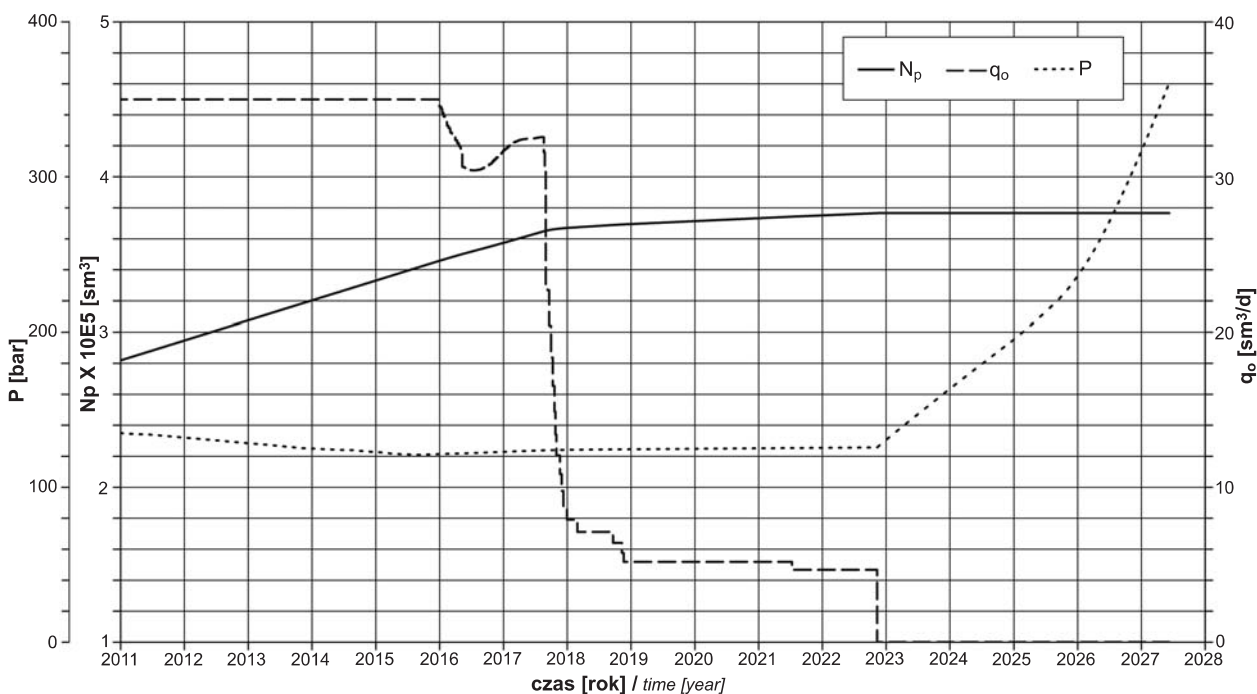


Fig. 6. Prognoza wydobywania ropy naftowej ze złoża Nosówka z zatłaczaniem CO₂ w wariancie B

P – średnie ciśnienie złożowe; pozostałe objaśnienia przy [figurze 5](#)

Nosówka oil field. Production forecast for CO₂ injection scenario

P – average reservoir pressure; for other explanations see [Figure 5](#)

