

# Wstępna ocena możliwości zastosowania zatłaczania CO<sub>2</sub> jako metody wspomaganego wydobycia ropy ze złoża B8

## Assessment of the possibility of CO<sub>2</sub> injection as a method of EOR of the B8 field

Piotr Łętkowski<sup>1</sup>, Piotr Ruciński<sup>1</sup>, Jarosław Tyburcy<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

<sup>2</sup> LOTOS Petrobaltic SA

**STRESZCZENIE:** Jednym ze sposobów skutecznego wspomaganie wydobycia ropy naftowej jest zatłaczanie dwutlenku węgla do złoża. Z jednej strony skutkuje to zwiększeniem energii złoża, z drugiej zaś – ze względu na własności zatłaczanego gazu – powoduje efektywne wypieranie ropy naftowej. Dodatkową zaletą takiego rozwiązania jest możliwość wykorzystania złoża, po jego wyeksploatowaniu, do celów składowania CO<sub>2</sub>. W procesie zatłaczania CO<sub>2</sub> napotyka się jednak na szereg problemów związanych zarówno z samym procesem, jak i jego efektami. Jedną z podstawowych trudności jest szybka migracja dwutlenku węgla do odwiertów produkcyjnych, co wymusza konieczność takiej lokalizacji odwiertów zatłaczających, aby z jednej strony zjawisko to zachodziło jak najpóźniej, a z drugiej strony proces zatłaczania był efektywny. Innym problemem jest szczelność struktury zarówno ze względu na nadkład, jak i stabilność geomechaniczną uskoku. Niezależnie od wymienionych problemów konieczna jest również analiza techniczno-ekonomiczna projektu w celu zapewnienia jego rentowności. Celem artykułu jest przeprowadzenie weryfikacji możliwości zastosowania zatłaczania CO<sub>2</sub> jako metody wspomaganego wydobycia ropy naftowej na przykładzie rzeczywistego złoża. Pierwszym etapem realizacji (nieprzedstawionym w artykule) była analiza statycznego modelu geologicznego złoża uwzględniająca różne scenariusze rozkładów przestrzennych parametrów istotnych dla potencjału zatłaczania CO<sub>2</sub> oraz analiza niepewności modelu wraz z oszacowaniem teoretycznej pojemności sekwestracyjnej struktury. Następnie na bazie zbudowanego modelu geologicznego został skonstruowany oraz skalibrowany model dynamiczny. Na jego podstawie zostały przeprowadzone symulacje złożowe procesu zatłaczania dwutlenku węgla dla wyznaczenia podstawowych charakterystyk pracy złoża oraz określenia ogólnego schematu rozmieszczenia odwiertów zatłaczających CO<sub>2</sub>.

**Słowa kluczowe:** symulacje złożowe, CO<sub>2</sub>-EOR, optymalizacja, lokalizacja odwiertów, sekwestracja.

**ABSTRACT:** One way to effectively enhance oil recovery is to inject carbon dioxide into the reservoir. On the one hand, this results in an increase in the energy of the reservoir, and on the other, due to the properties of the injected gas, it leads to the effective displacement of oil. An additional advantage of this solution is the possibility of using the reservoir for CO<sub>2</sub> storage after its exploitation. However, the CO<sub>2</sub> injection process poses several challenges related to both the process itself and its effects. One of the basic problems is the leakage of carbon dioxide into production wells, which necessitates locating injection wells in such a way that, on the one hand, this phenomenon occurs as late as possible and, on the other hand, the injection process is effective. Another problem is the integrity of the structure, both due to the overburden and the geomechanical stability of the faults. Regardless of the problems mentioned, a technical and economic analysis of the project is also necessary to ensure its profitability. The aim of the presented study was to verify the possibility of CO<sub>2</sub> injection as a method of assisted oil extraction from the field. The first stage of the work (not included) was the analysis of the static geological model of the reservoir, taking into account various scenarios of the spatial distribution of parameters relevant to the CO<sub>2</sub> injection potential. An uncertainty analysis of this model was carried out, and the theoretical sequestration capacity of the structure was estimated. Then, based on the geological model, a dynamic model was constructed and history matched. On its basis, reservoir simulations of the carbon dioxide injection process were carried out to determine the basic characteristics of the reservoir's operation, and a general scheme for the arrangement of CO<sub>2</sub> injection wells was determined.

**Key words:** reservoir simulation, CO<sub>2</sub>-EOR, optimization, wells placement, sequestration.

Autor do korespondencji: P. Łętkowski, e-mail: [piotr.letkowski@inig.pl](mailto:piotr.letkowski@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji: 22.05.2024 r. Zatwierdzono do druku: 05.11.2024 r.

Wstęp

Jednym ze sposobów skutecznego wspomagania wydobywania ropy naftowej jest zatłaczanie dwutlenku węgla do złoża. Z jednej strony skutkuje to zwiększeniem energii złoża, z drugiej zaś – ze względu na występowanie zjawiska wypierania mieszanego – powoduje efektywne wypieranie ropy naftowej. Dodatkową zaletą takiego rozwiązania jest możliwość wykorzystania złoża, po jego wyeksploatowaniu, do celów składowania CO<sub>2</sub>. W procesie zatłaczania CO<sub>2</sub> napotyka się jednak na szereg problemów związanych zarówno z samym procesem, jak i z jego efektami. Przy ich rozwiązywaniu mogą być pomocne modele symulacyjne pozwalające na testowanie różnych wariantów procesu i schematów eksploatacji złoża.

Pewnym problemem przy realizacji przedstawionego schematu eksploatacji jest rozmieszczenie odwiertów zatłaczających, gdyż CO<sub>2</sub> stosunkowo szybko migruje do odwiertów wydobywczych, zwiększając wykładnik gazowy wydobywanego płynu (Lubaś et al., 2012), co skutkuje koniecznością jego separacji na powierzchni i wyboru zarówno najlepszej konfiguracji odwiertów produkcyjnych, jak i schematu zatłaczania (Tapia et al., 2016; Dudek et al., 2021; He et al., 2021). Innym podejściem do problemu jest jego analiza w kontekście techniczno-ekonomicznym (Kwak i Kim, 2017). Kolejnym istotnym problemem związanym z zatłaczaniem CO<sub>2</sub> jest monitorowanie chmury gazu w strukturze (Ren et al., 2016; Szott i Miłek, 2021). Problem modelowania procesu sekwestracji został podjęty przez Szotta (2010), Lubasia i Szotta (2010), Szotta et al. (2020), Lubasia et al. (2020), natomiast problem optymalizacji procesu CO<sub>2</sub>-EOR był analizowany przez Tapię et al. (2016). Istotny problem szczelności geomechanicznej struktury analizowano z kolei w pracach Słoty-Valim et al. (2021) oraz Szotta et al. (2023). Próbę całościowej analizy procesu CO<sub>2</sub>-EOR przedstawili z kolei Guo et al. (2020).

