

Jan Lubaś, Wiesław Szott

Instytut Nafty i Gazu, Oddział Krosno

Mariusz Dziadkiewicz

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., Warszawa

Analiza możliwości zwiększenia stopnia sczerpania zasobów złóż ropy naftowej w Polsce*

Wprowadzenie

W dobie szczególnego zainteresowania niekonwencjonalnymi złożami węglowodorów nie można nie doceniać dotychczas odkrytych, kosztem ogromnych nakładów, konwencjonalnych zasobów ropy naftowej. Eksploatacja tych złóż jest racjonalna i efektywna szczególnie wówczas, gdy wdrożone zostaną odpowiednie dla istniejących warunków złożowych metody wspomagania wydobywania. Zastosowanie jedynie tzw. pierwszych metod eksploatacji, wykorzystujących tylko energię złoża ropy naftowej, pozwala uzyskać niewielki stopień sczerpania pierwotnych zasobów geologicznych. Dopiero wdrożenie metod wspomagających, tzw. metod wtórnych i trzecich, wykorzystujących wypieranie ropy energią i mediami zewnętrznymi, może w efekcie pozwolić na efektywne i zgodne z zasadami sztuki górniczej sczerpanie odkrytych zasobów ropy naftowej. W przypadku złóż gazu ziemnego zastosowanie metod wspomagających nie jest tak istotne, gdyż stopień sczerpania pierwotnych zasobów geologicznych metodami pierwszymi osiąga wartość do 90%. Stopień sczerpania zasobów ropy metodami

pierwszymi jest rezultatem oddziaływania systemu energetycznego występującego w danym złożu i w zależności od jego aktywności może się wahać w bardzo szerokich granicach – od 5% do 60% [3]. Jednak typowe wartości odropienia metodami pierwszymi zmieniają się w granicach 5÷20% [4].

Zastosowanie metod wspomagania wydobywania w przypadku złóż ropy naftowej może pozwolić nawet na jego dwukrotne zwiększenie. Jest to szczególnie istotne, ponieważ zwiększenie wydobywania ropy naftowej w tym wypadku można osiągnąć dzięki wykorzystaniu istniejącej infrastruktury węgłowej i napowierzchniowej, co ma znaczący wpływ na końcowe wskaźniki ekonomiczne. Nie bez znaczenia pozostaje jednak fakt, że efekty zastosowania metod wtórnych i trzecich eksploatacji złóż ropy ujawniają się dopiero po upływie dłuższego czasu. Dlatego też ważne jest zwiększanie tempa sczerpania zasobów, zwłaszcza w pierwszym okresie eksploatacji, poprzez zabiegi intensyfikujące wydobywanie, jak np.: kwasowanie czy hydrauliczne szczelinowanie w odwiertach.

Dotychczas wdrożone projekty metod wspomagających na polskich złożach ropy naftowej

Spośród zastosowanych dotychczas metod wtórnego oddziaływania na złoża ropy naftowej wymienić należy:

- zatłaczanie wody – nawadnianie,
- zatłaczanie gazu ziemnego – nagazowanie,

- zatłaczanie powietrza.

Spośród metod trzecich w Karpatach wdrożono:

- wewnątrzstrefowe spalanie,
- metodę mikrobiologiczną.

*Opracowano na podstawie referatu wygłoszonego na VII Polskim Kongresie Naftowców i Gazowników, Bóbrka 2012.

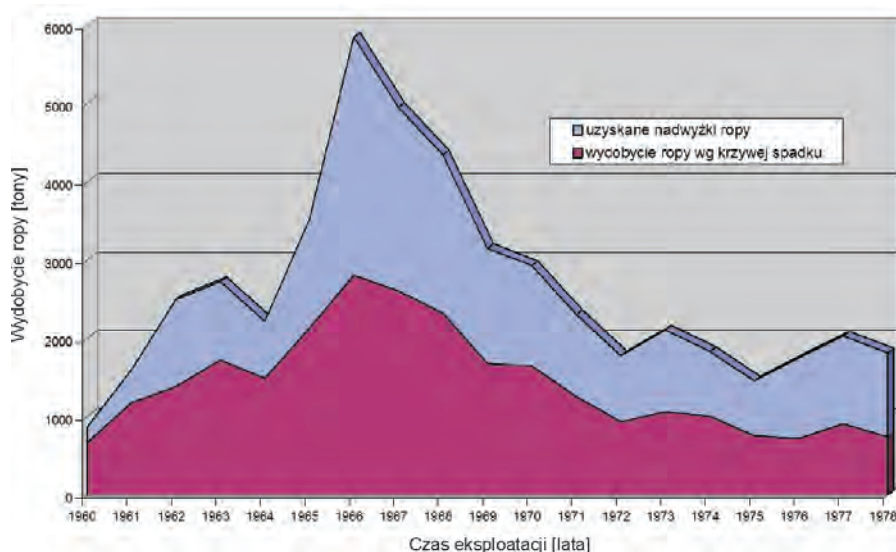
Na szczególne omówienie zasługują metody nawadniania, dotychczas wdrożone na większą skalę na złożach ropy: Osobnica, Kamień Pomorski i B-3 (Petrobaltic).

