

Krzysztof Miłek, Wiesław Szott

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Zastosowanie symulacji złożowych do analizy porównawczej procesu EOR na przykładzie wybranych metod wspomaganie

W pracy przeprowadzono analizę porównawczą wybranych metod wspomaganego wydobycia ropy, stosując symulację procesu eksploatacji złóż z użyciem ich modeli numerycznych. Do porównań użyto trzech metod: nawadniania, zatłaczania gazu (CO₂) oraz naprzemiennego zatłaczania wody i gazu. Obliczenia przeprowadzono na syntetycznym modelu złożowym oraz modelu złoża rzeczywistego. Rozpatrzono warianty różniące się szczegółowymi parametrami procesów (różne ograniczenia eksploatacyjne, różne długości cykli zatłaczania). Na podstawie otrzymanych wyników sformułowano wnioski o charakterze praktycznym.

Słowa kluczowe: wspomaganie wydobycie ropy, naprzemienne zatłaczanie gazu i wody, symulacje złożowe.

Application of reservoir simulations for comparative analysis of EOR by selected methods

The paper presents a comparative analysis of selected EOR methods based on reservoir simulations of the appropriate processes performed on numerical reservoir models. Three methods of EOR were studied: waterflooding, gas (CO₂) injection, and the WAG method. Simulations were carried out on a synthetic reservoir model and a realistic one. Various scenarios were compared that differ in process parameters (production restrictions, cycle lengths). Conclusions were drawn from the results obtained.

Key words: enhanced oil recovery (EOR), water-alternating-gas (WAG) injection, reservoir simulation.

Wstęp

Tematem pracy jest analiza metod wspomaganego wydobycia ze złóż ropy naftowej [4], wykorzystujących zatłaczanie wody i/lub gazu, w oparciu o wyniki symulacji złożowych. Zastosowanie takich metod staje się aktualną potrzebą zapewniającą bardziej efektywne sczerpanie zasobów ropy naftowej ze złóż krajowych [2]. W niniejszej pracy jako zatłaczany gaz przyjęto CO₂, który w odpowiednich warunkach złożowych zwiększa efekty wydobycia dzięki mechanizmowi wypierania

mieszającego [3, 6]. Nacisk położono na naprzemienne zatłaczanie gazu oraz wody do złoża (WAG) – jako najbardziej obiecującą spośród analizowanych metod eksploatacji złoża ropy [1]. W pracy przeanalizowano wyniki symulacji złożowych, które otrzymano z wielowariantowych prognoz wykonanych dla modelu syntetycznego złoża ropy oraz dla modelu rzeczywistego jednego ze złóż polskich. W pracy wykorzystano symulator złożowy Eclipse 300 firmy Schlumberger [5].

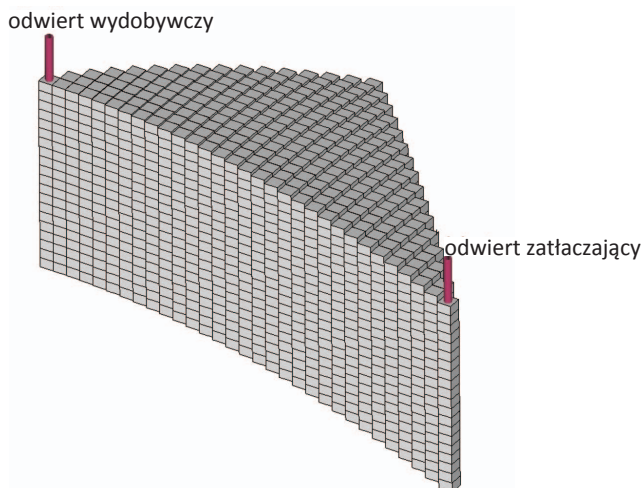
Analiza EOR dla syntetycznego modelu złoża

Ogólna charakterystyka modelu

Dla lepszego zrozumienia i opisu zjawisk zachodzących podczas procesu EOR z wykorzystaniem wody i gazu posłużono się trójwymiarowym modelem syntetycznym złoża.

Zbudowany jest on z 9620 (= 31 × 31 × 20) aktywnych bloków, o wymiarach 50 × 50 × 5 m, które tworzą wycinek antykliny. Model w celu skupienia uwagi na procesach wypierania wzajemnego faz cechuje się jednorodną porowatością

i przepuszczalnością. Jego widok przedstawia rysunek 1. W modelu przyjęto obecność faz: ropy, gazu i wody złożowej. W składzie chemicznym ropy i gazu uwzględniono zawartość CO₂. Parametry płynu złożowego przyjęto z rzeczywistego złoża ropy naftowej.



Rys. 1. Przekrój przez trójwymiarowy model syntetyczny złoża

Założenia ogólne

Podstawowe założenia dla wszystkich rozpatrywanych wariantów to: stałe wydobicie płynów z odwiertu w warunkach złożowych $q_{resv} = 1000 \text{ Nm}^3/\text{d}$; tłoczenie medium wypierającego w ilości niezbędnej do uzyskania, a następnie utrzymania średniego ciśnienia złożowego na poziomie $P_{zi} = 550 \text{ bar}$; maksymalna wydajność tłoczenia wody

$q_{w,inj,max} = 1000 \text{ Nm}^3/\text{d}$; maksymalna wydajność tłoczenia CO₂ $q_{g,inj,max} = 800 \text{ tys. Nm}^3/\text{d}$; minimalna wydajność wydobycia ropy z odwiertu $q_{eko} = 2 \text{ Nm}^3/\text{d}$; maksymalny wykładnik wodny $WCT_{max} = 0,9 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3$; maksymalny wykładnik gazowy $GOR_{max} = 1000 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3$; maksymalna dopuszczalna depresja na spodzie odwiertu $\Delta P = 50 \text{ bar}$; limit czasowy prognoz: 30 lat.

