

Jan Lubaś

Institut Nafty i Gazu

O potrzebie bardziej dynamicznego wdrażania metod wspomaganie wydobywania ropy naftowej z krajowych złóż

Na przykładzie najzasobniejszych polskich złóż ropy naftowej oraz dotychczasowego sposobu ich eksploatacji autor przedstawia postulat i konieczność bardziej dynamicznego sposobu wdrażania metod wspomaganie wydobywania ropy, zarówno z wykorzystaniem metod wtórnych, jak i trzecich. W artykule przedstawiono pozytywne przykłady wdrażania tych metod w warunkach polskich, zaznaczając jednak, że niejednokrotnie uzyskane efekty mogłyby być korzystniejsze. Następujący w trakcie eksploatacji złoża spadek średniego poziomu ciśnienia złożowego wymaga bowiem możliwie szybkiego zahamowania, co ma znaczący wpływ na możliwą do uzyskania wartość stopnia szczypania zasobów geologicznych. Zdaniem autora należy w możliwie szybki sposób wprowadzić nowe zapisy w prawie geologicznym i górnictwie, wymagające od przyszłych operatorów uwzględniania w przedkładanych do zatwierdzenia projektach zagospodarowania złóż (PZZ) planu wdrażania metod wspomagających, popartego odpowiednimi studiami i symulacjami złożowymi. Działania te będą miały pozytywne znaczenie dla interesów gospodarczych kraju.

Słowa kluczowe: wspomaganie wydobywania ropy naftowej, prawo geologiczne i górnictwo.

About the need for a more dynamic implementation of Enhanced Oil Recovery methods from domestic reservoirs

On the example of the largest Polish oil reservoirs and the current way of their exploitation, the author presents and postulates the need of more dynamic implementation of enhanced oil recovery methods. The article presents positive examples of the implementation of these methods in Polish conditions, indicating however, that in some cases obtained results might be even better. For a decrease in reservoir pressure, to occur during exploitation of the reservoir its rapid suppression is required, which has a significant impact on the potential value of recovery of geological resources. According to the author, it would be of great importance to the national economy to quickly introduce appropriate legal regulations in the geological and mining law, which would oblige the future operators to present reservoir development plans including the proposal of EOR methods.

Key words: enhanced oil recovery, geological and mining law.

Wprowadzenie

W warunkach geologicznych występujących na obszarze Polski zdobyte doświadczenie uczy, że nie jest łatwo odkryć złoża ropy naftowej, stąd też szczególnie ważne jest prowadzenie racjonalnej gospodarki jego zasobami, zgodnie z zasadami sztuki górnictwa. Wykorzystanie odkrytych zasobów złóż ropy naftowej jest bowiem efektywne

jedynie wówczas, gdy wdrożone zostaną możliwie szybko odpowiednie dla danych warunków złożowych metody wspomaganie wydobywania.

Wielkość udokumentowanych zasobów geologicznych złóż ropy naftowej, a więc tych potwierdzonych metodami wiertniczymi, przekracza w Polsce 100 mln ton. Z kolei wiel-

kość zasobów wydobywalnych według danych PGNiG SA wynosi 20,7 mln ton. Oznacza to, że zakładany stopień odropienia, czyli szcerpania zasobów geologicznych, kształtuje się na poziomie 20%, a nawet niższym. W warunkach występujących w Polsce przyjmuje się, że średni stopień szcerpania zasobów geologicznych ropy naftowej wynosi odpowiednio:

- metody pierwsze, gdy przyływ ropy do odwiertu następuje pod wpływem własnej energii złożowej – 15÷20%,
- metody wtórne, z zastosowaniem zatłaczania wody i gazu – do 40%,
- metody trzecie, z wykorzystaniem środków chemicznych, zabiegów mikrobiologicznych, zatłaczania CO₂ i metod cieplnych – następne 10÷15%.

W rezultacie, stosując odpowiednie metody i technologie wydobywania ropy naftowej, można osiągnąć stopień szcerpania pierwotnych zasobów geologicznych w warunkach polskich na poziomie 50÷55%. Przyjmowany stopień szcerpania zasobów ropy na poziomie 20% zakłada więc jedynie wykorzystanie pierwszych metod eksploatacji. Dla

porównania należy przytoczyć średni poziom szcerpania zasobów geologicznych ropy ze złóż zalegających na Morzu Północnym – wynosi on 50%. Można podać przykłady złóż, np. Oseborg, gdzie oszczędzając gaz występujący w czapie gazowej, przy zastosowaniu metody powrotnego zatłaczania gazu wydzielonego z ropy, zatłaczania gazu z sąsiedniego złoża Troll, zatłaczania wody oraz przemennego zatłaczania wody i gazu (tzw. WAG), uzyskano dotychczas 67% szcerpania pierwotnych zasobów ropy.