Osobnica

W latach 1959–1978 stosowane były na złożu Osobnica wtórne metody eksploatacji:

- nawadnianie pozakonturowe,
- nawadnianie wewnątrzstrefowe,
- nagazowanie złoża.

Liczba odwiertów zasilających wahała się od 5 do 7 w roku 1960, do 17 w latach 1966–1967. W latach 1958–1978 zatłoczono do złoża ok. 362 850 m³ wody [1]. Wyliczone nadwyżki ropy w ramach nawadniania pozakonturowego z uwzględnieniem krzywej naturalnego spadku wydobywania wyniosły 21 960 ton. Z kolei nawadnianie wewnątrzkonturowe przyniosło nadwyżki w wysokości 2900 ton, a nagazowanie – 2160 ton.



Rys. 1. Nadwyżki w wydobywaniu ropy uzyskane w procesie nawadniania pozakonturowego [1]

Złoże Osobnica jest pozytywnym przykładem, gdzie zastosowanie metody nawadniania i nagazowania pozwoliło dotychczas uzyskać stopień szczypania na poziomie 33% zasobów geologicznych. Należy sądzić, że w przypadku korzystniejszych warunków technicznych, niż napotkano na tym złożu, a przede wszystkim lepszej szczelności kolumn rur w odwiertach zatłaczających (co wykazano, stosując znaczniki w postaci trytu) możliwe jest w warunkach karpackich uzyskanie wskaźnika 40% szczypania pierwotnych zasobów geologicznych. Na bardzo podobnym złożu ropy Węglówka, znajdującym się obecnie w schyłkowej fazie eksploatacji, gdzie dotychczas nie udało się wdrożyć żadnej

metody wspomagającej, stopień szczypania wynosi ok. 21% zasobów geologicznych (blok centralny).

W **Kamieniu Pomorskim** nawadnianie na szerszą skalę rozpoczęto trzema odwiertami w 1976 r. Głównym celem było zahamowanie spadku ciśnienia złożowego i utrzymanie go powyżej ciśnienia nasycenia, wynoszącego 16,18 MPa, co pozwoliło na przedłużenie samoczynnej eksploatacji odwiertów i zwiększenie stopnia szczypania zasobów ropy. Uwzględniając kształt struktury oraz jej rozmiary, zastosowano nawadnianie przykonturowe. Taki sposób zatłaczania wody zapewnił wypieranie ropy od strony konturu do części kulminacyjnej złoża, co zwiększyło w znaczny sposób stopień odropienia. Na podstawie dokonanych obliczeń uzyskanych efektów wykazano, że dla utrzymania równowagi ciśnienia w złożu wystarczyło zatłaczać 1,03 m³ wody na 1 m³ wydobytej ropy, odnosząc te objętości do warunków złożowych [5]. Ustalono również, że w okresie do sierpnia 1980 r. do złoża dopłynęło ok.

1 mln m³ wody, w tym 660 tys. m³ wody zatłoczonej. Pozostała ilość była wynikiem dopływu wody złożowej. W sumie do chwili obecnej do złoża zatłoczono 783 tys. m³ wody.

W roku 1994 wdrożono również projekt powrotnego zatłaczania wysokozasiarczonych gazów ziemnych wydzielanych podczas separacji ropy naftowej, w ramach którego do chwili obecnej zatłoczono blisko 10 mln Nm³ gazu. Przedsięwzięcia te pozwoliły ustabilizować ciśnienie złożowe na poziomie 20 MPa i osiągnąć dotychczasowy stopień szczypania zasobów ropy na wysokim poziomie, przekraczającym 40%.

B-3 Petrobaltic

W początkowym okresie eksploatacji złoża, bez udziału w tym procesie metod wtórnych, dominowała energia sprężystości skały i płynów złożowych. W miarę eksploatacji uwidoczniła się niewielka aktywność wód okalających, jednak wpływ akifera był niewystarczający dla podtrzymania ciśnienia złożowego, które zaczęło się zbliżać do poziomu ciśnienia nasycenia ropy gazem. Po wydobywaniu ok. 5% zasobów geologicznych złożo zaczęło przechodzić w system energetyczny gazu rozpuszczonego. Dalszy spadek ciśnienia spowodowałby, jak ustalono na podstawie prognoz, zakończenie wydobywania przy wartości

Możliwości nowych projektów

Niż Polski

Głównym poziomem produktywnym ropy naftowej w rejonie Niżu Polskiego są skały dolomitu głównego, stanowiące równocześnie formację macierzystą i zbiornikową. Obliczenia symulacyjne [2] wykazały, że dla największego spośród odkrytych złóż węglanowych o podwójnym systemie porowatości z mieszanym systemem energetycznym (ekspansja gazu w czapie, ekspansja ropy oraz matrycy i wody związanej) szczytne zasoby złożeń metodami pierwszymi dla istniejącej siatki odwiertów wyniesie ok. 20%. Wykonanie poziomych i pionowych odwiertów uzupełniających powinno zwiększyć tę wartość do ok. 23%.