Celem publikacji jest przeprowadzenie wstępnej weryfikacji możliwości zastosowania zatłaczania CO<sub>2</sub> jako metody wspomaganego wydobywania ropy naftowej (Szott et al., 2012) ze złoża. Przy wykorzystaniu skonstruowanego i skalibrowanego modelu dynamicznego zostały przeprowadzone symulacje złożowe procesu zatłaczania dwutlenku węgla dla określenia podstawowych charakterystyk pracy złoża oraz zaproponowano ogólny schemat rozmieszczenia odwiertów zatłaczających CO<sub>2</sub>.

Budowa dynamicznego modelu symulacyjnego

Podstawą prezentowanej analizy możliwości zastosowania zatłaczania CO<sub>2</sub> jako metody wspomaganego wydobywania ropy ze złoża był aktualny model dynamiczny typu BlackOil, posiadający następującą ogólną charakterystykę:

- liczba bloków aktywnych: 239 070;
- rozmiar siatki grid: 79 × 188 × 26;
- średnia porowatość: 5,8%;
- średnia przepuszczalność pozioma: 17,4%.

Budowa tego modelu przebiegała według standardowej procedury, której pierwszym etapem jest implementacja modelu geologicznego oraz określenie początkowych nasyceń płynami złożowymi.

W tym celu zastosowano podejście bazujące na funkcji *J* Leverette’a (nasylenie wodą, *S<sub>w</sub>* i ropą, *S<sub>o</sub>* = 1 – *S<sub>w</sub>*, przy braku pierwotnej czapy gazowej) zapewniające hydrostatyczną, pierwotną równowagę płynów. Ogólną postać funkcji *J* Leverette’a przyjęto według następującej zależności:

$$J(S_w^*) = C \frac{[1 - (S_w^*)^p]^m}{(S_w^*)^n}$$

gdzie:

$$J(S_w^*) = \sqrt{\frac{k}{\phi}} \frac{P_{cow}(S_w^*)}{\sigma_{ow} \cos(\theta_{ow})}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{w,min}}{S_{w,max} - S_{w,min}} - \text{to zredukowane nasylenie wodą,}$$

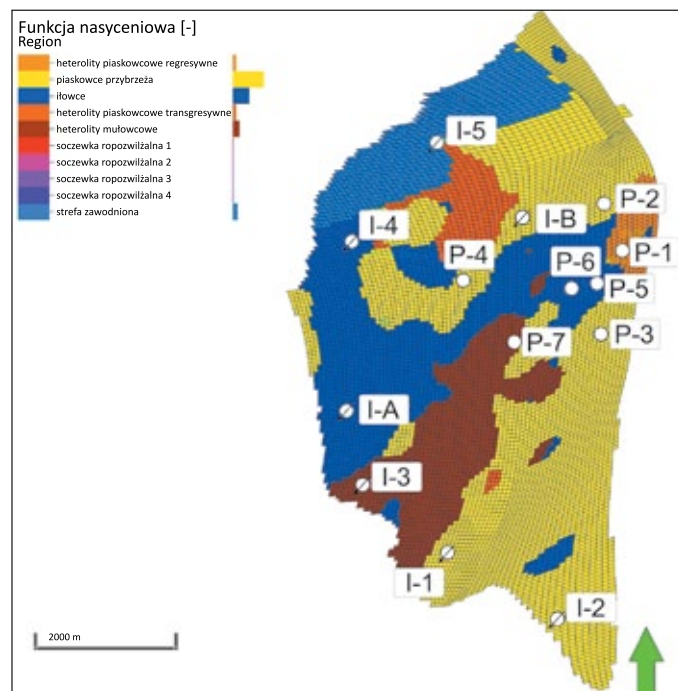
*k*, *φ* – to przepuszczalność i porowatość skały złożowej,

*P<sub>cov</sub>* – to ciśnienie kapilarne w układzie ropa–woda,

*σ<sub>ow</sub>*, *θ<sub>ow</sub>* – to napięcie międzyfazowe na granicy ropa–woda

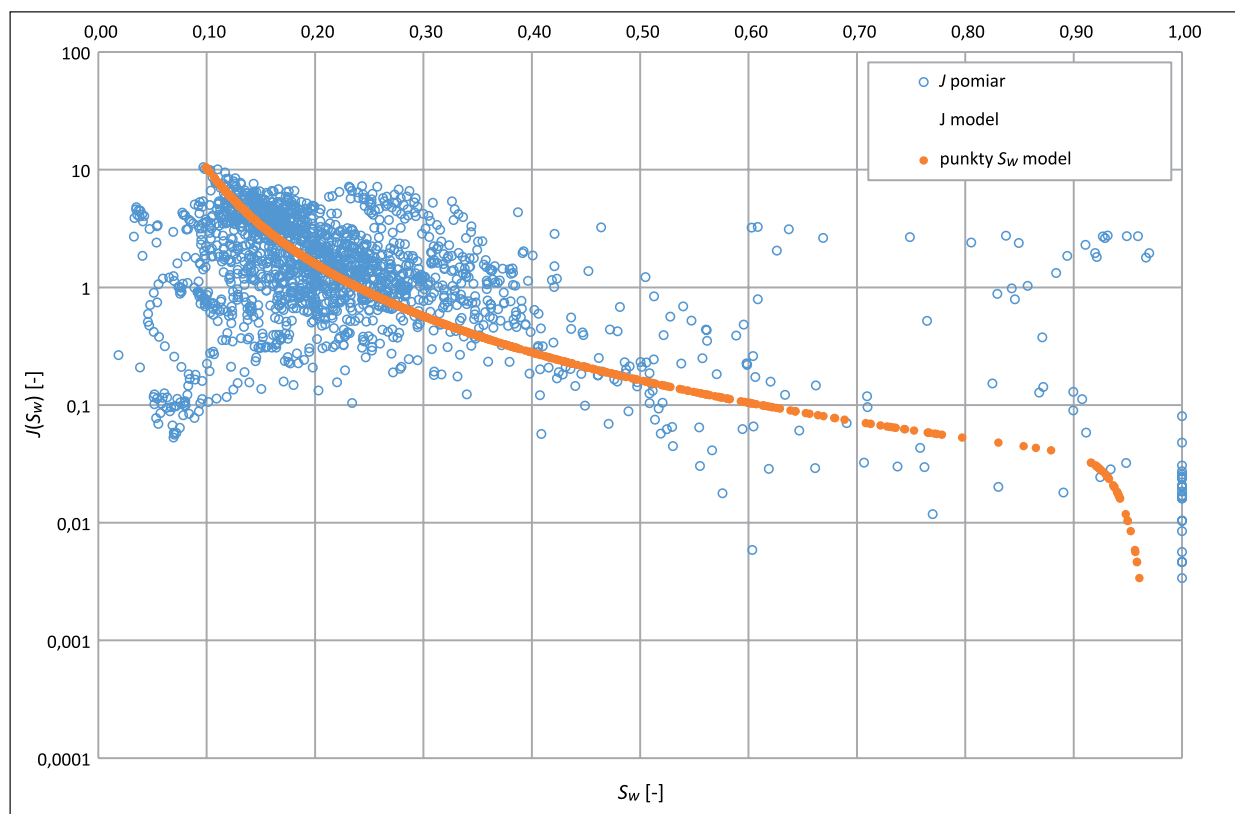
oraz kąt kontaktu dla tych płynów, *σ<sub>ow</sub>* = 25 dyn/cm,

*θ<sub>ow</sub>* = 0°.