Wydaje się zatem niezbędne, aby polskie prawo górnicze zawierało zapisy zobowiązujące przyszłych operatorów, przedkładających do zatwierdzenia projekty zagospodarowania nowo odkrytych złóż (PZZ), do uwzględnienia w zasobach wydobywalnych nie tylko wielkości osiągalnych metodami pierwszymi, lecz również z wykorzystaniem właściwych dla danych warunków metod wtórnych. Tego typu praktyka jest powszechnie stosowana w innych krajach europejskich. Dotyczy to również konieczności uwzględniania w PZZ planów wdrażania metod wspomagających wydobywanie ropy.

Dotychczasowe doświadczenia i prognozy

Na przykładzie czterech spośród największych polskich złóż ropy naftowej o istotnym potencjale eksploatacyjnym przedstawiono dotychczasowe wyniki i możliwości wdrażania metod wspomagania wydobywania ropy naftowej. Są to złoża o pierwotnych zasobach geologicznych:

- Kamień Pomorski: ok. 5 mln m³ (PGNiG),
- B-3: ok. 19 mln m³ (LOTOS-Petrobaltic),
- BMB: ok. 65 mln m³ (PGNiG),
- LMG: ok. 50 mln m³ (PGNiG).

Złoże Kamień Pomorski

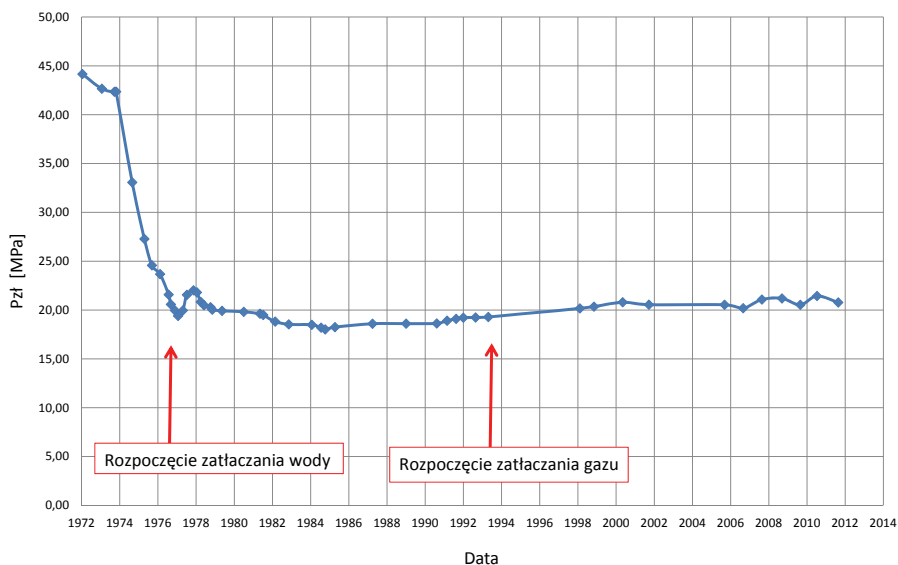
Jest to złożo ropy naftowej zalegające w utworach doloimitu głównego, którego eksploatację podjęto w roku 1972 r. Obserwując gwałtowny spadek ciśnienia złożowego, co uwi doczniono na rysunku 1, w Instytucie Górnicztwa Naftowego i Gazownictwa (obecnie INiG) opracowano projekt nawadniania złoża. Prace projektowe prowadzono wówczas przy użyciu metody modelowania z wykorzystaniem elektointegratorów, a więc elektrycznych modeli ośrodka złoża ropy i gazu. Narzędzia te były stosowane w dobie braku możliwości wykonywania symulacyjnych obliczeń numerycznych.

Uwzględniając kształt struktury oraz jej rozmiary, zastosowano nawadnianie przykonturowe, w którym odwierty zatłaczające wodę pobieraną z Zalewu Kamieńskiego usytuowano obok konturu ropa-woda. Proces rozpoczęto od próbnego zatłaczania wody do odwiertu KP-8 w 1975 r. Na szerszą skalę nawadnianie rozpoczęto trzema odwiertami: KP-2, KPz-2 i KP-8 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 szcerpania zasobów ropy.