Dane te są wielkościami średnimi, gdyż stopień szczytne poszczególnych części złożeń byłby różny:

- część wschodnia – 32%,
- część centralna – 24%,
- część zachodnia – 16%.

Przedstawiono to na rysunku 3.

Uzyskanie końcowego stopnia szczytne początkowych zasobów geologicznych ropy na poziomie 23% nie jest wartością satysfakcjonującą, w związku z czym w ra-

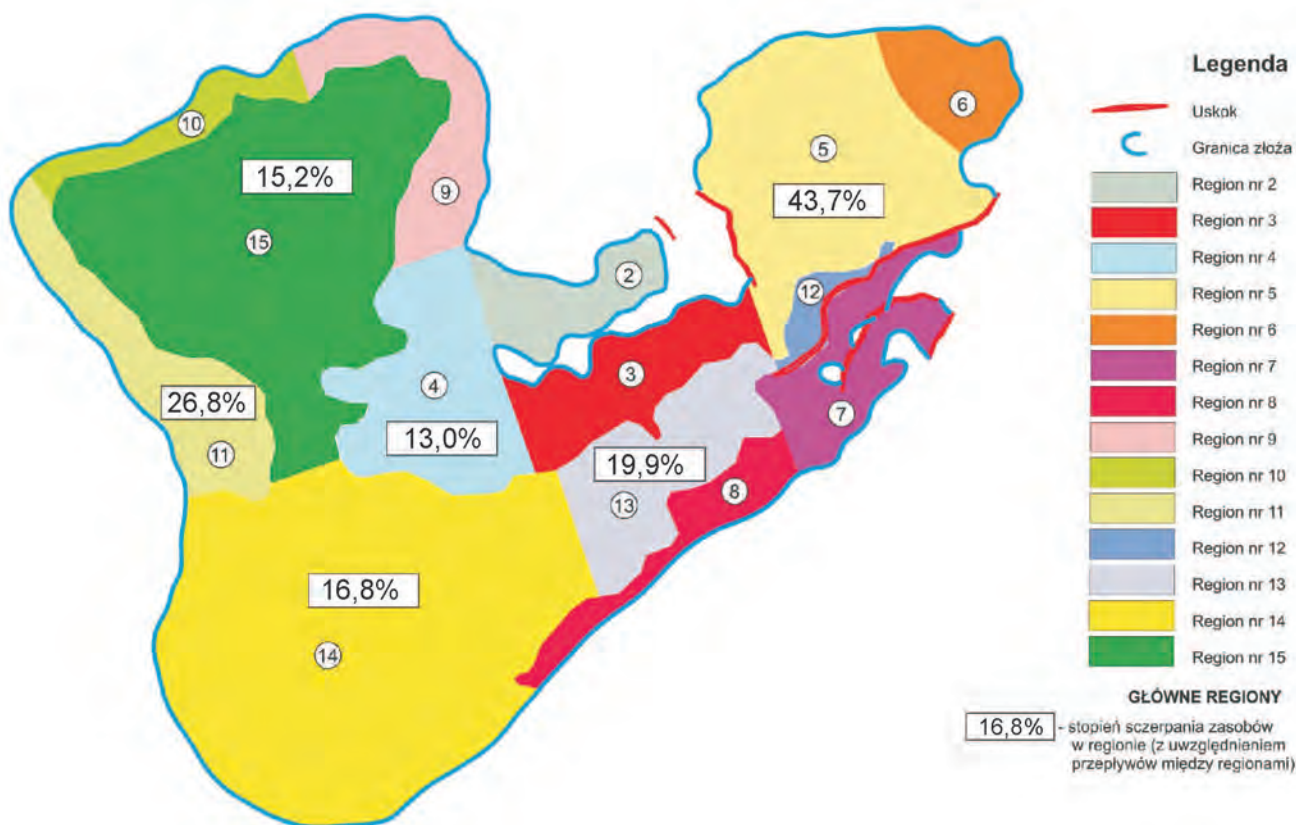
mach prac badawczych [2] wykonano szereg doświadczeń i analiz symulacyjnych. Do ważniejszych z nich należą:

- optymalizacja rozwiercania złożeń, odwierty uzupełniające,
- modelowanie symulacyjne powrotnego zatłaczania nadmiarowego gazu ziemnego do czapy gazowej,
- wypieranie ropy naftowej różnymi płynami i kombinacjami tych płynów na długich rdzeniach wiertniczych,
- modelowanie symulacyjne procesu nawadniania złożeń i zatłaczania CO₂ z EC Gorzów oraz H₂S z Różańska.