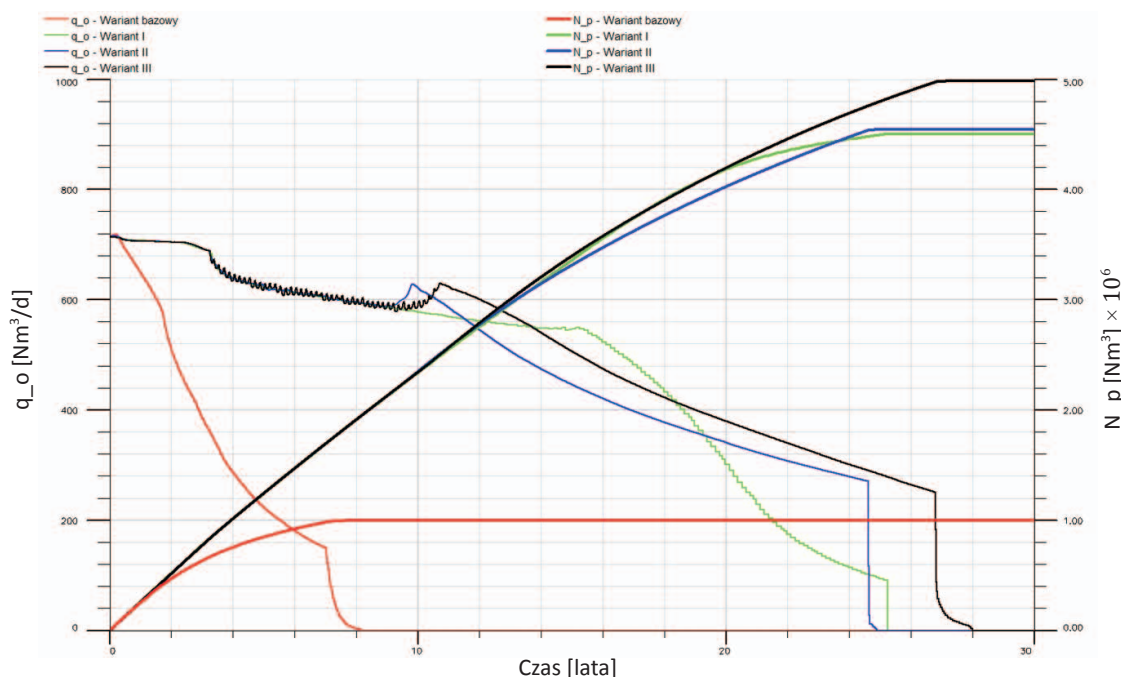
Wyniki

Wariant bazowy

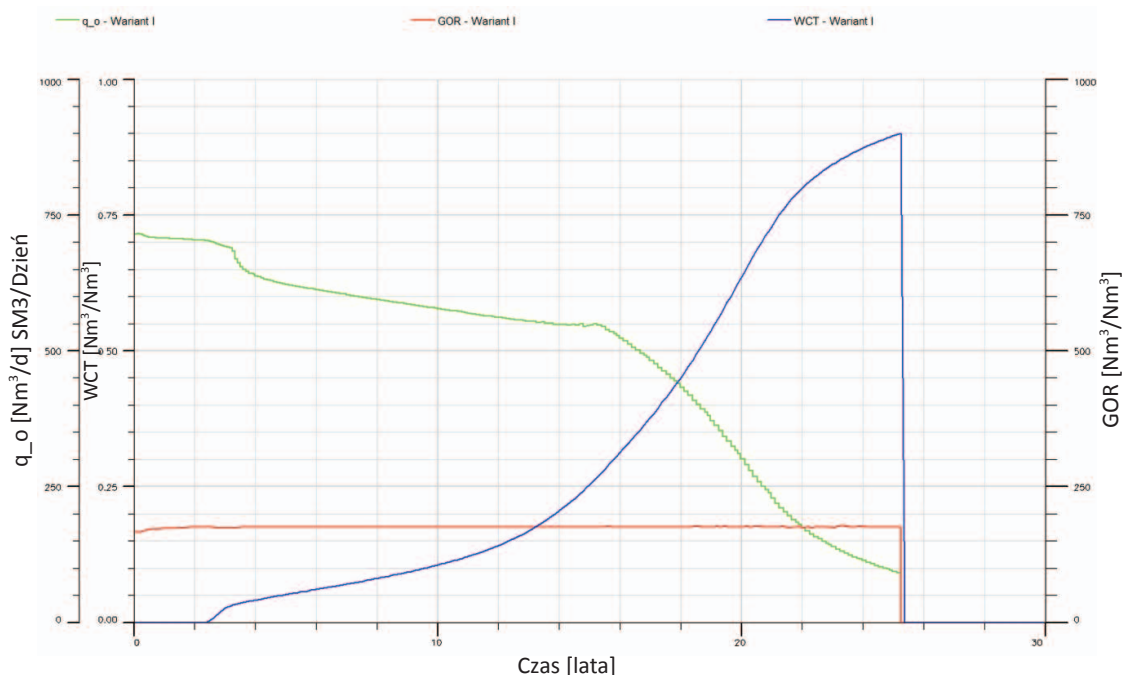
W celach porównawczych przeprowadzono symulacje eksploatacji pierwotnej za pomocą jednego odwiertu produkcyjnego z założoną wydajnością. Po 7 latach odwiert wydobywczy przekroczył dozwolony wykładnik gazowy, a następnie w wyniku redukcji wydajności wydobycia został zamknięty. Sumaryczne wydobicie ropy ze złoża wyniosło $N_p = 0,997 \text{ mln Nm}^3$ (14,3% zasobów pierwotnych – rysunek 2).

Wariant z nawadnianiem złoża

W Wariacie I założono nawadnianie złoża z maksymalną wydajnością tłoczenia wody dla podniesienia i utrzymania ciśnienia złożowego na poziomie $P_{zi} = 550 \text{ bar}$. W wyniku omawianego procesu do złoża zatłoczono $W_{inj} = 8,51 \text{ mln Nm}^3$ wody i wydobyto $N_p = 4,50 \text{ mln Nm}^3$ ropy (64,65% zasobów pierwotnych), $G_p = 0,79 \text{ mld Nm}^3$ gazu oraz $W_p = 2,34 \text{ mln Nm}^3$ wody. Wydobicie ze złoża zostało zakończone po 25 latach eksploatacji z powodu przekroczenia dozwolonego wykładnika wodnego (rysunek 3).



Rys. 2. Wydajność wydobycia i sumaryczne wydobicie ropy ze złoża. Warianty: bazowy, I, II, III



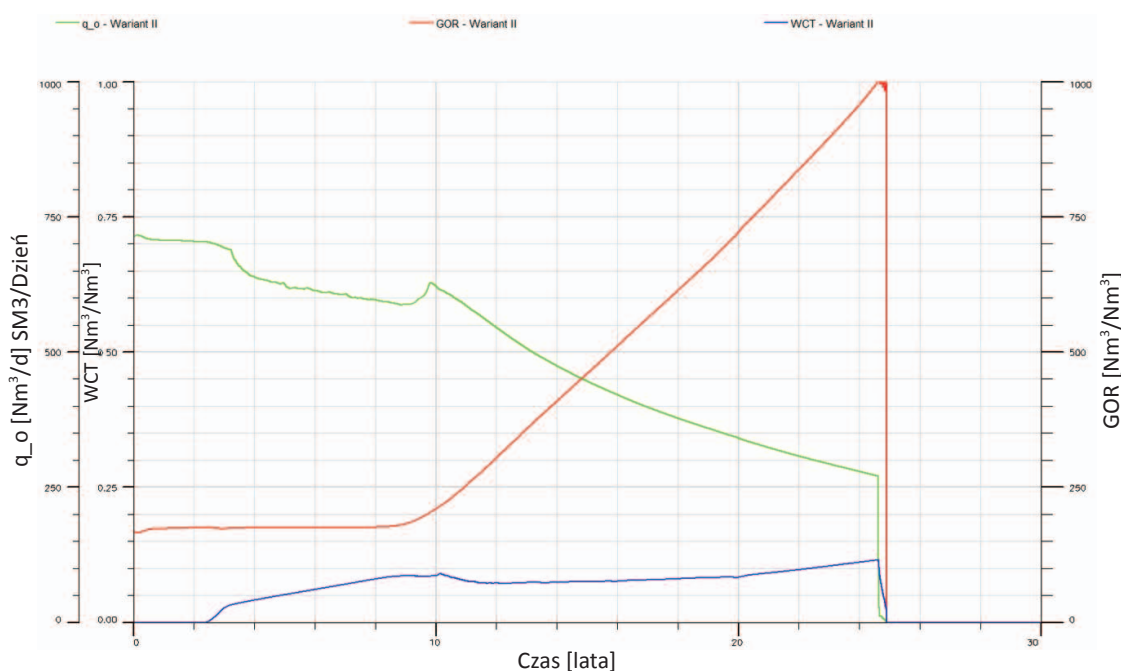
Rys. 3. Prognoza pracy odwiertu wydobywczego z zastosowaniem nawadniania. Wariant I