Rysunek 1. Podział na regiony facjalne dla odtworzenia pierwotnych nasyceń płynami złożowymi

Figure 1. Subdivision into facies regions to restore the original reservoir fluid saturation

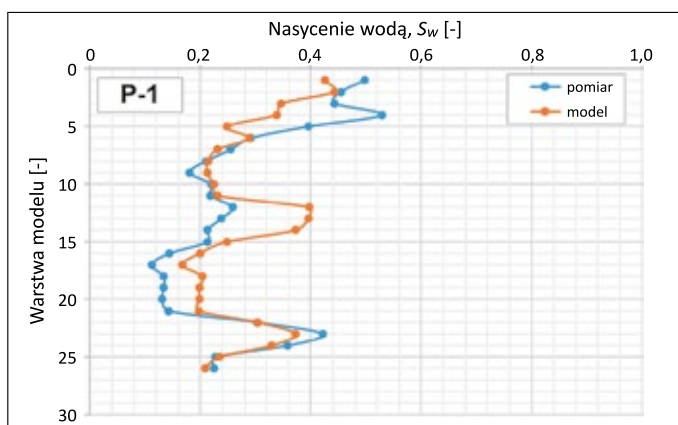


**Rysunek 2.** Funkcja  $J$  Leverette'a vs  $S_w$  obliczone z profilowań geofizycznych. Facja nr 2 (piaskowce przybrzeżne)

**Figure 2.**  $J$ -Leverett function vs. water saturation calculated from well logs. Facies No. 2 (coastal sandstones)

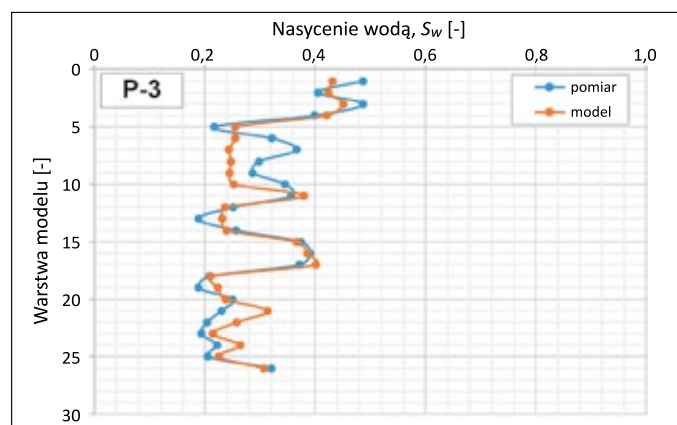
Dla złoża wykorzystano podstawowy, zdefiniowany na etapie budowy modelu geologicznego, podział na 5 regionów facjalnych. Podział ten został później uzupełniony o kolejne 4 regiony w południowej części złoża charakteryzujące się rozpozvilzalnością oraz jeden region północny związany z wysokim nasyceniem wodą (rysunek 1). Dla tak zdefiniowanych regionów przeprowadzono procedurę dopasowania funkcji  $J$  Leverette'a do geofizycznych pomiarów rozkładów nasycenia wodą w odwiertach złoża.

Na rysunku 2 przedstawiono przykładowe dopasowanie funkcji  $J$  Leverette'a do danych obserwacyjnych, natomiast rysunki 3–5 przedstawiają przykładowe dopasowanie rozkładów nasycenia wodą w funkcji numeru warstwy modelu,  $k$ . Rozbieżności pomiędzy modelem a wynikami interpretacji geofizycznej wynikają z innej metody wyznaczania nasycenia. Jakkolwiek funkcja  $J$  Leverette'a jest pewnym uproszczeniem poprzez „narzucenie” jej matematycznej postaci, to jednak bierze ona pod uwagę rzeczywistą przyczynę zmienności



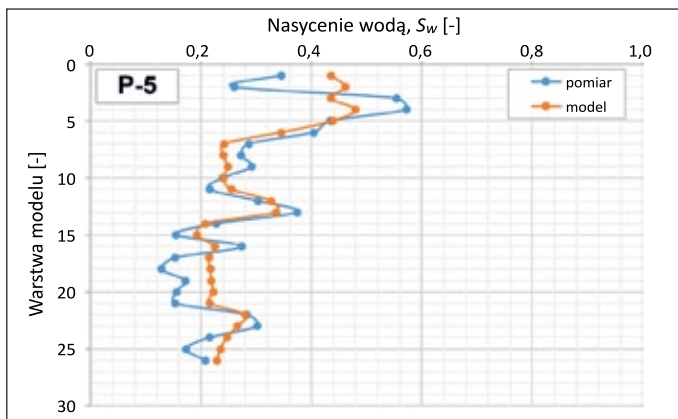
**Rysunek 3.** Odwiert P-1. Wynik dopasowania rozkładu nasycenia wodą  $S_w$  w funkcji współrzędnej  $k$  warstwy modelu

**Figure 3.** Well P-1. Result of fitting the distribution of water saturations  $S_w$  as a function of the  $k$  coordinate of the model layer



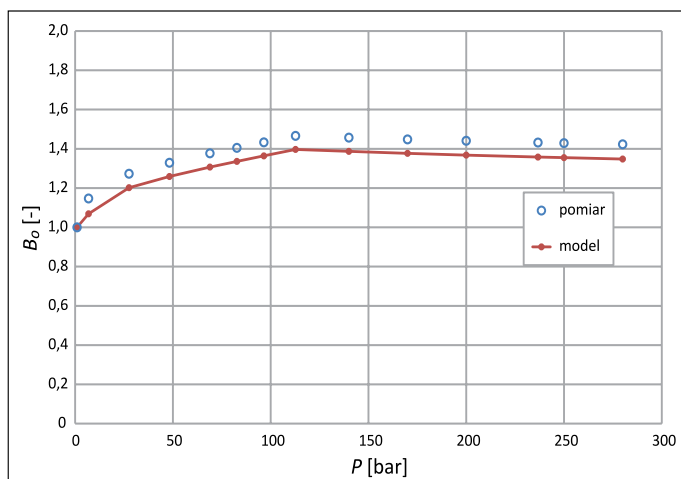
**Rysunek 4.** Odwiert P-3. Wynik dopasowania rozkładu nasycenia wodą  $S_w$  w funkcji współrzędnej  $k$  warstwy modelu

**Figure 4.** Well P-3. Result of fitting the distribution of water saturations  $S_w$  as a function of the  $k$  coordinate of the model layer