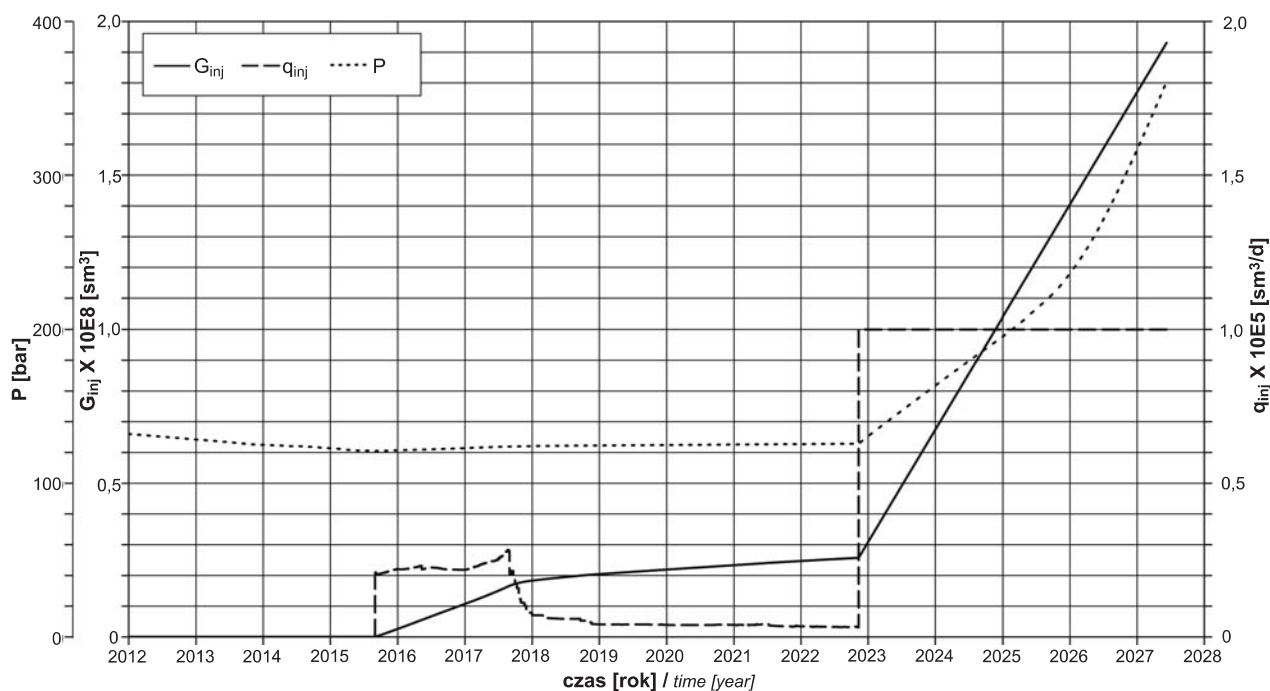


Fig. 7. Prognostic forecast of oil production from the Nosówka field with CO₂ injection in scenario B

G_{inj} – total CO₂ injection, q_{inj} – injection rate, P – average reservoir pressure

Nosówka oil field. Production forecast for CO₂ injection scenario B

G_{inj} – total CO₂ injection, q_{inj} – injection rate, P – average reservoir pressure

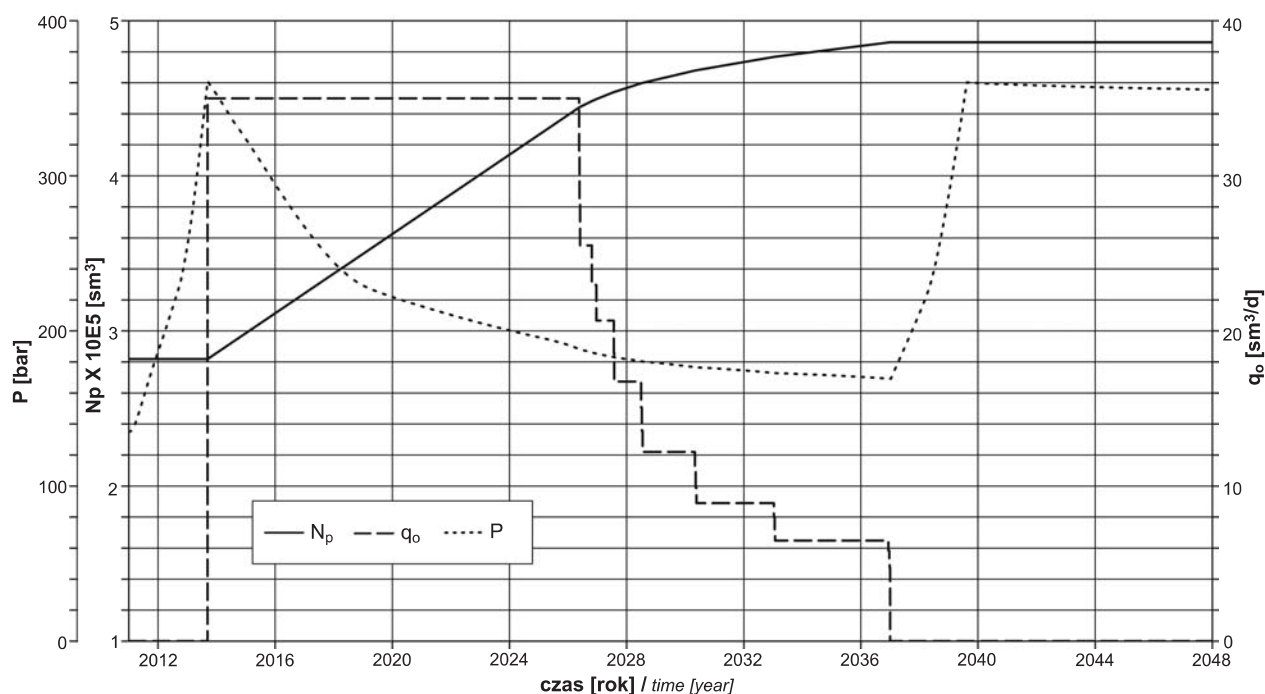


Fig. 8. Prognostic forecast of oil production from the Nosówka field with CO₂ injection in scenario C