Wariant z zatłaczaniem CO₂ do złoża

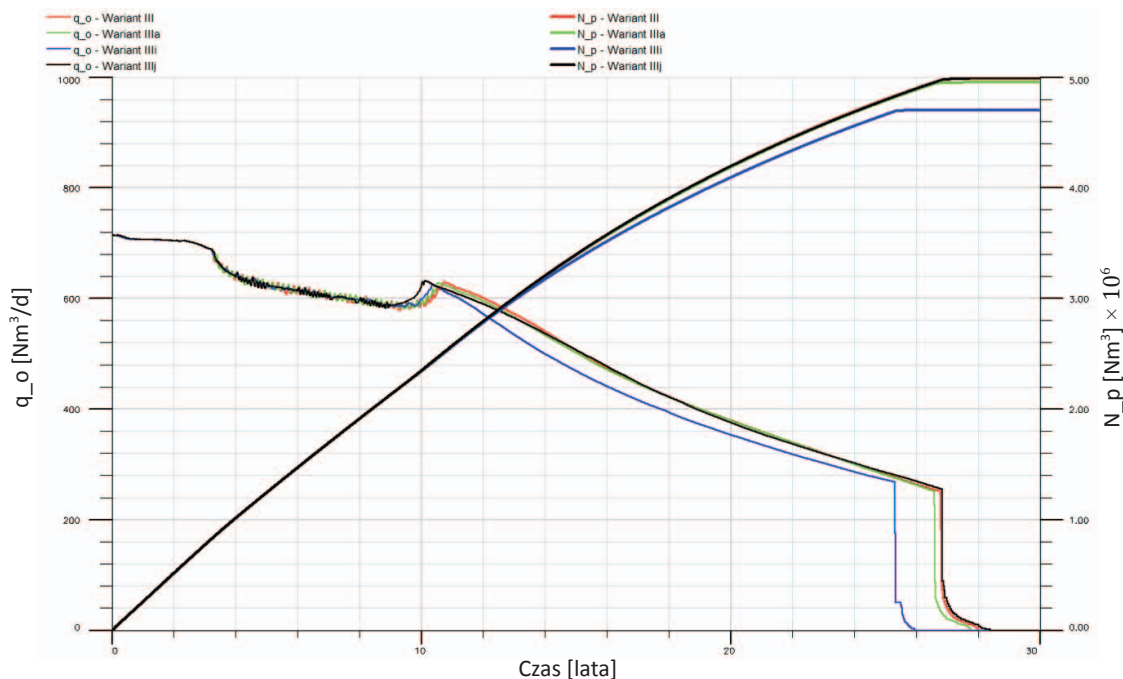
W Wariacie II jako medium wypierające ropę ze złoża użyto CO₂, który zatłaczano z maksymalną wydajnością. Sumarycznie zatłoczono $G_{inj} = 3,42$ mld Nm³. Po 8 latach w odwiercie eksploatacyjnym zauważono wzrost zawartości CO₂ w wydobywanej ropie oraz stopniowy wzrost wykładnika gazowego prowadzący do zamknięcia odwiertu po 24 latach jego eksploatacji (rysunek 4). Sumaryczne wydobycie wyniosło $N_p = 4,54$ mln Nm³ ropy (stopień sczerpania: 65,18%), $G_p = 1,58$ mld Nm³ gazu oraz $W_p = 0,31$ mln Nm³ wody.

Warianty z naprzemiennym zatłaczaniem wody i gazu (WAG)

W Wariacie III założono naprzemienne tłoczenie wody i CO₂ w cyklach 1 mies. CO₂/ 1 mies. wody. Zastosowany schemat zatłaczania $G_{inj} = 1,79$ mld Nm³ CO₂ oraz $W_{inj} = 4,77$ mln Nm³ wody pozwolił na zwiększenie wydobywania ropy do poziomu $N_p = 4,99$ mln Nm³ (współczynnik sczerpania: 71,56%) przy jednoczesnym wydobywaniu gazu $G_p = 1,65$ mld Nm³ oraz wody $W_p = 0,49$ mln Nm³. Naprzemienne zatłaczanie CO₂ oraz wody w połączeniu z redukcją ich zatłaczania z poprzednich wariantów ograniczyło efekt



Rys. 4. Prognoza pracy odwiertu wydobywczego z zatłaczaniem CO₂ do złoża. Wariant II



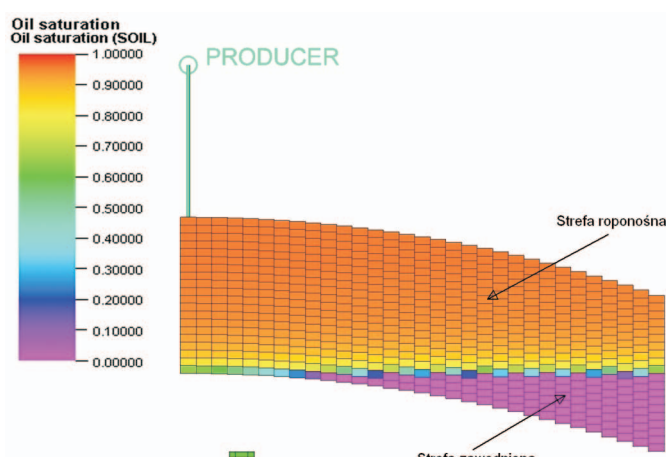
Rys. 5. Wydajność wydobywania i sumaryczne wydobywanie ropy ze złoża. Warianty: III, IIIa, IIIi, IIIj

szybkiego przebijania się CO₂ do odwiertu wydobywczego oraz zmniejszyło mobilność tłocznej wody i zawadnianie się odwiertu. Dla sprawdzenia wpływu udostępnień złoża przez odwiert zatłaczający w badanym modelu skonstruowano Wariant IIIa, w którym wodę tłoczono do górnej części warstwy złożowej, a gaz do dolnej (w pozostałych wariantach tłoczono obydwa media do części dolnej). W wyniku tej modyfikacji wydobywanie ropy obniżyło się do poziomu $N_p = 4,95$ mln Nm³ (rysunek 5).

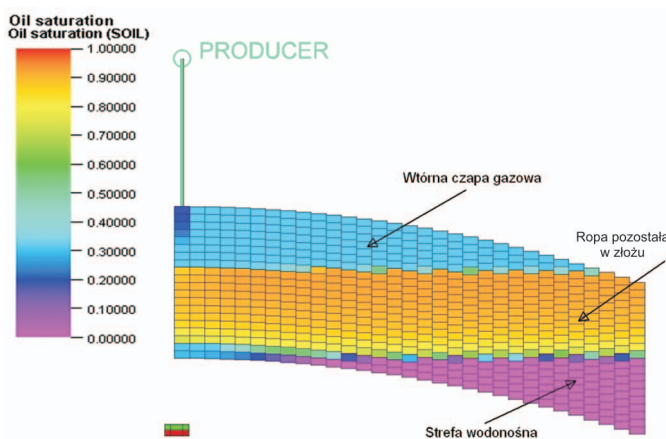
Sprawdzono również wpływ długości cykli na wielkość szczytowania zasobów, konstruując Wariant IIIi, zakładający cykl 5 d CO₂ / 5 d wody oraz Wariant IIIj z cyklem 1 rok CO₂ / 1 rok wody. Wydłużenie cyklu nie przyniosło istotnych zmian dla sumarycznych wielkości zatłaczania i wydobywania płynów, a skrócenie zwiększyło ilość zatłoczonego CO₂ przy jednoczesnym spadku ilości zatłoczonej wody i spowodowało zmniejszenie wydobywania ropy (rysunek 5).