Taki sposób zatłaczania wody zapewnił wypieranie ropy od strony konturu do części kulminacyjnej złoża, co w znaczny sposób zwiększyło stopień odropienia. Opierając się na wykonanych testach, stwierdzono dobrą łączność hydrodynamiczną odwiertów usytuowanych w strefie konturowej złoża. Już od samego początku, w pierwszym kwartale 1977 r., nastąpił wzrost ciśnienia złożowego z 19,32 MPa do 20,79 MPa. Na podstawie dokonanych obliczeń uzyskanych efektów stwierdzono, że dla utrzymania równowagi ciśnienia w złożu wystarczyło zatłaczać 1,03 m³ wody na 1 m³ wydobytej ropy, odnosząc je do warunków złożowych [5]. Ustalono również, że do złoża dopłynęło w okresie do sierpnia 1980 r. ok. 1 mln m³ wody, w tym 660 tys. m³ wody zatłoczonej. Pozostała ilość była wynikiem dopływu wody podścielającej.

W 1993 r. wdrożono projekt powrotnego zatłaczania do odwiertu KP-4, usytuowanego w kulminacji złoża, zasiarczonego gazu ziemnego pochodzącego z separacji ropy. Wcześniej znacząca jego ilość była spalana w pochodni (za wyjątkiem krótkiego okresu wykorzystania do celów grzewczych w uzdrowisku Kamień Pomorski). W okresie 20-letniej eksploatacji złoża było to 0,3 mld m³ gazu oraz 80 tys. ton siarki, które w postaci CO₂ i SO₂ przedostały się do atmosfery. Wymogi ochrony środowiska były przyczyną przerwania procesu spalania gazu i wdrożenia metody powrotnego zatłaczania.



Rys. 1. Wykres zmian ciśnienia w złożu Kamień Pomorski w trakcie jego eksploatacji oraz wdrażania metod wspomagania wydobywania ropy naftowej

Równocześnie pokażne ilości ropy pozostającej w złożu skłaniały do wdrożenia metod oddziaływania na złożę, np. z wykorzystaniem procesu wypierania ropy zatłaczanym gazem.

Na podstawie przeprowadzonej w Instytucie Nafty i Gazu analizy parametrów złoża oraz prac laboratoryjnych na modelu złoża typu *slim tube* wykazano, że zachodzić będzie zjawisko niemieszającego wypierania ropy gazem, ale z aktywnym oddziaływaniem faz. Ustalono, że największy stopień odropienia można uzyskać przy ciśnieniu równym początkowemu ciśnieniu złożowemu 44,9 MPa, przy którym zachodzi proces całkowitego rozpuszczenia zatłaczanego gazu w wypieranej ropie. Przy aktualnym ciśnieniu złożowym, wynoszącym ok. 20 MPa, proces przebiega jako niemieszający, z teoretycznym współczynnikiem odropienia ok. 60% [1]. W sumie do złoża zatłoczono dotychczas ok. 0,8 mln m³ wody i ok. 10 mln nm³ gazu ziemnego pochodzącego z separacji ropy. Przedsięwzięcia te pozwoliły ustabilizować ciśnienie złożowe na poziomie 21 MPa.