Explanations refer to [Figure 6](#)

Nosówka oil field. Production forecast for CO₂ injection scenario C

For explanations see [Figure 6](#)

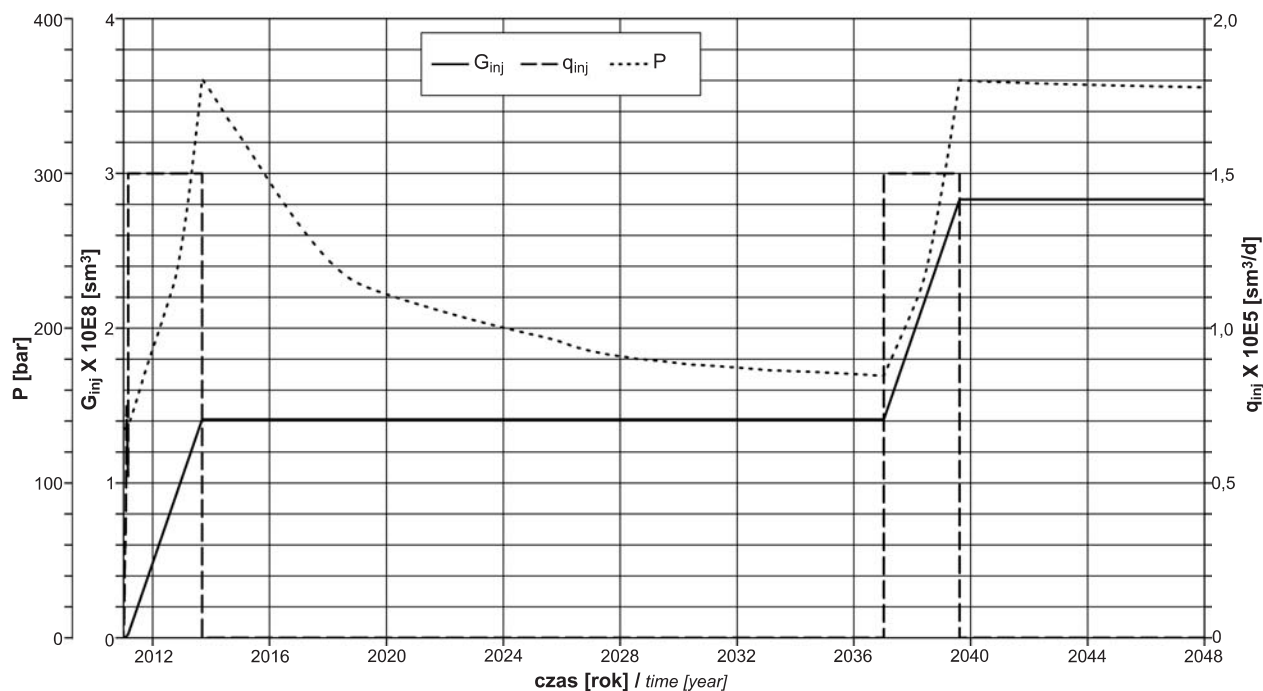


Fig. 9. Prognoza wydobywania ropy naftowej ze złoża Nosówka z zatłaczaniem CO₂ w wariantcie C