Efekt zastosowanych metod wypierania ropy w postaci rozkładów płynów złożowych przedstawiono na rysunkach: 6 – nasycenie ropą na początku procesu; 7, 8, 9, 10 – nasycenie ropą po zakończeniu eksploatacji, odpowiednio: bez zastosowania metod wtórnych, z nawadnianiem, z zatłaczaniem CO₂, z WAG.

Rysunki te pokazują: powstawanie wtórnej czapy gazowej w złożu w wyniku spadku ciśnienia (rysunek 7); wypieranie niemieszające za pomocą wody o zasięgu niemal całego złoża z pozostałą ropą resztkową ($S_{over} = 30\%$) (rysunek 8); wypieranie mieszające z użyciem CO₂, z lokalnie całkowitym wyparciem ropy (wymywaniem) (rysunek 9); wypieranie mieszające z niemieszającym (WAG), dla którego możemy

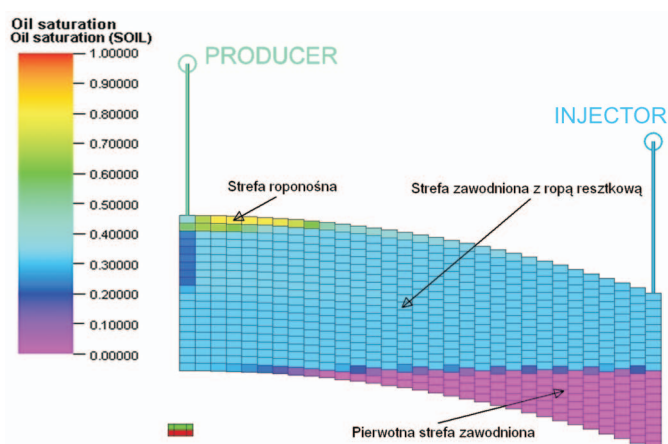


Rys. 6. Przekrój wzdłuż płaszczyzny łączącej odwierty. Początkowy rozkład nasycenia ropą

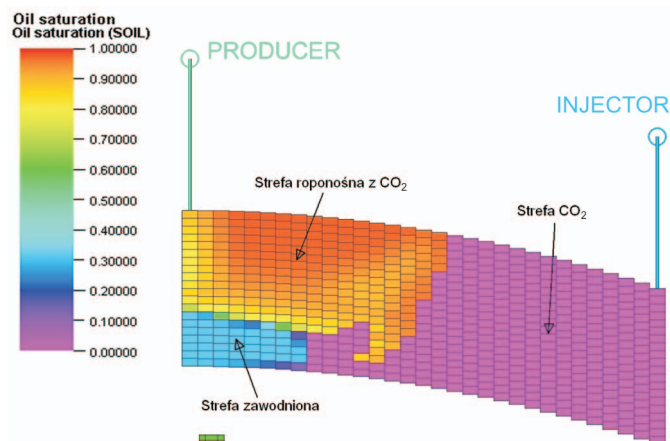


Rys. 7. Przekrój wzdłuż płaszczyzny łączącej odwierty. Rozkład nasycenia ropą po czasie $t = 30$ lat od rozpoczęcia eksploatacji. Wariant bazowy

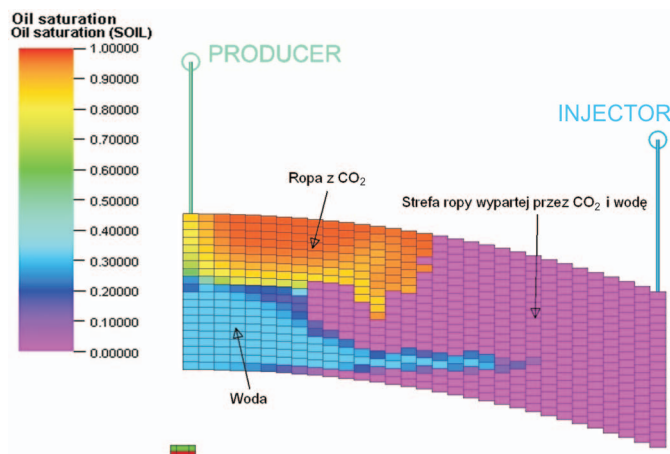
wyróżnić strefę ropy z rozpuszczonym CO_2 , strefę ropy resztkowej zajętej przez wodę oraz strefę ropy wypartej przez CO_2 i wodę (rysunek 10).



Rys. 8. Przekrój wzdłuż płaszczyzny łączącej odwierty. Rozkład nasycenia ropą po czasie $t = 30$ lat od rozpoczęcia eksploatacji. Wariant I



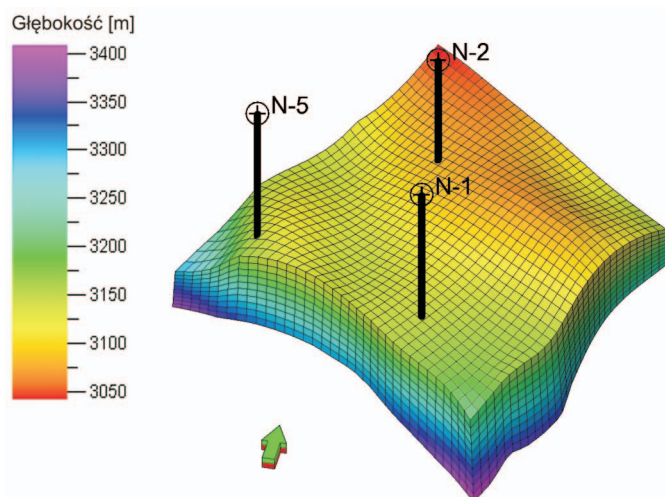
Rys. 9. Przekrój wzdłuż płaszczyzny łączącej odwierty. Rozkład nasycenia ropą po czasie $t = 30$ lat od rozpoczęcia eksploatacji. Wariant II



Rys. 10. Przekrój wzdłuż płaszczyzny łączącej odwierty. Rozkład nasycenia ropą po czasie $t = 30$ lat od rozpoczęcia eksploatacji. Wariant III

Analiza EOR dla modelu rzeczywistego złoża

W tej części pracy wykonano szereg symulacji prognozy na modelu symulacyjnym rzeczywistego złoża ropy naftowej. Analogicznie do modelu syntetycznego w pracy



Rys. 11. Widok modelu rzeczywistego złoża ropy naftowej wraz z lokalizacją odwiertów eksploatacyjnych

przedstawiono wyniki dla wariantu bazowego (bez zatłaczania), wariantów z zatłaczaniem wody do złoża, wariantów z zatłaczaniem CO_2 do złoża oraz wariantów z naprzemiennym zatłaczaniem wody i CO_2 do złoża. Widok modelu przedstawiono na rysunku 11.