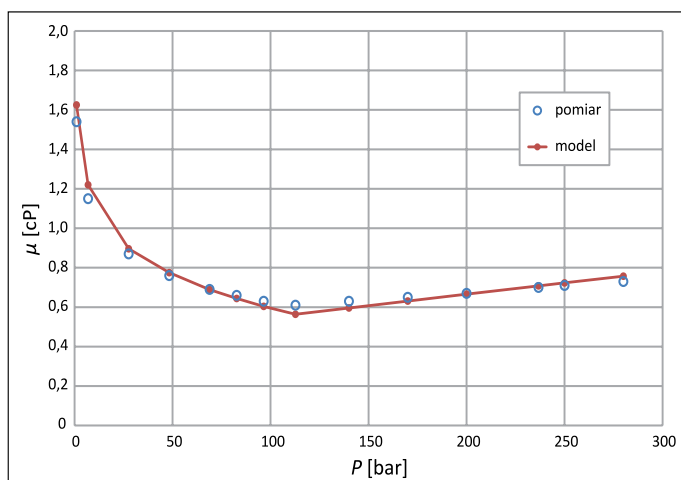
**Rysunek 5.** Odwiert P-5. Wynik dopasowania rozkładu nasycień wodą  $S_w$  w funkcji współrzędnej  $k$  warstwy modelu

**Figure 5.** Well P-5. Result of fitting the distribution of water saturations  $S_w$  as a function of the  $k$  coordinate of the model layer



**Rysunek 6.** Kalibracja modelu płynu złożowego. Badanie różnicowe. Współczynnik objętościowy ropy,  $B_o$ , vs ciśnienie,  $P$

**Figure 6.** Calibration of the reservoir fluid model. Differential examination. Oil volume ratio,  $B_o$  vs. pressure,  $P$



**Rysunek 7.** Kalibracja modelu płynu złożowego. Badanie różnicowe. Lepkość ropy,  $\mu_o$ , vs ciśnienie,  $P$

**Figure 7.** Calibration of the reservoir fluid model. Differential examination. Oil viscosity,  $\mu_o$  vs pressure,  $P$

nasyceń poprzez uwzględnienie porowatości, przepuszczalności oraz wyznaczonych z definicji ciśnień kapilarnych. Przyjęte podejście gwarantuje więc otrzymanie równowagowego hydrostatycznego stanu nasyceń pierwotnych w modelu.

Kolejnym etapem była budowa modelu płynu na podstawie jego składu chemicznego dostarczonego przez operatora złoża. W tym celu przeprowadzono proces kalibracji metodą regresji z uwzględnieniem wyników czterech typów eksperymentów PVT:

- ciśnienia punktu nasyceń;
- testu separatorowego próbek;
- badania odgazowania kontaktowego próbek;
- badania odgazowania różnicowego próbek.

Na rysunkach 6–7 przedstawiono wyniki kalibracji dla współczynnika objętościowego oraz lepkości ropy.

W wyniku kalibracji tak skonstruowanego modelu dynamicznego otrzymano zadowalającą zgodność danych obserwacyjnych z wynikami symulacji. Dopasowanie dla wybranych odwiertów przedstawiono na rysunkach 8–10.

Kolejnym etapem była konwersja istniejącego modelu typu BlackOil do postaci kompozycyjnej. Na tym etapie konieczna była rekalkulacja modelu płynu złożowego w celu odtworzenia wykładnika gazowego, GOR, oraz nieznacząca korekta parametrów stref o obniżonej przewodności. Kompozycyjny płyn złożowy skalibrowano po przyjęciu równania stanu Soave’a–Redlicha–Kwonga oraz następującej definicji jego pseudo-składników: CO<sub>2</sub>, C1, C2, C3, C4–C8, C9–C36.

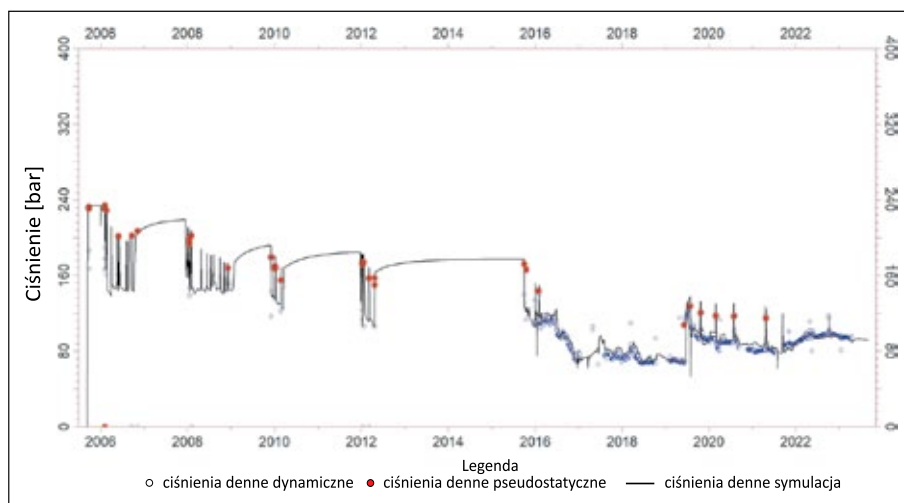
W wyniku konwersji otrzymano zadowalającą zgodność modelu typu BlackOil z modelem kompozycyjnym. Przykładowe wyniki dla ciśnień dennych przedstawiono na rysunkach 11–12.

### Prognozy zatłaczania dwutlenku węgla do złoża

W celu weryfikacji możliwości zastosowania zatłaczania CO<sub>2</sub> jako metody wspomaganego wydobycia ropy ze złoża B8 – na bazie zbudowanego modelu kompozycyjnego przeprowadzono symulacje prognostyczne w okresie 18 lat uwzględniające zarówno istniejące odwierty zatłaczające, jak i odwierty dodatkowe.

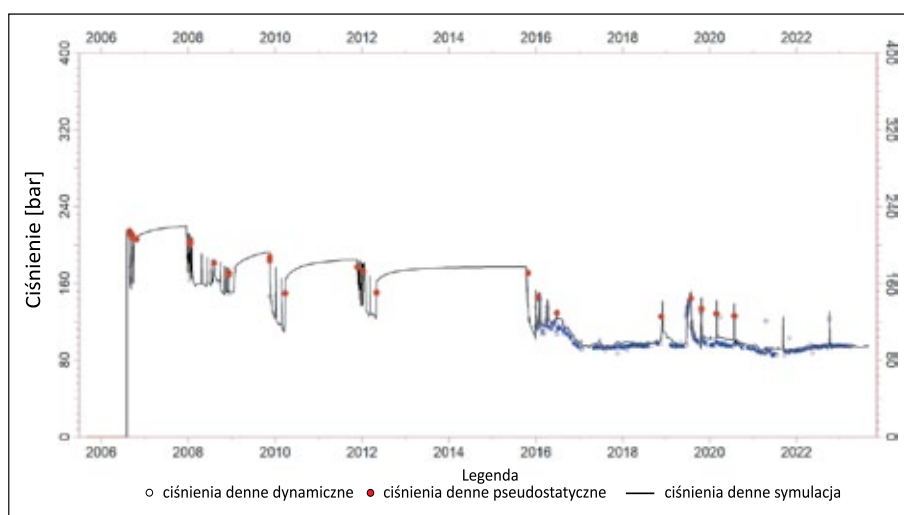
W pierwszej kolejności wykonano symulacje zakładające tłoczenie dwutlenku węgla z wydajnością sumaryczną  $q_{inj} = 350$  tys. Nm<sup>3</sup>/dobę istniejącymi odwiertami zatłaczającymi wodę: I-2, P-1, I-3, I-5, I-4. Symulacje były przeprowadzane przy założeniu sterowania grupowego dla odwiertów zatłaczających, przy czym rozdział strumienia następował zgodnie z chwilowym potencjałem zatłaczania. Na rysunku 13 przedstawiono nasycenie CO<sub>2</sub> w wybranej warstwie modelu odpowiednio po 6, 12, 18 latach zatłaczania gazu.