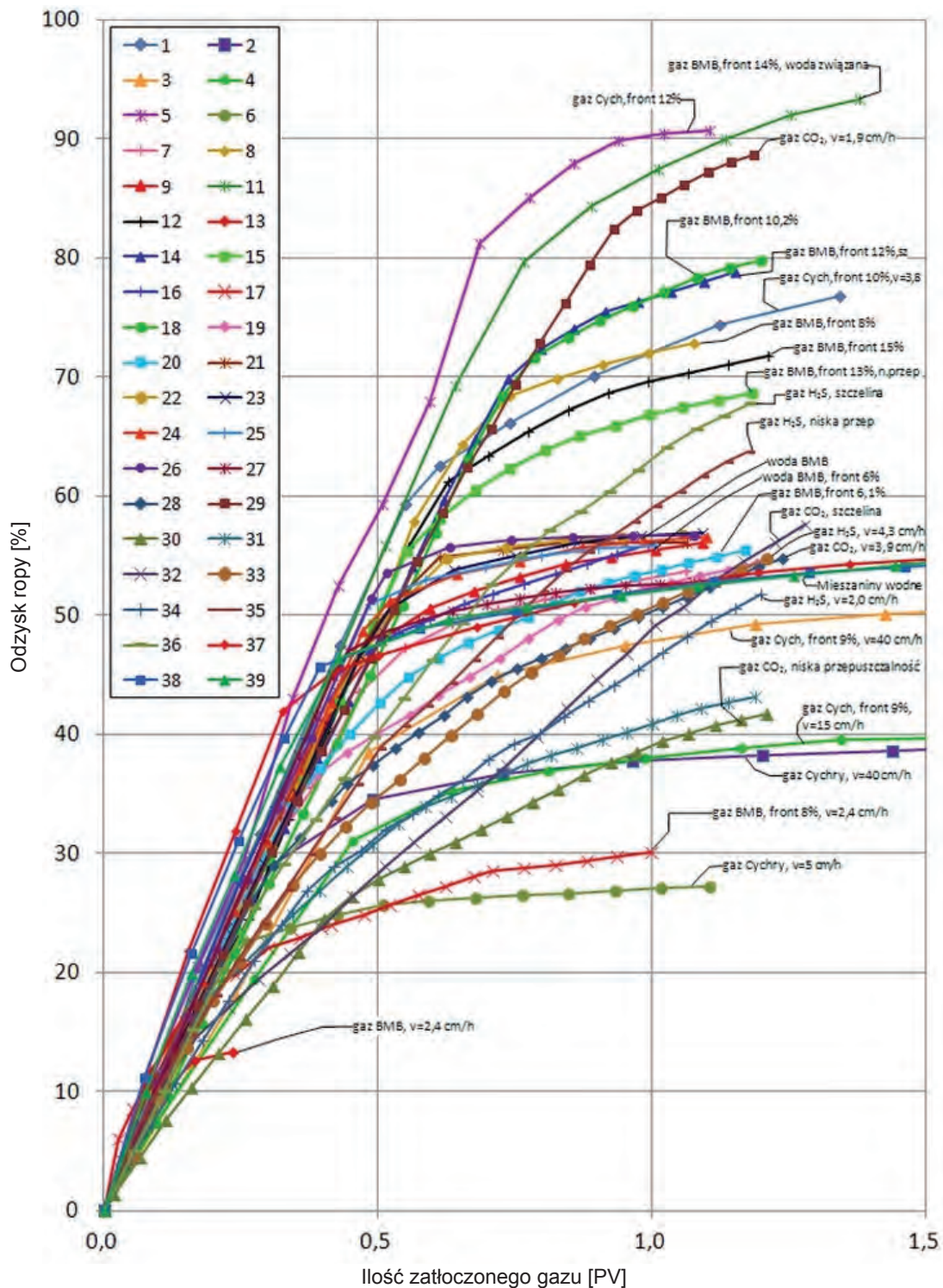
Na rysunku 4 pokazano wyniki badań laboratoryjnych wykonanych w warunkach złożopodobnych (temperatura 119°C i ciśnienie 45 MPa) na długich rdzeniach wiertniczych procesu wypierania ropy różnymi mediami:

- faza gazowa (gaz BMB, gaz Cychry, H₂S, CO₂ – dwa ostatnie w warunkach nadkrytycznych),
- faza gazowa poprzedzona frontem kondensatu o objętości 6÷14% przestrzeni porowej,
- faza wodna, również z frontem gazolinowym o objętości 6% przestrzeni porowej.