Założenia ogólne

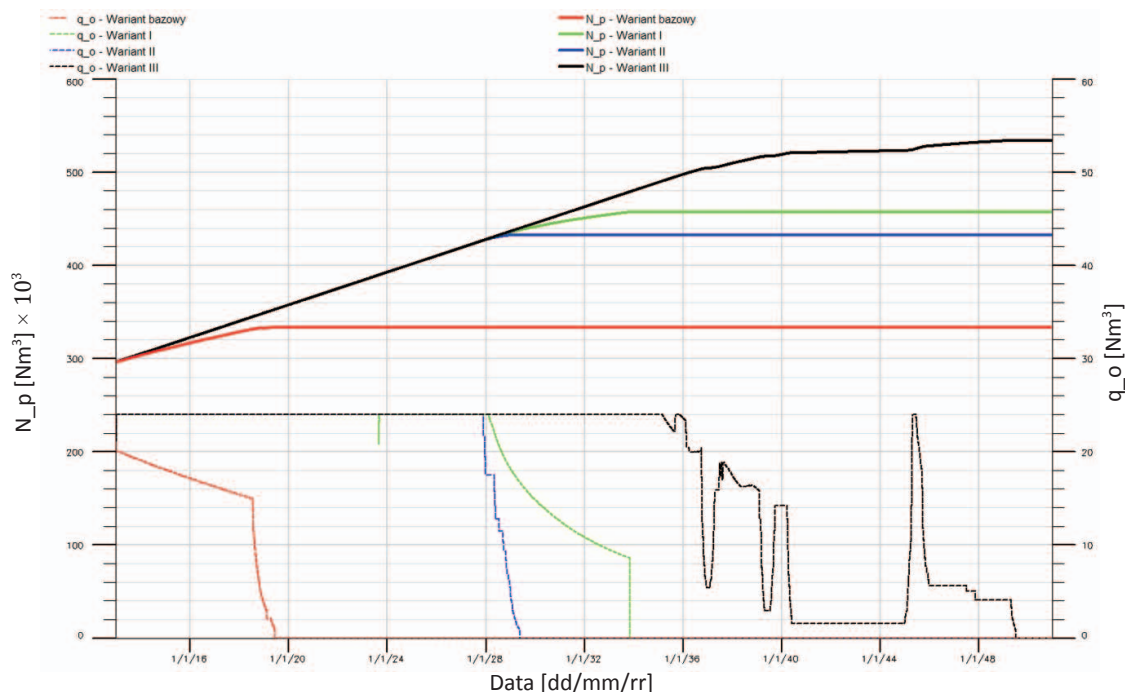
Podstawowe założenia dla wszystkich wariantów to: stałe wydobywanie ropy grupą odwiertów wydobywczych na poziomie $q_o = 24 \text{ Nm}^3/\text{d}$, tłoczenie medium wypierającego do założonego ciśnienia złożowego, a następnie jego utrzymanie na stałym poziomie $P_{zł} = 180 \text{ bar}$, maksymalna wydajność tłoczenia wody $q_{w,inj,max} = 500 \text{ Nm}^3/\text{d}$, maksymalna wydajność tłoczenia CO_2 $q_{g,inj,max} = 50\,000 \text{ Nm}^3/\text{d}$, minimalna wydajność wydobywania ropy z odwiertu $q_{eko} = 1 \text{ Nm}^3/\text{d}$, maksymalny wykładnik gazowy $GOR_{max} = 500 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3$, wykładnik gazowy umożliwiający zwiększenie wydajności wydobywania $GOR_{rev} = 200 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3$, rozpoczęcie eksploatacji złoża 1.01.2013 r., limit czasowy prognozy 31.12.2050 r.

Pozostałe założenia są takie same jak dla wcześniejszego modelu. W trakcie wielowariantowych prognoz każdą grupę wariantów poddawano procesowi optymalizacji dla osiągnięcia jak najwyższego współczynnika szczypania ropy ze złoża.

Wyniki

Wariant bazowy

W wariantcie bazowym, w wyniku prowadzenia eksploatacji pierwotnej za pomocą istniejących trzech odwiertów produkcyjnych z wydajnością wynikającą z krzywej spadku wydobywania ze złoża, wydobyto $N_p = 333$ tys. Nm^3 ropy – 37,67% zasobów pierwotnych (rysunek 12).



Rys. 12. Wydajność wydobywania i sumaryczne wydobywanie ropy ze złoża. Warianty: bazowy, I, II, III

Warianty z nawadnianiem złoża

Zatłaczanie wody poddano optymalizacji, wykorzystując istniejące odwierty, w rezultacie której najlepszy wynik uzyskano w Wariantcie I zakładającym konwersję jednego odwiertu wydobywczego (N-2) na odwiert tłoczący wodę. W czasie trwania omawianego procesu ciśnienie złożowe zostało podniesione do $P_{zł} = 180$ bar, do złoża zatłoczono $W_{inj} = 681$ tys. Nm^3 wody, a wydobyto $W_p = 294$ tys. Nm^3 . Wydobywanie sumaryczne ropy dla tego wariantu wyniosło $N_p = 457$ tys. Nm^3 (współczynnik szczypania 51,7%) (rysunek 12). W Wariantcie Ia założono tłoczenie wody w ilości potrzebnej do uzyskania i utrzymania podwyższonego ciśnienia złożowego $P_{zł} = 220$ bar, co nie zwiększyło sumarycznego wydobywania ropy, a jedynie przyczyniło się do większej ilości wody zatłoczonej, jak i wydobytej.