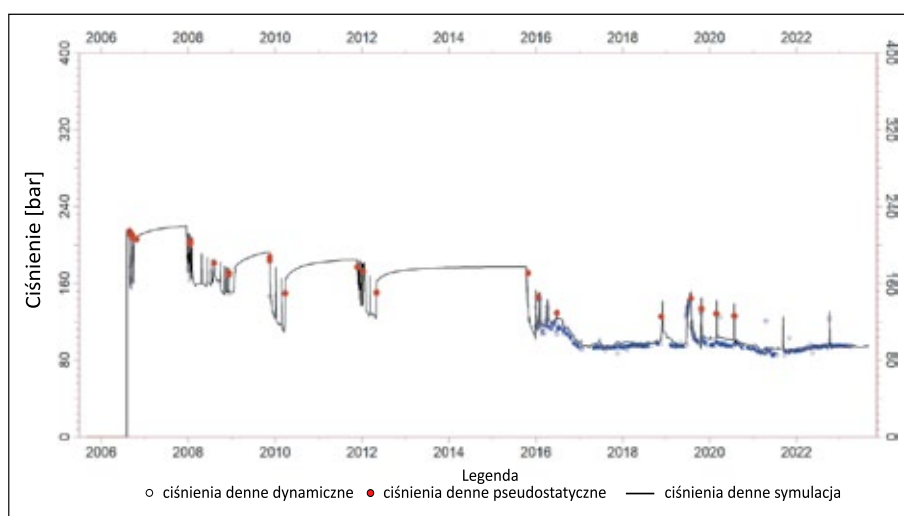
**Rysunek 8.** Wyniki procesu kalibracji ciśnień dennych. Odwiert P-1

**Figure 8.** Results of the bottomhole pressure history matching process. P-1 well



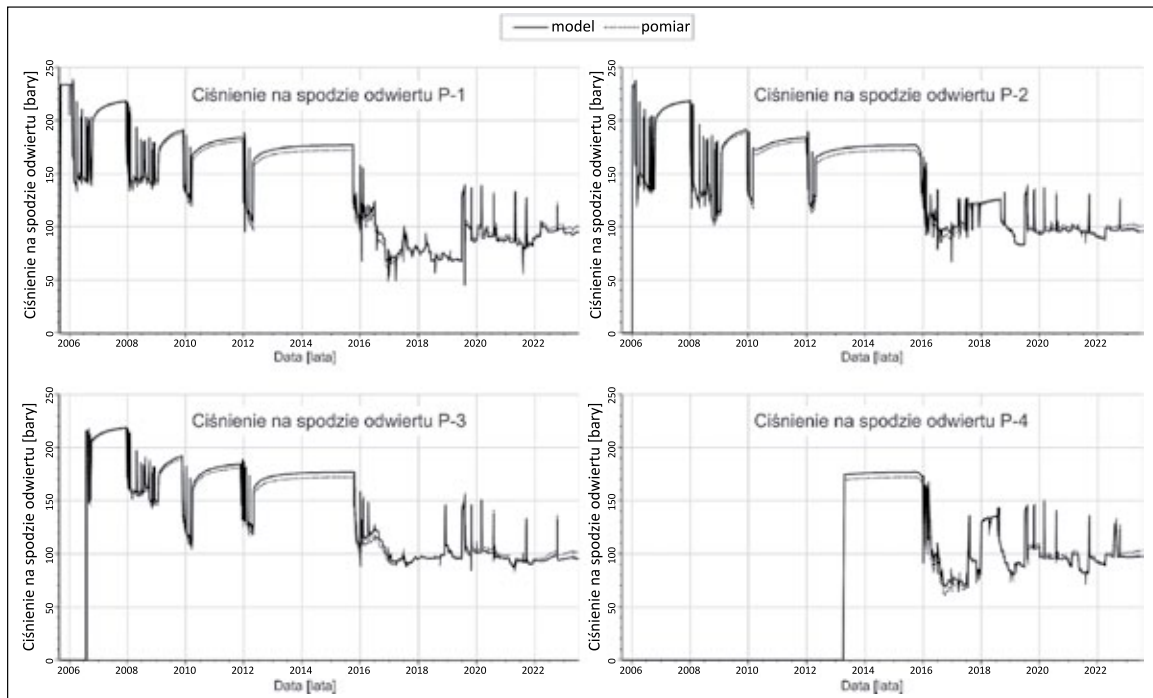
**Rysunek 9.** Wyniki procesu kalibracji ciśnień dennych. Odwiert P-3

**Figure 9.** Results of the bottomhole pressure history matching process. P-3 well

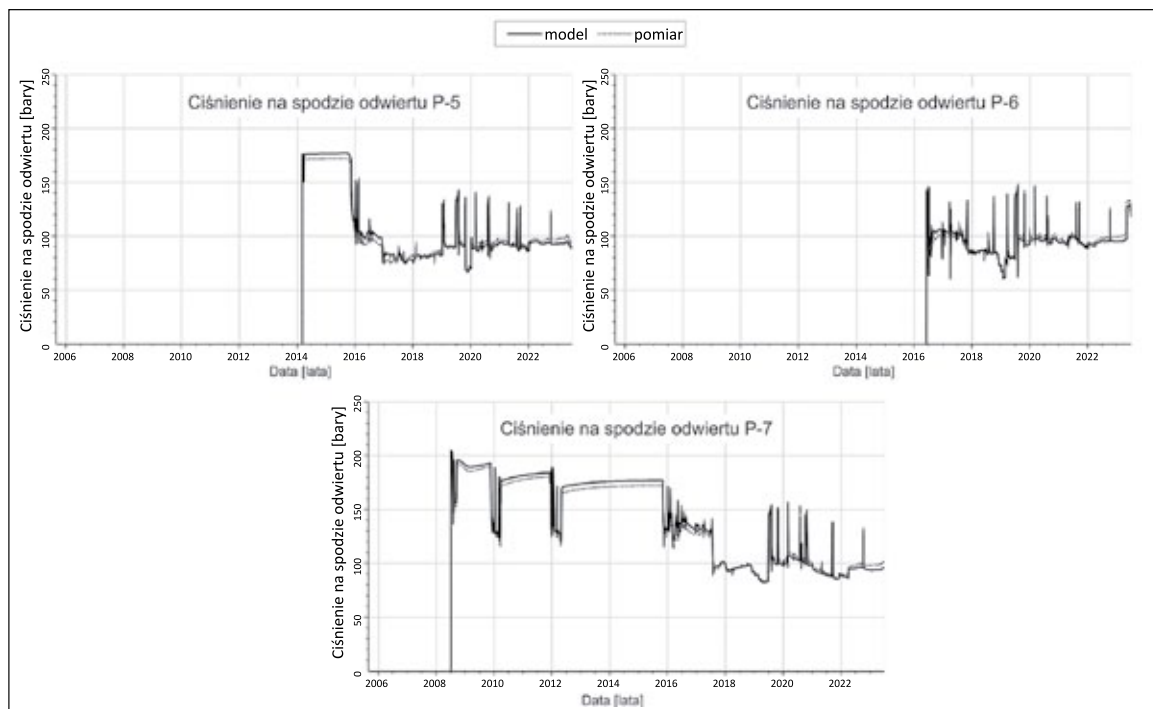


**Rysunek 10.** Wyniki procesu kalibracji ciśnień dennych. Odwiert P-5

**Figure 10.** Results of the bottomhole pressure history matching process. P-5 well



**Rysunek 11.** Wyniki symulacji. Model BlackOil vs model kompozycyjny  
**Figure 11.** Simulation results. BlackOil model vs. compositional model