Maksymalna niepewność dla wszystkich uzyskanych pomiarów została oszacowana na podstawie klasy przyrządów i nie przekracza 1%.



Rys. 3. Stożek szczytne zasobów geologicznych złożeń w wydzielonych regionach, symulacje procesowe [2]



Rys. 4. Wyniki badań laboratoryjnych wypierania ropy z długich rdzeni wiertniczych z wykorzystaniem różnych mediów [2]

Najwyższe wskaźniki odropienia uzyskano dla fazy gazowej poprzedzonej znaczną objętością frontu kondensatowego, w granicach 12÷14%, otrzymując odropienie na poziomie 70÷90%. Nieco słabsze wyniki uzyskano z wykorzystaniem wypierania fazą wodną lub gazem z udziałem frontu kondensatowego w ilości poniżej 9%, dla których wartości odropienia odnotowywano na poziomie 40÷55%.

Najsłabsze odropienie stwierdzono dla fazy gazu ziemnego, gdzie w zależności od jego składu i prędkości przepływu otrzymywano odropienie na poziomie 15÷40%. Wyższe wyniki uzyskiwano dla fazy nadkrytycznej CO_2 – 40÷55% i fazy nadkrytycznej H_2S – 50÷65%. Ponieważ zupełnie dobre wyniki odropienia otrzymywano dla fazy wodnej, dalsze prace symulacyjne wykonano dla procesu nawad-

niania złoża. Uzyskany efekt metody nawadniania będzie zależał od liczby dodatkowo wykonanych odwiertów nawadniających, których konieczność wykonania istnieje szczególnie na obszarach słabszego drenażu. Ponieważ każdy wielkoskalowy projekt oddziaływania na złożo należy poprzedzić procesem pilotowym, w chwili obecnej przystąpiono do jego wykonania.

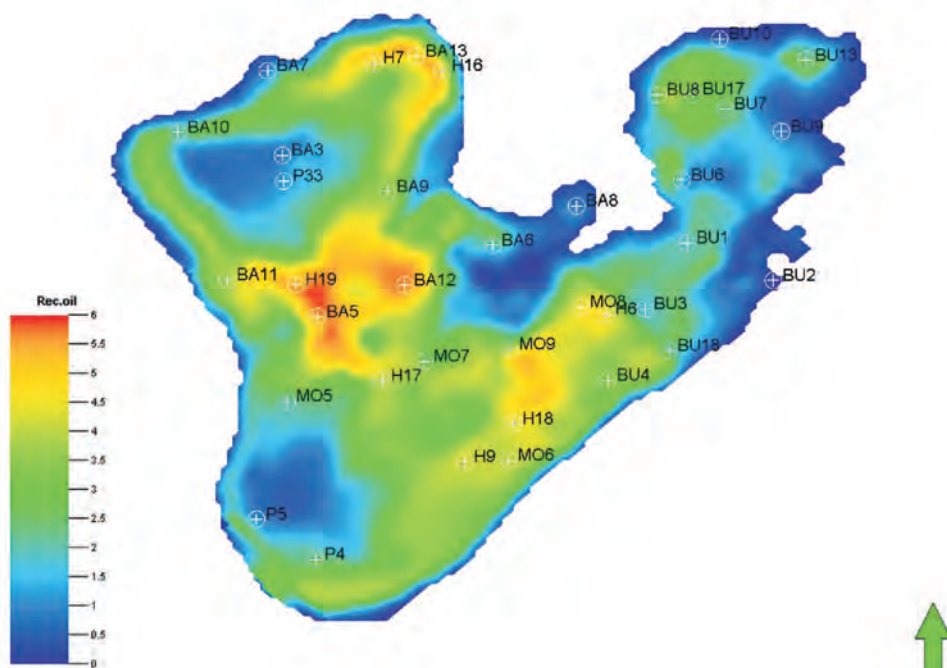
Analizie poddano również możliwość wdrożenia metody trzeciej w postaci zatłaczania CO₂ po zakończeniu procesu nawadniania.