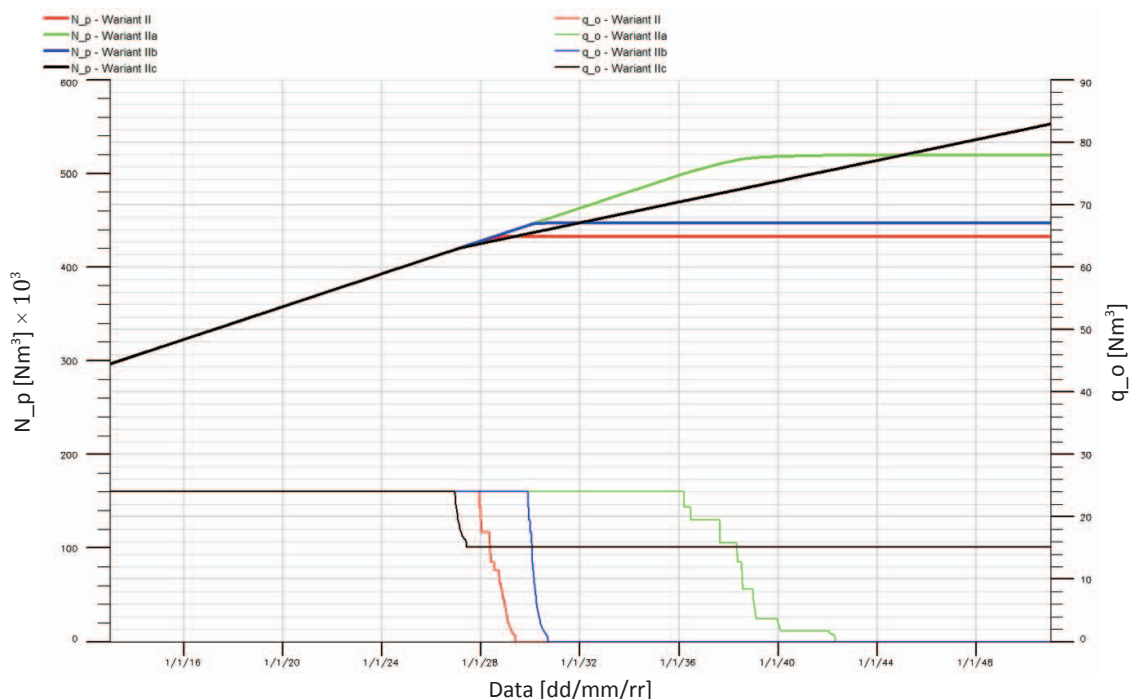
Warianty z zatłaczaniem CO₂ do złoża

W Wariantcie II założono zatłaczanie czystego CO₂ przez odwiert N-2 do złoża z wydajnością maksymalną (i sumarycznym zatłaczaniem $G_{inj} = 107$ mln Nm^3). Z powodu niskich dozwolonych wykładników gazowych odwiert N-1 zakończył pracę w 2017 r., a odwiert N-5 w 2029 r., w wyniku czego sumaryczne wydobywanie ropy ze złoża wyniosło $N_p = 433$ Nm^3 (współczynnik szczypania 50,0%). W kolejnych wariantach dokonano następujących zmian: podniesiono dozwolony wykładnik gazowy do $GOR_{max} = 2000$ Nm^3/Nm^3 – Wariant IIa; podniesiono ciśnienie złożowe do $P_{zł} = 220$ bar – Wariant IIb; dokonano obu powyższych modyfikacji – Wariant IIc. W Wariantcie IIa ze złoża wydobyto $N_p = 519$ (współczynnik szczypania 58,7%), w Wariantcie IIb – 447 (współczynnik

szczypania 50,6%), a w Wariantcie IIc – 553 tys. Nm^3 ropy (współczynnik szczypania 62,6%). W Wariantcie IIa, dzięki podniesieniu dozwolonego wykładnika gazowego, oba odwierty pracowały dłużej. W Wariantcie IIb większa ilość zatłoczonego CO₂ spowodowała szybsze przebicie się CO₂ do odwiertów i ograniczony przyrost wydobywania ropy. Dzięki jednoczesnemu podniesieniu dozwolonego wykładnika gazowego oraz ciśnienia złożowego w Wariantcie IIc oba odwierty eksploatacyjne pracowały dłużej, wydobywając większą ilość ropy (rysunek 13).

Warianty z naprzemiennym zatłaczaniem wody i gazu (WAG)

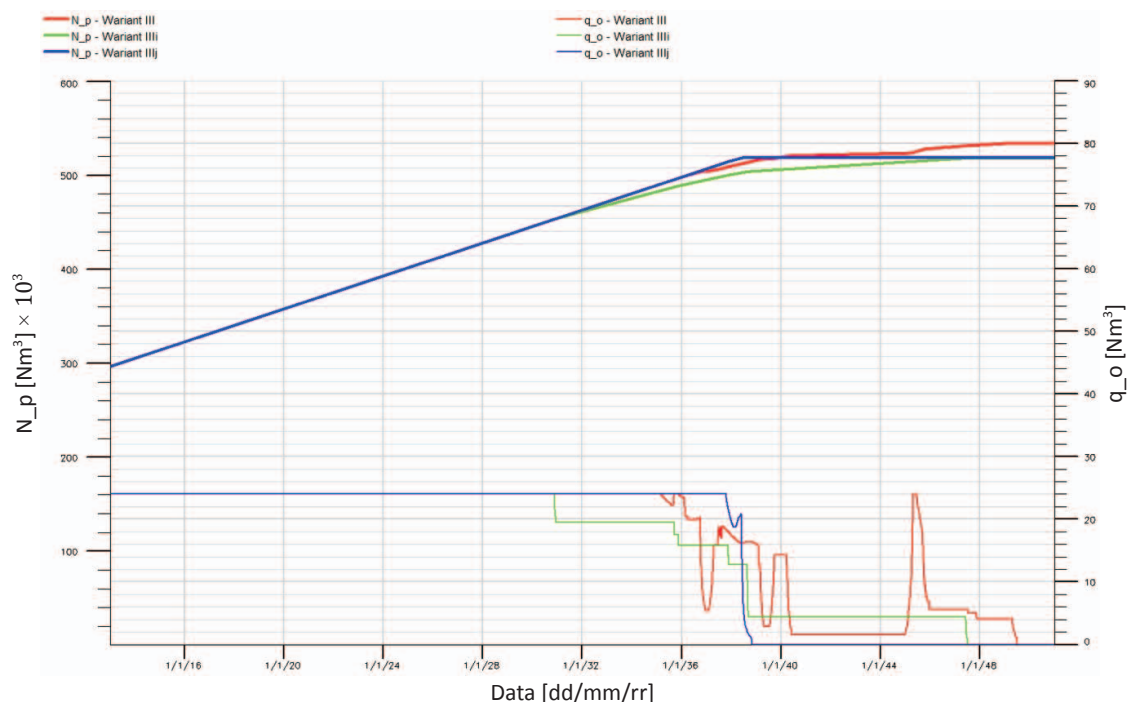
W Wariantcie III CO₂ i wodę tłoczono odwiertem N-2 w cyklach 1 mies. CO₂ / 1 mies. woda. W efekcie zatłoczono $G_{inj} = 61$ mln Nm^3 CO₂ oraz $W_{inj} = 724$ tys. Nm^3 wody.



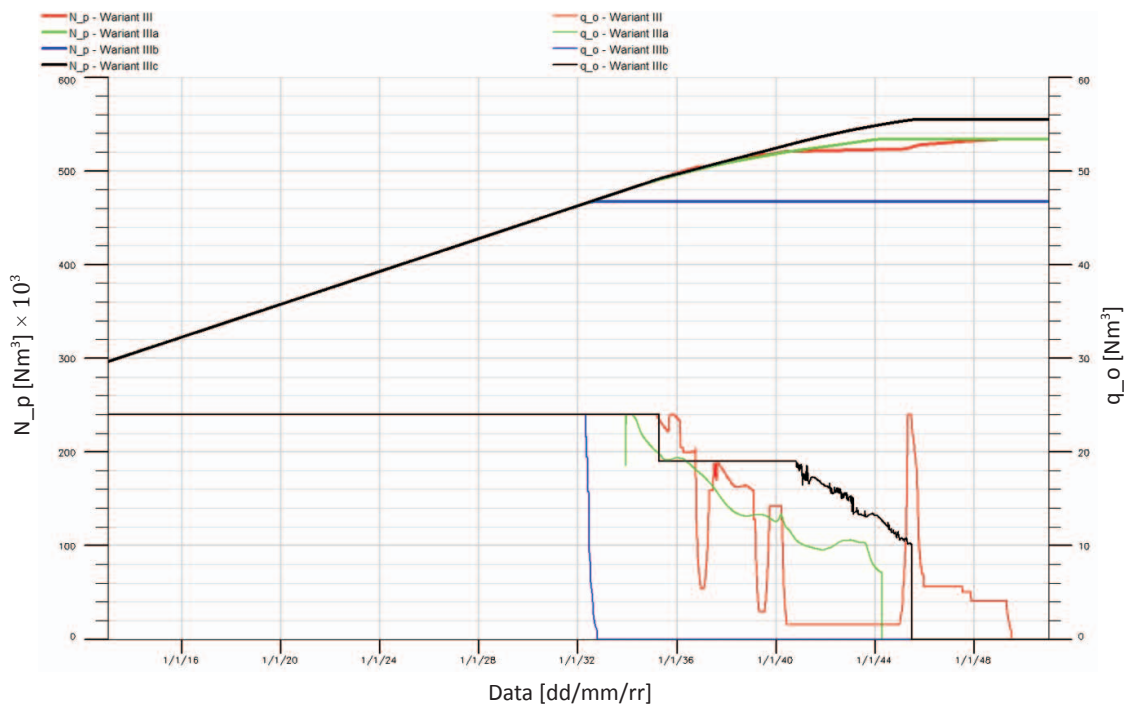
Rys. 13. Wydajność wydobywania i sumaryczne wydobywanie ropy ze złoża. Warianty: II, IIa, IIb, IIc