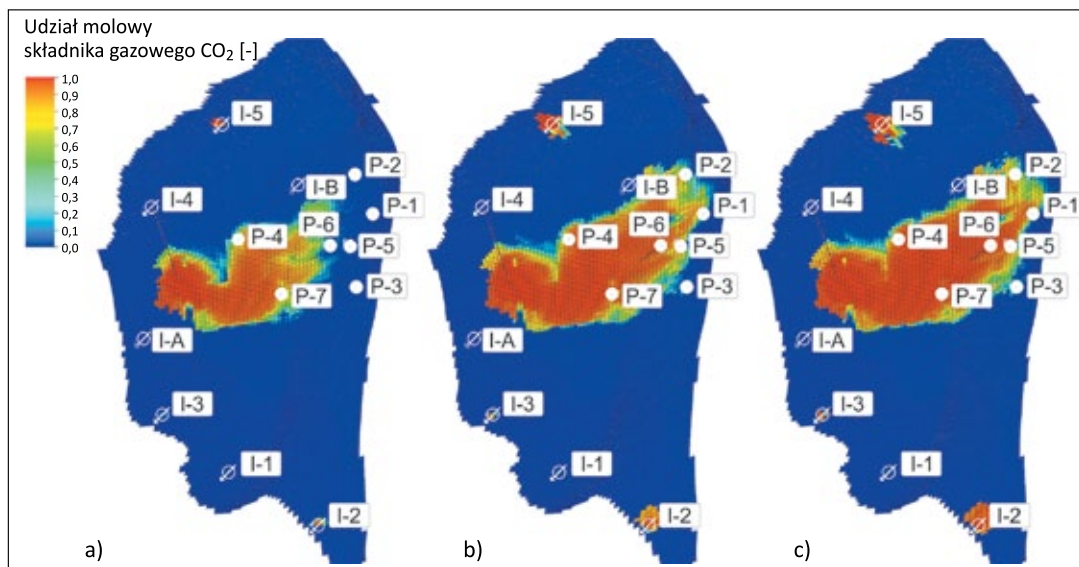


**Rysunek 12.** Wyniki symulacji. Model BlackOil vs model kompozycyjny  
**Figure 12.** Simulation results. BlackOil model vs. compositional model

Uzyskane wyniki wyraźnie wskazują, że z grupy istniejących odwiertów zatłaczających największe możliwości oddziaływania na część produkcyjną złoża ma odwiert I-4. Pozostałe odwierty, z powodu swojej lokalizacji w strefach o obniżonej przewodności, zatłaczają maksymalnie kilka procent sumarycznego strumienia dwutlenku węgla.

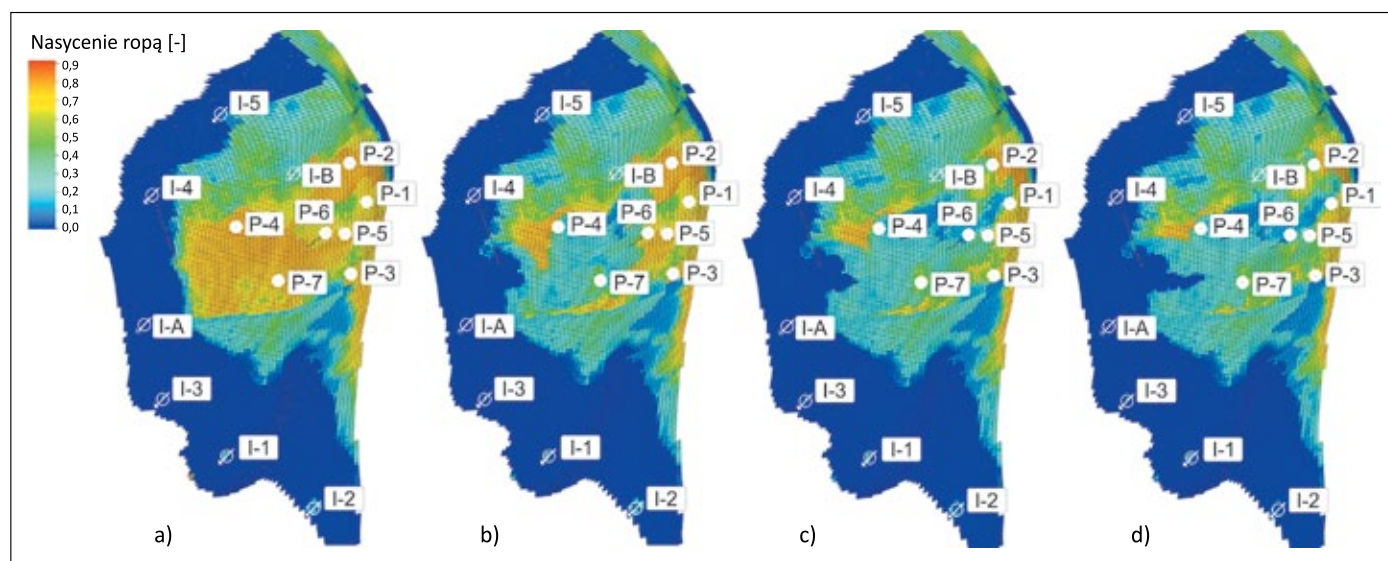
Analogiczne rozkłady dla nasycenia ropą naftową przedstawiono na rysunku 14 (czas: 0, 6, 12, 18 lat).

W centralnej części złoża obserwujemy powiększający się obszar o kilkuprocentowym nasyceniu ropą będący efektem wypierania mieszającego na granicy faz ropy i zatłaczanego dwutlenku węgla.