Objaśnienia przy figurze 7

Nosówka oil field. Production forecast for CO₂ injection scenario C

For explanations see Figure 7

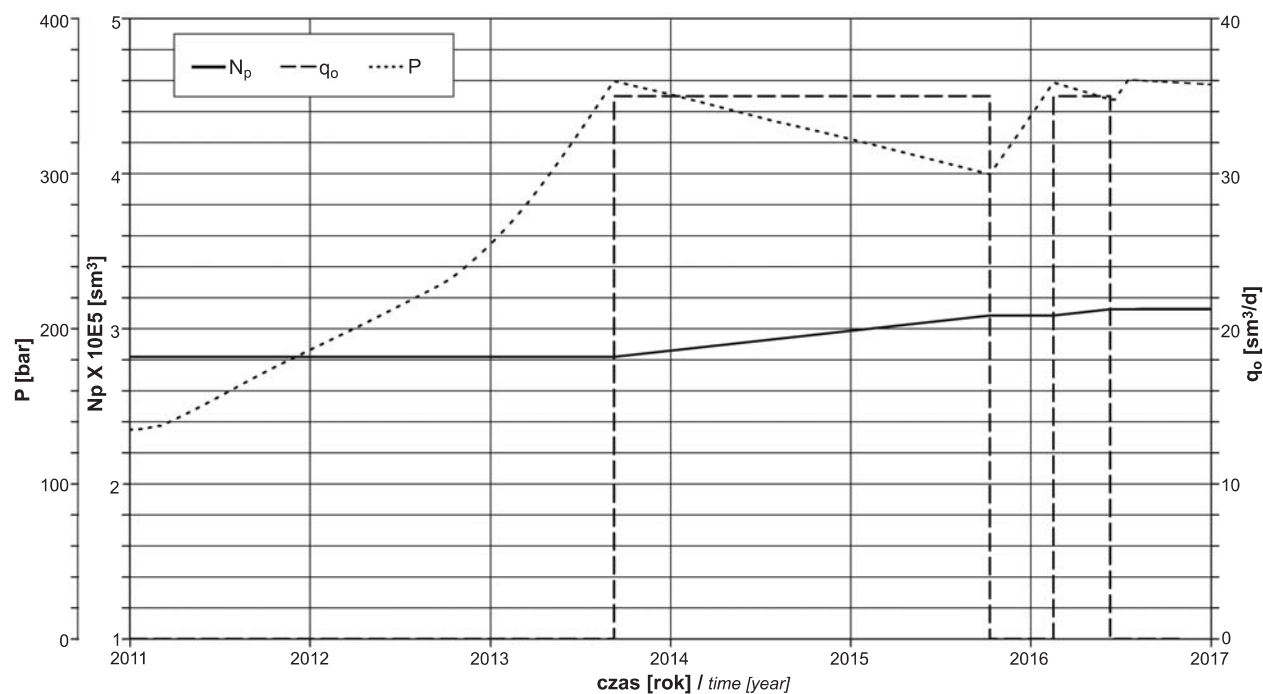


Fig. 10. Prognoza wydobywania ropy naftowej ze złoża Nosówka z zatłaczaniem CO₂ w wariantcie D

Objaśnienia przy figurze 6

Nosówka oil field. Production forecast for CO₂ injection scenario D

For explanations see Figure 6

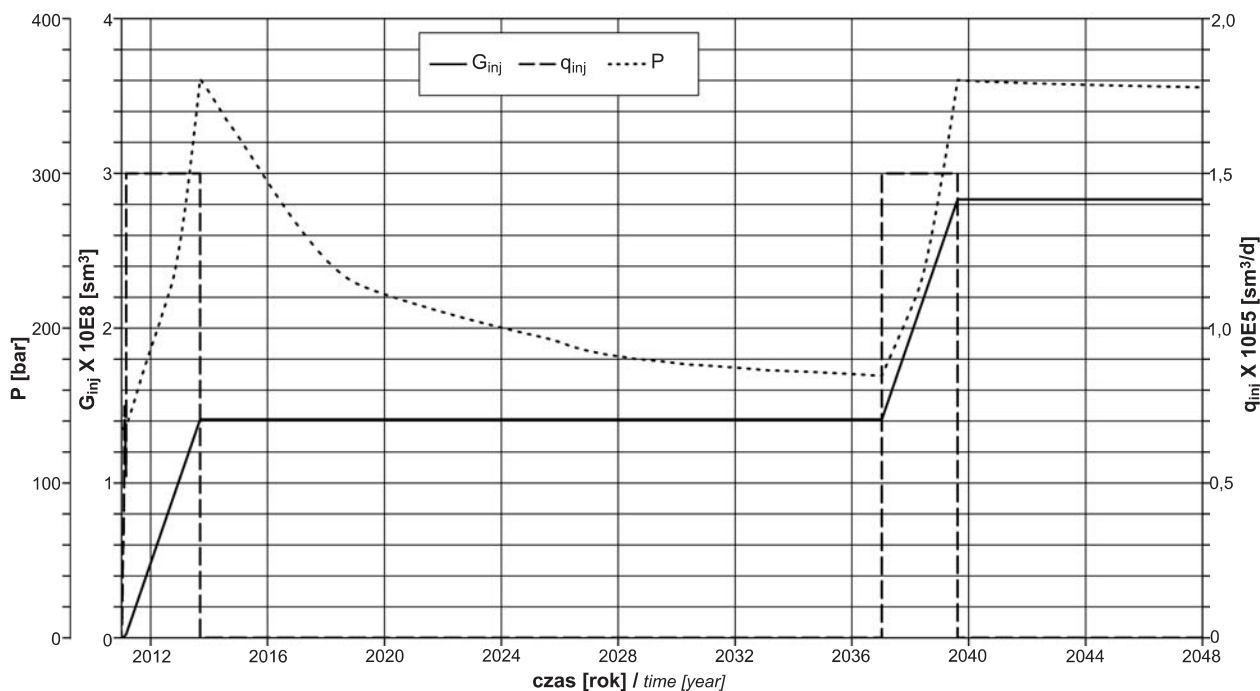


Fig. 11. Prognoza wydobycia ropy naftowej ze złoża Nosówka z zatłaczaniem CO₂ w wariantcie D