Wydobycie ropy ze złoża wzrosło do $N_p = 534$ tys. Nm^3 (stopień szczypania 60,41%), zwiększyło się również wydobywanie gazu do $G_p = 71$ mln Nm^3 oraz wody do $W_p = 432$ tys. Nm^3 . Naprzemienne zatłaczanie CO_2 oraz wody ograniczyło efekt szybkiego przebijania się CO_2 do odwiertów wydobywczych i ich zagazowanie, a jednocześnie zatłaczany gaz zmniejszył mobilność tłoczonyj wody, co spowodowało dłuższą pracę odwiertów wydobywczych (rysunek 14).

Dla sprawdzenia wpływu długości cykli na wynik wydobywania ropy w Wariancie IIIi zastosowano cykl 5 d CO_2 / 5 d wody, a w Wariancie IIIj cykl 1 rok CO_2 / 1 rok wody. Modyfikacje te nie wpłynęły znacząco na sumaryczne wydobywanie ropy $N_p = 518$ i 519 tys. Nm^3 , odpowiednio dla IIIi i IIIj. W przypadku krótkich cykli zatłaczany CO_2 szybko migrował do odwiertów wydobywczych, lecz w stosunkowo niewielkich ilościach. W przypadku długich cykli przebiecie CO_2 do



Rys. 14. Wydajność wydobywania i sumaryczne wydobywanie ropy ze złoża. Warianty: III, IIIi, IIIj



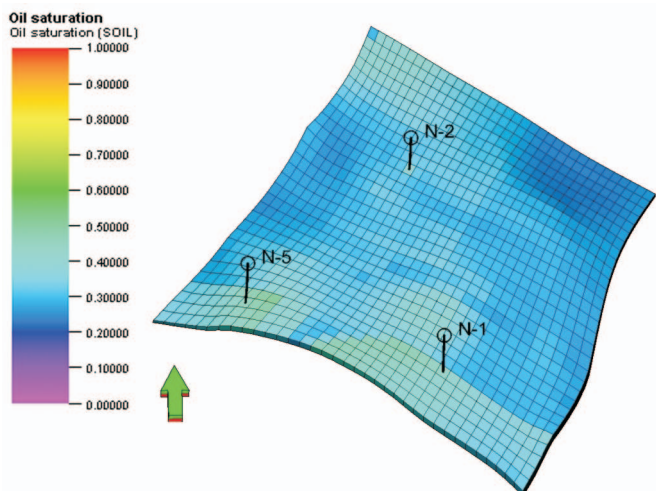
Rys. 15. Wydajność wydobycia i sumaryczne wydobycie ropy ze złoża. Warianty: III, IIIa, IIIb, IIIc

odwiertu wydobywczego obserwowano później, ale było ono gwałtowne i spowodowało ich nagłe zagazowanie (rysunek 14). Przeanalizowano wpływ zwiększenia dozwolonego wykładnika gazowego i wpływ podniesienia ciśnienia złożowego w wariantach: Wariant IIIa – dozwolony wykładnik gazowy $GOR_{max} = 2000 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3$, Wariant IIIb – ciśnienie złożowe $P_{zl} = 220 \text{ bar}$, Wariant IIIc – obie powyższe modyfikacje (rysunek 15).

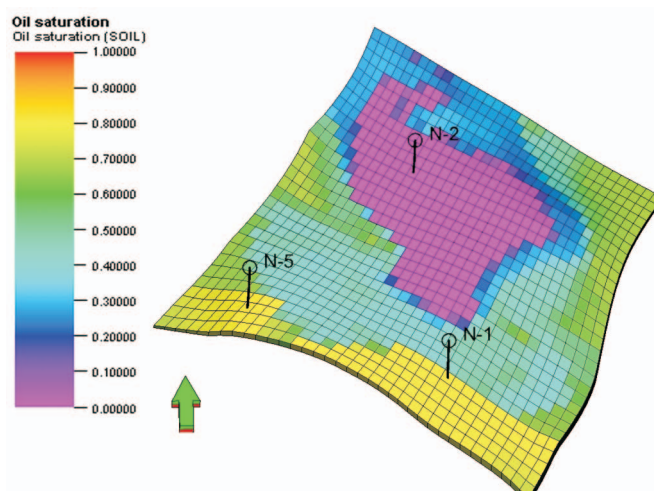
Podniesienie jedynie wysokości dozwolonego wykładnika gazowego nie przyniosło zmian sumarycznego wydobycia ropy. Przyczyniło się jednak do większych zmian nasyceniowych w pobliżu odwiertów wydobywczych, jak i spowodowało późniejsze włączenie mechanizmu redukcji

wydajności wydobycia oraz wcześniejsze zawodnienie odwiertów. W Wariantie IIIb zwiększona ilość płynów załoczonych do złoża dała szybszy wzrost wykładnika wodnego i gazowego, powodując wcześniejsze zamknięcie odwiertów wydobywczych i spadek sumarycznego wydobycia ropy. Podwyższenie dozwolonych wykładników gazowych i praca złoża przy wyższym ciśnieniu w Wariantie IIIc pozwoliły na zwiększenie sumarycznego wydobycia ropy do $N_p = 554 \text{ tys. Nm}^3$.