**Rysunek 13.** Sterowanie grupowe,  $q_{inj} = 350\,000\text{ Nm}^3/\text{dobę}$ . Rozdział strumienia według potencjałów. Nasylenie dwutlenkiem węgla po: a) 6 latach, b) 12 latach, c) 18 latach

**Figure 13.** Group control,  $q_{inj} = 350\,000\text{ Nm}^3/\text{day}$ . Stream distribution according to production potentials. Carbon dioxide saturation after a) 6 years, b) 12 years, c) 18 years

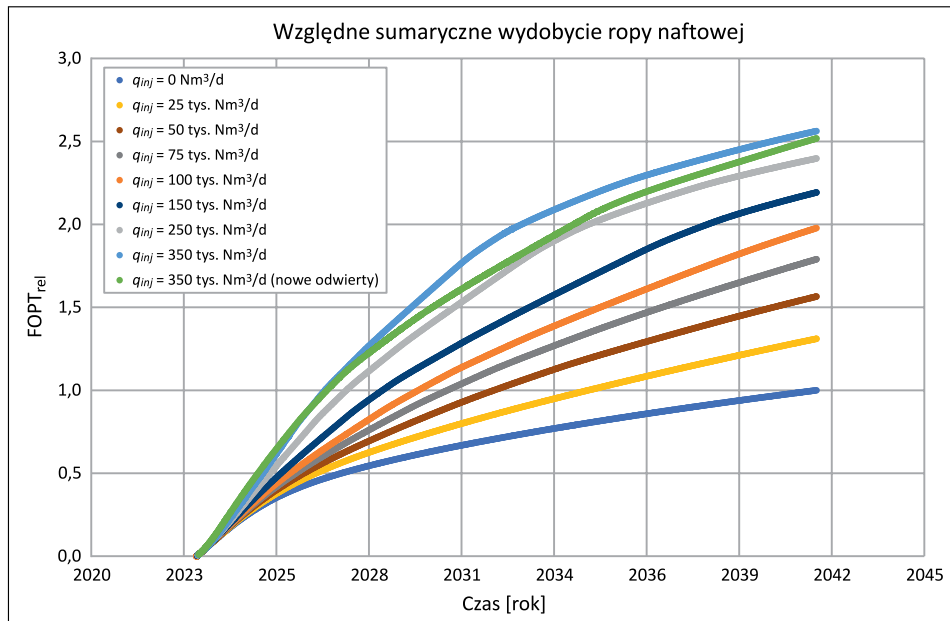


**Rysunek 14.** Sterowanie grupowe,  $q_{inj} = 350\,000\text{ Nm}^3/\text{dobę}$ . Rozdział strumienia według potencjałów. Nasylenie ropą naftową: a) początkowe, b) po 6 latach, c) po 12 latach, d) po 18 latach

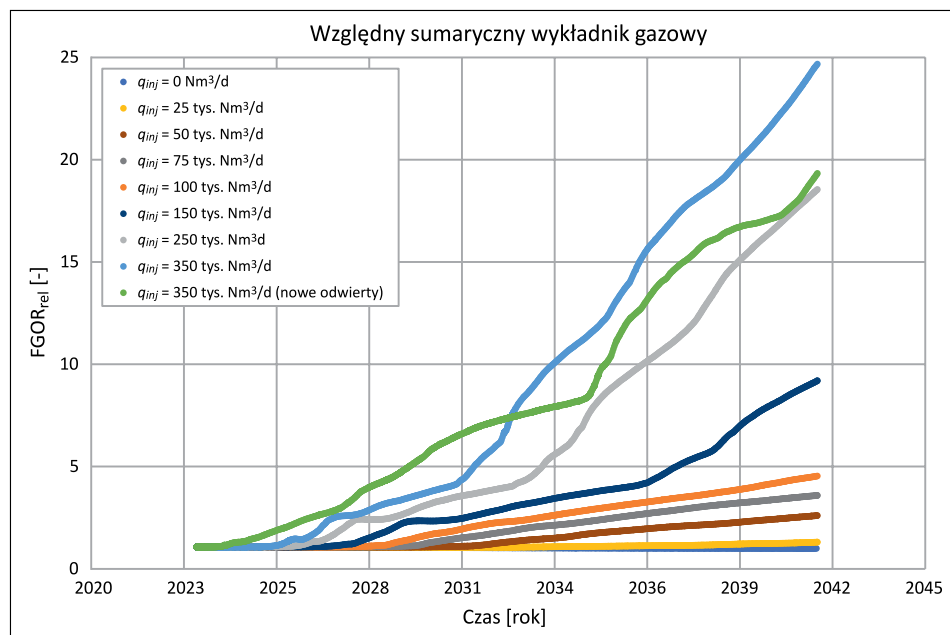
**Figure 14.** Group control,  $q_{inj} = 350\,000\text{ Nm}^3/\text{day}$ . Flux distribution according to production potentials. Oil saturation; a) initial, b) after 6 years, c) after 12 years, d) after 18 years

W celu sprawdzenia zależności sumarycznego wydobycia ropy naftowej, FOPT, od sumarycznego strumienia zatłaczanego oraz rozmieszczenia odwiertów zatłaczających – symulacje prognostyczne przeprowadzono dla zatłaczania CO<sub>2</sub> odwiertem I-4 dla  $q_{inj} = 0$  (brak zatłaczania CO<sub>2</sub>), 25, 50, 75, 100, 150, 250, 350 tys. Nm<sup>3</sup>/dobę. Symulacje dla  $q_{inj} = 350$  tys. Nm<sup>3</sup>/dobę powtórzono następnie dla zatłaczania CO<sub>2</sub> dwoma nowymi odwiertami: I-A i I-B sterowanymi grupowo przy rozdziale strumienia zatłaczanego gazu według potencjałów zatłaczania.

Rezultaty przeprowadzonych symulacji w postaci względnego sumarycznego wydobycia, FOPT<sub>rel</sub>, oraz względnego sumarycznego wykładnika gazowego, FGOR<sub>rel</sub>, przedstawiono odpowiednio na rysunkach 15 i 16. Wyniki zostały przeskalowane w taki sposób, że dla wariantu bazowego ( $q_{inj} = 0$ ) FOPT<sub>rel</sub> i FGOR<sub>rel</sub> na koniec prognozy przyjmują wartości 1,0. Otrzymane wyniki wskazują na istotny wzrost wydobycia ropy ze wzrostem strumienia CO<sub>2</sub> przy jednoczesnym gwałtownym wzroście wykładnika gazowego dla strumienia gazu zatłaczanego,  $q_{inj}$ , powyżej 100 tys. Nm<sup>3</sup>/dobę. Jednocześnie



**Rysunek 15.** Względne sumaryczne wydobycie ropy, zmiana FOPT<sub>rel</sub> w czasie w zależności od zatłaczanego strumienia CO<sub>2</sub>  
**Figure 15.** Relative cumulative oil production, change in FOPT<sub>rel</sub> over time as a function of the injected CO<sub>2</sub> flow



**Rysunek 16.** Względny sumaryczny wykładnik gazowy, FGOR<sub>rel</sub>, w zależności od wydajności zatłaczania CO<sub>2</sub>  
**Figure 16.** Relative gas/oil ratio, change in FGOR<sub>rel</sub> over time as a function of the injected CO<sub>2</sub> rate

przy zatłaczaniu odwiertami I-A, I-B sumaryczny wykładnik gazowy jest istotnie niższy niż w przypadku zatłaczania tego samego strumienia odwiertem I-4.