Na rysunkach 5 i 6 pokazano początkowy i końcowy wynik symulacji procesu nawadniania na złożu BMB jako metody wtórnej z wykorzystaniem istniejących odwiertów eksploatacyjnych przekonwertowanych na odwierty zatłaczające po zawodnieniu oraz

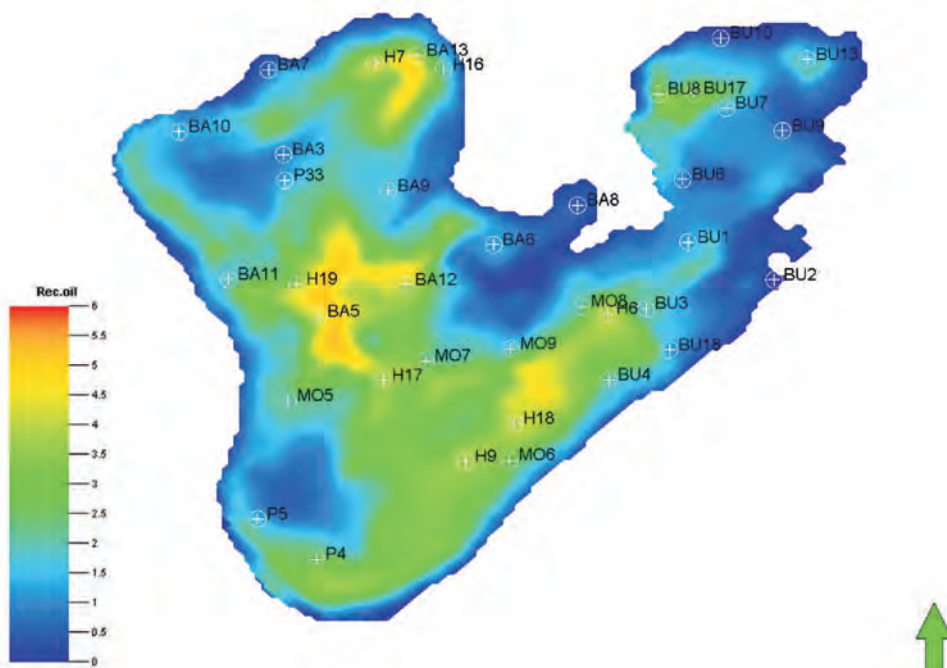
jednym, dodatkowym odwiertem wydobywczym. Rysunki te przedstawiają rozkład objętości ropy w złożu na jego jednostkową powierzchnię.

Porównanie powyższych rozkładów wskazuje na ogólny wzrost oraz silną niejednorodność procesu szczypania ropy naftowej w efekcie zastosowanego programu nawadniania złoża. Zastosowanie wtórnej metody nawadniania złoża z ograniczeniami podanymi powyżej skutkuje wzrostem stopnia szczypania ropy naftowej o 5,4% zasobów pierwotnych w porównaniu do szczypania metodami pierwszymi. Wyższych wartości można oczekiwać w przypadku wykonania większej liczby odwiertów przeznaczonych na zatłaczanie wody, szczególnie w rejonach o mniejszym drenażu.

Na rysunkach 7 i 8, stosując powyższą wielkość, pokazano początkowy i końcowy wynik symulacji procesu zatłaczania CO₂ do złoża BMB jako metody trzeciej (po zaprzestaniu nawadniania). Zatłaczanie to zostało zrealizowane istniejącymi odwiertami zatłaczającymi oraz trzema odwiertami dodatkowymi, zlokalizowanymi w optymalnych położeniach na złożu. Wykorzystano również pięć nowych odwiertów wydobywczym.