Objaśnienia przy figurze 7

Nosówka oil field. Production forecast for CO₂ injection scenario D

For explanations see Figure 7

PRACA CYKLICZNA – WARIANT D

Ogólne charakterystyki eksploatacji w wariantcie D przedstawiono na figurach 10 i 11. Sumaryczne wydobycie

ropy naftowej ze złoża od początku eksploatacji wyniosło 313 tys. sm³. W czasie trwania prognozy zatłoczono 165 mln sm³ CO₂.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W pracy skonstruowano dynamiczny model symulacyjny złoża Nosówka w utworach wizenu i ordowiku w celu zbadania wpływu zatłaczania CO₂ na zwiększenie szczytowania ropy ze złoża oraz możliwości sekwestracji złoża. Implementację statycznego modelu geologicznego struktury uzupełniono o właściwości termodynamiczne płynów złożowych. Przeprowadzono kalibrację modelu statycznego na podstawie historycznych danych eksploatacyjnych oraz wielowariantowe symulacje prognostyczne i analizę wpływu dalszej eksploatacji na możliwości sekwestracyjne i eksploatacyjne złoża. Najbardziej obiecujące wyniki otrzymano dla wariantu C, zakładającego wydobycie ropy naftowej odwiertami N-1 i N-5, poprzedzone wstępną sekwestracją CO₂, poprzez zatłaczanie odwiertem N-2. W wariantcie tym uży-

skano stopień szczytowania złoża na poziomie około 64%, co oznacza zysk 130 tys. sm³ ropy naftowej w porównaniu z wariantem bazowym (A, tzn. bez zatłaczania CO₂). Zestawienie wyników otrzymanych w rezultacie przeprowadzonych symulacji złożowych zamieszczono w tabeli 1. Do dalszej eksploatacji złoża nie jest wskazane zastosowanie schematów, w których fazy sekwestracji i wydobycia występują jednocześnie. W wariantach takich obserwowano szybki wzrost wykładnika gazowego, spowodowany migracją gazu z odwiertu zatłaczającego do odwiertów wydobywczych. Podobne zjawisko w mniejszym stopniu obserwowano dla schematów opartych na cykliczności faz produkcji i sekwestracji.

Tabela 1**Wyniki prognoz symulacyjnych dla omawianych wariantów eksploatacji złoża Nosówka – sumaryczne wydobycie ropy naftowej, stopień szczypania złoża oraz ilość zatłoczonego CO₂**Simulation results of discussed scenarios of the Nosówka oil reservoir production – total oil production, oil recovery factor, and total CO₂ injection

Wariant	Wydobycie sumaryczne [tys. sm ³]	Wydobycie sumaryczne (od początku prognozy) [tys. sm ³]	Ilość zatłoczonego CO ₂		Stopień szczypania złoża
			[tys. ton]	[mln sm ³]	
A	357,9	76,0	–	–	0,47
B	376,6	94,7	370	193	0,49
C	487,9	206,1	546	285	0,64
D	312,6	30,7	316	165	0,41

LITERATURA

PETREL, ECLIPSE 300, 2010 — Simulation Software Manuals. GeoQuest Schlumberger.
SZOTT W. i in., 2010 — Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z programem

ich monitorowania. Zadanie 1.1.15. Opracowanie szczegółowych statycznych modeli ośrodka geologicznego składowisk. Instytut Nafty i Gazu, Kraków.

SUMMARY

A dynamic reservoir simulation model of Nosówka oil field in Viséan and Ordovician layers was constructed to study the effects of CO₂ injection on enhanced oil recovery (EOR) and sequestration capacity of the reservoir. To this aim a preexisting geological model was implemented and completed with a reservoir fluid model and other necessary data. The model was history matched against accumulated

production data. Then multi-scenario forecasts were performed and analyzed with respect to potential production increase and sequestration capacity for intensive CO₂ injection to the field. The most optimistic results were obtained for scenario C where the oil production is preceded by the introduction of CO₂ injection.