**Podsumowanie**

W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono możliwość wykorzystania zatłaczania CO<sub>2</sub> jako metody wspomaganego wydobycia ropy ze złoża będącego przedmiotem analizy.

Przeprowadzone symulacje wskazują na istotną zależność sumarycznego wydobycia ropy od zatłaczanego strumienia CO<sub>2</sub> (tabela 1). Dla wydajności do 100 tys. Nm<sup>3</sup>/d ma ona charakter niemalże liniowy. W przypadku wyższych wydajności efektywność procesu spada, zachowując jednak w dalszym ciągu wysoki poziom. Spadek efektywności procesu zatłaczania CO<sub>2</sub> wynika ze znaczącego wzrostu wykładnika gazowego ze wzrostem strumienia zatłaczanego płynu, spowodowanego szybszą migracją CO<sub>2</sub> do odwiertów produkcyjnych (zob. rysunek 16). Pewnym rozwiązaniem tego problemu może być



**Tabela 1.** Zależność względnego sumarycznego wydobycia ropy od zatłaczanego strumienia CO<sub>2</sub>

**Table 2.** Dependence of relative cumulative oil production on the injected CO<sub>2</sub> stream

$q_{inj}$ [tys. Nm <sup>3</sup> ]	FOPT <sub>ret</sub> [-]	$Q_{inj}$ [Mt]
0 (I-4)	1,00	0
25 (I-4)	1,31	0,33
50 (I-4)	1,57	0,66
75 (I-4)	1,79	0,99
100 (I-4)	1,98	1,32
150 (I-4)	2,19	1,99
250 (I-4)	2,40	3,31
350 (I-4)	2,56	4,63
350 (I-A, I-B)	2,52	4,63

rozdzielenie strumienia CO<sub>2</sub> na dwa odwierty zatłaczające, co w analizowanym przypadku pozwala na redukcję wykładnika gazowego o 20%.

Uzyskanie istotnie niższego sumarycznego wykładnika gazowego przy podziale zatłaczanego strumienia CO<sub>2</sub> na dwa odwierty (zatłaczanie I-A, I-B vs I-4) wskazuje na możliwość optymalizacji liczby i rozmieszczenia odwiertów zatłaczających, strumienia zatłaczanego gazu oraz jego rozdziału na poszczególne odwierty. Należy jednak zauważyć, że kluczowe znaczenie dla wiarygodności otrzymanych wyników ma jakość modelu symulacyjnego będącego podstawą prezentowanej analizy.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Ocena możliwości zatłaczania CO<sub>2</sub> jako metody wspomaganego wydobycia ropy ze złoża* – praca INiG – PIB; nr zlecenia: 0041/KZ/2023, nr archiwalny: DK-4100-0024/2023.

## Literatura

- Dudek J., Janiga D., Wojnarowski P., 2021. Optimization of CO<sub>2</sub>-EOR process management in polish mature reservoirs using smart well technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197: 108060, DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108060.
- Guo J.-X., Huang C., Wang J.-L., Meng X.-Y., 2020. Integrated operation for the planning of CO<sub>2</sub> capture path in CCS-EOR project. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 186: 106720, DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106720.
- He R., MA W., Ma X., Liu Y., 2021. Modeling and optimizing for operation of CO<sub>2</sub>-EOR project based on machine learning methods and greedy algorithm. *Energy Reports*, 7: 3664–3677, DOI: 10.1016/j.egyr.2021.05.067.
- Kwak D.-H., Kim J.-K., 2017. Techno-economic evaluation of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery (EOR) with the optimization of CO<sub>2</sub> supply. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 58: 169–184, DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.01.002.
- Lubaś J., Szott W., 2010. 15-year experience of acid gas storage in the natural gas structure of Borzęcin – Poland. *Nafta-Gaz*, 66(5): 333–338.
- Lubaś J., Szott W., Jakubowicz P., 2012. Effects of Acid Gas Reinjection on CO<sub>2</sub> Concentration in Natural Gas Produced from Borzęcin Reservoir. *Nafta-Gaz*, 68(7): 405–410.
- Lubaś J., Szott W., Łętkowski P., Gołąbek A., Miłek K., Warnecki M., Wojnicki M., Kuśnierczyk J., Szufflita S., 2020. Long-term sequestration process in the Borzęcin structure – observation evidence of the injected acid gas migration and possible leakage. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 230: 1–176, DOI: 10.18668/PN2020.230.
- Ren B., Ren S., Zhang L., Chen G., Zhang H., 2016. Monitoring on CO<sub>2</sub> migration in a tight oil reservoir during CCS-EOR in Jilin Oilfield China. *Energy*, 98: 108–121, DOI: 10.1016/j.energy.2016.01.028.
- Słota-Valim M., Gołąbek A., Szott W., Sowizdżał K., 2021. Analysis of Caprock Tightness for CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery and Sequestration: Case Study of a Depleted Oil and Gas Reservoir in Dolomite, Poland. *Energies*, 14(11): 3065, DOI: 10.3390/en14113065.
- Szott W., 2010. Modelowanie zjawisk złożowych procesu sekwestracji CO<sub>2</sub> w strukturach zawodnionych przy pomocy najnowszych narzędzi programistycznych symulatora Eclipse. *Prace Naukowe INiG*, 175: 1–52.
- Szott W., Łętkowski P., Gołąbek A., Miłek K., 2020. Modelling of the Long-Term Acid Gas Sequestration and Its Prediction: A Unique Case Study. *Energies*, 13(18): 4701, DOI: 10.3390/en13184701.
- Szott W., Łętkowski P., Gołąbek A., Miłek K., 2012. Ocena efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z wybranych złóż krajowych z zastosowaniem zatłaczania CO<sub>2</sub>. *Prace Naukowe INiG*, 184: 160.
- Szott W., Miłek K., 2021. Analysis of Reservoir Fluid Migration in the Process of CO<sub>2</sub> Sequestration in a Partially Depleted Gas Reservoir. *Energies*, 14(19): 6398, DOI: 10.3390/en14196398.
- Szott W., Ruciński P., Słota-Valim M., Sowizdżał K., 2023. Investigation of the Impact of Natural Fracture Geomechanics on the Efficiency of Oil Production and CO<sub>2</sub> Injection from/to a Petroleum Structure: A Case Study. *Energies*, 16(10): 4219, DOI: 10.3390/en16104219.
- Tapia J.F.D., Lee J.-Y., Ooi R.E.H., Foo D.C.Y., Tan R.R., 2016. Optimal CO<sub>2</sub> allocation and scheduling in enhanced oil recovery (EOR) operations. *Applied Energy*, 184: 337–345, DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.09.093.



Dr inż. Piotr ŁĘTKOWSKI  
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: piotr.letkowski@inig.pl



Dr inż. Piotr RUCIŃSKI  
Adiunkt 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: piotr.rucinski@inig.pl



Mgr inż. Jarosław TYBURCY  
Szef Biura Eksploatacji i Inżynierii Złożowej w LOTOS Petrobaltic S.A. LOTOS Petrobaltic S.A. Stary Dwór 9, 80-758 Gdańsk  
E-mail: jaroslaw.tyburcy@lotospetrobaltic.pl