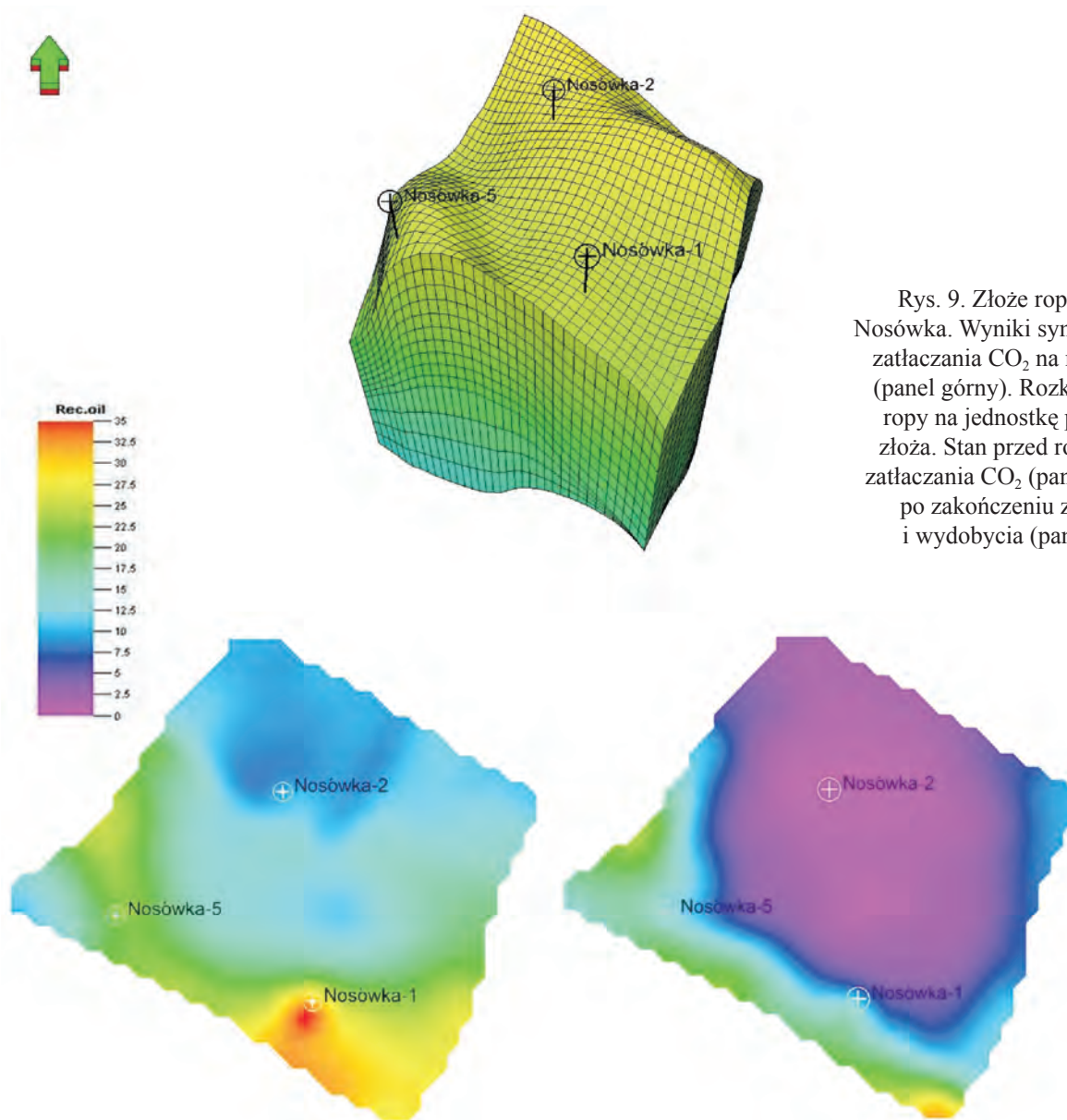
Rys. 5. Złożo ropy naftowej BMB. Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan przed rozpoczęciem nawadniania



Rys. 6. Złożo ropy naftowej BMB. Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan po zaprzestaniu nawadniania

malny schemat zastosowania omawianej metody znaleziono wariant z rozłącznymi w czasie etapami zatłaczania CO₂ (zatłaczanie poprzedzające wydobywanie) i wydobywania ropy. W efekcie uzyskano wzrost stopnia szczypania zasobów geologicznych ropy o 17% w porównaniu do szczypania

metodą pierwotną. Objętość sekwestracyjna złoża Nosówka została oszacowana na poziomie 0,6 mln ton CO₂. Uważamy za celowe wykonanie dla tego złoża również prac symulacyjnych określających efektywność wdrożenia metody nawadniania.



Rys. 9. Złoże ropy naftowej Nosówka. Wyniki symulacji procesu zatłaczania CO₂ na modelu złoża (panel górny). Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂ (panel lewy); stan po zakończeniu zatłaczania i wydobywania (panel prawy)

Intensyfikacja wydobywania z istniejących odwiertów

Intensyfikacja wydobywania ropy jest szczególnie wskazana dla grupy złóż, dla których obserwuje się wyraźną rozbieżność pomiędzy zakładanym współczynnikiem wydobywania a tempem szczypania zasobów. Jest to dobrze widoczne w przypadku złóż o długiej historii eksploatacji. Kryteria decydujące o kwalifikacji obiektów do intensyfikacji wydobywania to głównie: bieżące tempo szczypania zasobów pozostałych do wydobywania, stopień szczypania zasobów

przemysłowych ropy i wydajność odwiertów wydobywanych. Przy typowaniu obiektów do intensyfikacji należy brać także pod uwagę dodatkowe czynniki, takie jak: warunki energetyczne złoża i jego miąższość, zawartość wody związanej w skale zbiornikowej czy aktywność wód złożowych.

Znaczącą część eksploatowanych złóż ropy naftowej charakteryzuje się wysokim stopniem szczypania zasobów przemysłowych, przekraczającym 80%. W tych przypad-

kach, jeżeli udokumentowane zasoby geologiczne zostały pozytywnie zweryfikowane w procesie eksploatacji, nie ma uzasadnienia dla rozpatrywania intensyfikowania wydobycia poprzez, przykładowo, zabiegi szczelinowania. Należy natomiast analizować możliwość ich rewitalizacji poprzez metody wtórne lub trzecie eksploatacji.