Efekt wypierania niemieszającego oraz mieszającego przy wykorzystaniu trzech opisanych wcześniej metod został przedstawiony na rysunkach 16–18. W przypadku nawadniania (Wariant I – rysunek 16) widoczny jest rezultat objęcia

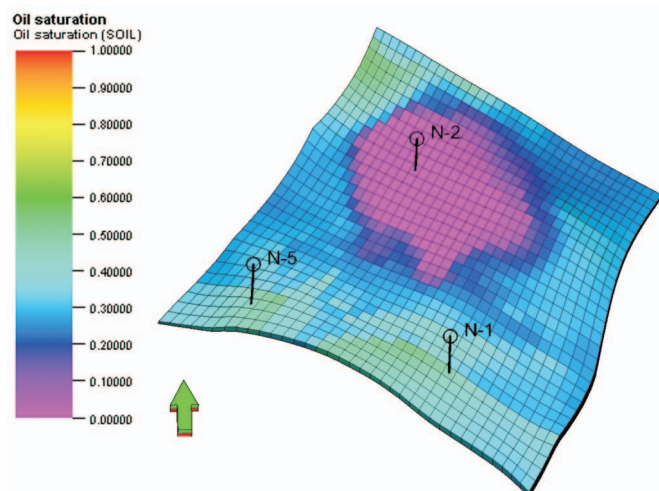


Rys. 16. Rozkład nasycenia ropą po zakończeniu eksploatacji. Wariant I



Rys. 17. Rozkład nasycenia ropą po zakończeniu eksploatacji. Wariant II

procesem całej powierzchni przykładowej warstwy, co obrazuje nasycenie ropą zbliżone do nasycenia resztkowego. Efekt wypierania mieszającego (Wariant II) dzięki zatłaczaniu CO₂, przedstawiony na rysunku 17, daje w centralnej części warstwy ropę całkowicie wypartą oraz jej spore pozostałości na obrzeżach złoża. Objęcie wypieraniem ropy całej warstwy, jak i miejscowe jej wyparcie w 100 procentach, uzyskano w Wariacie III dzięki eksploatacji za pomocą naprzemiennego zatłaczania CO₂ i wody (rysunek 18).



Rys. 18. Rozkład nasycenia ropą po zakończeniu eksploatacji. Wariant III

Podsumowanie i wnioski

W ramach pracy przeprowadzono wielowariantowe prognozy symulacyjne wybranych metod wtórnego oddziaływania na modelu złoża syntetycznego i złoża rzeczywistego oraz wykonano szczegółową analizę wyników powyższych symulacji. Pozwalają one na sformułowanie następujących wniosków:

1. Eksploatacja złóż ropy naftowej z wykorzystaniem metod wspomaganego wydobycia, pozwalających na utrzymanie stałego ciśnienia złożowego, umożliwi ich efektywniejsze szczypanie dzięki brakowi wtórnej czapy gazowej, zapobiegającemu przedwczesnemu zagazowaniu odwiertów produkujących ropę.
2. Zatłaczanie wody do złoża pozwala na objęcie wypieraniem większej objętości złoża niż w przypadku zatłaczania gazów, choć na ogół nie zapewnia to większego szczypania ropy.
3. Migracja CO₂ przez strefę ropną pozwala na uzyskanie efektu wypierania mieszającego, zwiększającego efektywność odropienia skał złożowych.
4. Modyfikacja udostępnień odwiertów tłoczących dla modelu złoża bez wyraźnej anizotropii i niejednorodności

nie ma większego wpływu na wielkość szczypania ropy ze złoża.

5. Stosunek ilości zatłaczanej wody do ilości zatłaczanego gazu w metodzie WAG może mieć duże znaczenie dla jej efektywności i wymaga optymalizacji. Dla samego doboru długości cykli w metodzie WAG nie uzyskano istotnych różnic.
6. Przy optymalizacji każdej z metod wtórnych i dla każdego złoża z osobna istotne jest indywidualne podejście w celu uzyskania optymalnego wyniku dla sumarycznych wielkości płynów wydobytych, jak i zatłoczonych.
7. Efektywna migracja CO₂ w układzie pracującym powyżej ciśnienia zmieszania odbywa się dzięki rozpuszczeniu go w ropie płynącej w kierunku odwiertu wydobywczego i powoduje wzrost wykładnika gazowego takiego odwiertu.
8. W pracy nie uwzględniono efektu histerezy w przepuszczalnościach względnych płynów złożowych, który może mieć istotne znaczenie w procesie cyklicznych zmian nasycień, jakie mają miejsce podczas realizacji metody WAG, dlatego efekt ten należy rozpatrzyć jako kontynuację niniejszej pracy.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2015, nr 3, s. 167–176

Artykuł nadesłano do Redakcji 30.10.2014 r. Zatwierdzono do druku 9.01.2015 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Optymalizacja procesu EOR z zatłaczaniem wody i gazu przy użyciu symulacji złożowych* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr archiwalny: DK-4100-17/14, nr zlecenia: 17/KZ/14.

Literatura

- [1] Kleppe J., Teigland R., Awan A. R.: *A Survey of North Sea Enhanced – Oil-Recovery Projects Initiated During the Years 1975 to 2005*. Revised SPE 99546, 2006, vol. 2088, pp. 497–512.
- [2] Lubas J.: *O potrzebie bardziej dynamicznego wdrażania metod wspomaganego wydobycia ropy naftowej z krajowych złóż*. Nafta-Gaz 2013, nr 10, s. 744–750.
- [3] Milek K., Szott W., Golabek A.: *Symulacyjne badanie procesów wypierania metanu rozpuszczonego w wodach złożowych*

poprzez zatłaczanie gazów kwasnych w ramach ich sekwestracji. *Nafta-Gaz* 2013, nr 2, s. 112–122.

- [4] Papay J.: *Development of Petroleum Reservoirs. Chapter 3: Enhanced Petroleum Recovery Processes*. Akademiai Kiado, Budapest, Hungary, 2003.
- [5] Symulator ECLIPSE 300 Release 2011.1 firmy GeoQuest, Schlumberger.

- [6] Szott W., Letkowski P., Golabek A., Milek K.: *Ocena efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z wybranych złóż krajowych z zastosowaniem zatłaczania CO₂*. Prace INiG nr 184, Kraków 2012.



Mgr inż. Krzysztof MILEK
Asystent w Zakładzie Symulacji Złóż Węglowodorów i PMG.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: krzysztof.milek@inig.pl



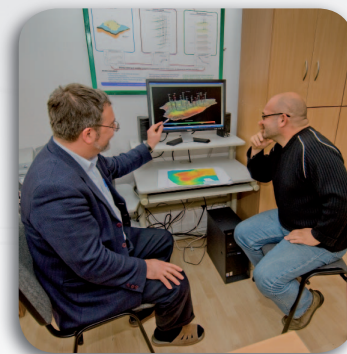
Dr Wiesław Szott
Adiunkt; kierownik Zakładu Symulacji Złóż Węglowodorów i Podziemnych Magazynów Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: wieslaw.szott@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD SYMULACJI ZŁÓŻ WĘGLOWODORÓW I PMG

Zakres działania:

- sporządzanie ilościowych charakterystyk złóż naftowych (konstruowanie statycznych modeli złożowych);
- analizy geostatystyczne dla potrzeb projektowania modeli złóż naftowych, w tym PMG i wielofazowych obliczeń wolumetrycznych;
- konstruowanie dynamicznych symulacyjnych modeli złóż i ich kalibracja;
- wszechstronne badania symulacyjne dla potrzeb:
 - » weryfikacji zasobów płynów złożowych,
 - » wtórnych metod zwiększania wydobycia (zatłaczanie gazu lub wody, procesy WAG, procesy wypierania mieszającego, oddziaływanie chemiczne),
 - » optymalizacji rozwiercania i udostępniania złóż,
 - » prognozowania złożowych i hydraulicznych (w tym termalnych) charakterystyk odwiertów (w szczególności poziomych) dla celów optymalnego ich projektowania,
 - » sekwestracji CO₂;
- projektowanie, realizacja i wdrażanie systemów baz danych dla potrzeb górnictwa naftowego.



Kierownik: dr Wiesław Szott
Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno
Telefon: 13 436-89-41 w. 5104
Faks: 13 436-79-71
E-mail: wieslaw.szott@inig.pl