Istnieje jednak grupa aktualnie eksploatowanych złóż o bieżącym szcerpaniu zasobów geologicznych poniżej 10%, dla których tempo szcerpywania zasobów bieżących

jest bardzo małe, np.: Dębki, Radoszyn, Dzieduszyce. Uzasadnione jest to głównie słabymi własnościami filtracyjnymi skały zbiornikowej, które można zmienić poprzez zabiegi kwasowania czy też hydraulicznego szczelinowania.

Na obszarze zachodniej Polski przeprowadzenie zabiegów intensyfikacji wydobycia rekomendowane jest na trzech ww. złożach. Analiza wyników prac i zebrane doświadczenia pozwoliłyby na wypracowanie najbardziej efektywnych metod stymulacji.

Wnioski

1. Wielkość udokumentowanych zasobów geologicznych ropy naftowej w Polsce przekracza poziom 100 mln ton. Zastosowanie jedynie tzw. pierwszych metod eksploatacji, wykorzystujących tylko energię złoża ropy naftowej, pozwala uzyskać niewielki stopień szcerpania pierwotnych zasobów geologicznych. Dopiero wdrożenie metod wspomagających, tzw. metod wtórnych i trzecich, może pozwolić na efektywne i zgodne z zasadami sztuki górniczej szcerpanie odkrytych zasobów ropy naftowej.
2. Zwiększenie stopnia szcerpania i tempa szcerpania tych
3. zasobów ma wymiar przede wszystkim ekonomiczny, lecz również prestiżowy dla polskiego górnictwa naftowego, pioniera światowego przemysłu naftowego.
3. Przytoczone przykłady wskazują, że w warunkach polskich możliwe jest blisko dwukrotne zwiększenie stopnia szcerpania pierwotnych zasobów ropy naftowej pod warunkiem wdrażania metod wspomagających. Dlatego niezbędnym jest, aby na złożach niedawno odkrytych oraz tych, które eksploatowane są dotychczas jedynie metodami pierwszymi, wdrażać zaawansowane metody wydobywania ropy.

Literatura

- [1] Lubaś J., Such J., Sobolewski J.: *Analiza wybranych przykładów dotychczasowego szcerpania karpaccich złóż ropy naftowej i możliwości jego zwiększenia*. Materiały Kongresowe. III Polski Kongres Naftowców i Gazowników, Bóbrka 2008.
- [2] Lubaś J., Szott W., Warnecki M. i in.: *Wybór i optymalizacja wtórnej metody oddziaływania na złoża BMB w celu uzyskania maksymalnego stopnia szcerpania fazy ropnej*. Prace INiG wykonane w ramach Umowy Ramowej na zlecenie PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze. Krosno 2011.
- [3] Papay J.: *Development of petroleum reservoirs*. Budapeszt 2003.
- [4] Stalkup F.: *Miscible Displacement*. SPE AIME. New York 1984.
- [5] Stefan St. wraz z zespołem: *Modyfikacja zawadniania i technologia eksploatacji złoża Kamień Pomorski*. Praca IGNiG. Krosno 1980.
- [6] *Strategia intensyfikacji wydobycia ropy naftowej dla PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze*. Praca zbiorowa. Zielona Góra 2010.
- [7] Szott W. wraz z zespołem: *Program zawadniania złoża B-3*. Praca IGNiG. Krosno 1996.
- [8] Zarebska B. wraz zespołem: *Eksploatacja złoża B-3: Zastosowanie zatłaczania wody do złoża w celu zwiększenia współczynnika szcerpania zasobów*. XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna, AGH 2005.
- [9] Lubaś J., Szott W., Łętkowski P. i in.: *Program wspomagania wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO₂*. Zlecenie Ministra Środowiska, INiG 2012.



Dr hab. inż. Jan LUBAŚ prof. INiG – pracownik naukowo-badawczy Instytutu Nafty i Gazu, Oddział w Krośnie. Specjalizuje się w zagadnieniach technologii eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.



Dr Wiesław SZOTT – absolwent Uniwersytetu Jagiellońskiego i Texas A&M University. Założyciel i kierownik Zakładu Symulacji Złóż Węglowodorów i PMG w Instytucie Nafty i Gazu, Oddział w Krośnie. Od ponad 20 lat zajmuje się problematyką modelowania i symulacji złożowych. Autor przeszło 30 prac naukowych i licznych opracowań, głównie z zakresu powyższej tematyki.



Mgr inż. Mariusz DZIADKIEWICZ – Główny Inżynier ds. Złożowych w PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze. Absolwent Wydziału Wiertniczo-Naftowego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od ponad 20 lat zajmuje się problematyką inżynierii złożowej i eksploatacji złóż węglowodorów płynnych.