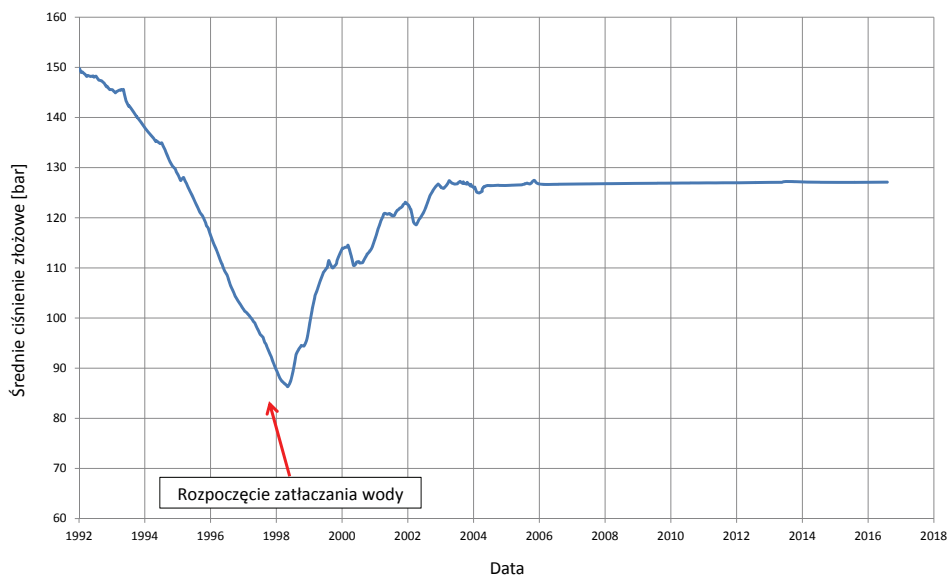
Wdrożenie z pewnym opóźnieniem metod wspomagania wydobywania ropy naftowej (szczególnie dotyczy to zatłaczania gazu) pozwoliło jednak jak dotąd uzyskać ponad 40-procentowy stopień szczypania początkowych geologicznych zasobów ropy naftowej. Dalsze znaczące możliwości zwiększenia stopnia szczypania zasobów tego złoża wykazano w opracowaniu wykonanym w In-

stytucie Nafty i Gazu na zlecenie Ministerstwa Środowiska [7], wskazując, że w ramach metod trzecich z wykorzystaniem procesu CO₂ – EOR można zwiększyć odropienie do poziomu znacznie przekraczającego wartość 50%.

Złoże B-3 Petrobaltic

Ropa w tym złożu występuje w piaskowcach kambru środkowego o dobrych własnościach kolektorskich. W początkowym okresie eksploatacji, bez udziału metod wtórnych, dominowała energia sprężystości skały i płynów złożowych. W miarę postępującego wydobywania uwidoczniła się pewna aktywność wód okalających, jednak wpływ akifera był niewystarczający dla

podtrzymania ciśnienia złożowego, które zaczęło się zbliżać do poziomu wartości ciśnienia nasycenia ropy gazem. Po wydobywaniu ok. 5% zasobów geologicznych złożę zaczęło przechodzić w system energetyczny gazu rozpuszczonego. Dalszy spadek ciśnienia, jak ustalono na podstawie prognoz, spowodowałby zakończenie wydobywania przy wartości współczynnika szczypania na poziomie 10%. W konsekwencji na zlecenie operatora w IGNiG opracowano wdrożony później projekt pozakonturowego nawadniania złoża. Tym razem prace projektowo-badawcze wykonano już z wykorzystaniem numerycznych modeli symulacyjnych [8]. Lokalizacja odwiertów została zaprojektowana tak, aby swym zasięgiem objąć w miarę możliwości całe złożę i zapewnić możliwie dobre wypieranie ropy w kierunku odwiertów wydobywczych.



Rys. 2. Wykres zmian ciśnienia w złożu B-3 w trakcie jego eksploatacji oraz wdrażania metody wspomagania wydobywania ropy naftowej

Wobec gwałtownego spadku ciśnienia złożowego (rysunek 2) nawadnianie złoża rozpoczęto w październiku 1998 r., wtlaczając wodę do dwóch odwiertów zlokalizowanych w centralnej części złoża. W następnej kolejności po 6 miesiącach rozpoczęto wtlaczanie wody do kolejnych dwóch odwiertów w części południowej. Piąty odwiert zatłaczający wodę, w części północnej, włączono do ruchu dwa lata później [12]. Zatłoczona woda pozwoliła na wzrost ciśnienia złożowego powyżej ciśnienia nasycenia – do poziomu 13 MPa. Średni stosunek ilości zatłoczonej wody do wydobytych płynów (woda + ropa) w okresie początkowym wynosił $1,4 \div 1,8 \text{ m}^3/\text{m}^3$, a obecnie jest to ok. $1,0 \div 1,2 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Aktualny współczynnik szczypania zasobów pierwotnych złoża zbliżył się do 30%. W przypadku kontynuowania metody nawadniania oraz przyjęcia możliwości jej modyfikacji (np. nawadnianie chemiczne), a następnie zastosowania metod trzecich, np. CO_2 – EOR, szczypanie zasobów geologicznych ropy naftowej na tym złożu może znacznie przekroczyć wartość 40%.

Złoże BMB

Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Barnówko–Mostno–Buszewo, którego zasoby zalegają w poziomie dolomitu głównego, jest jak dotychczas największym odkrytym złożem

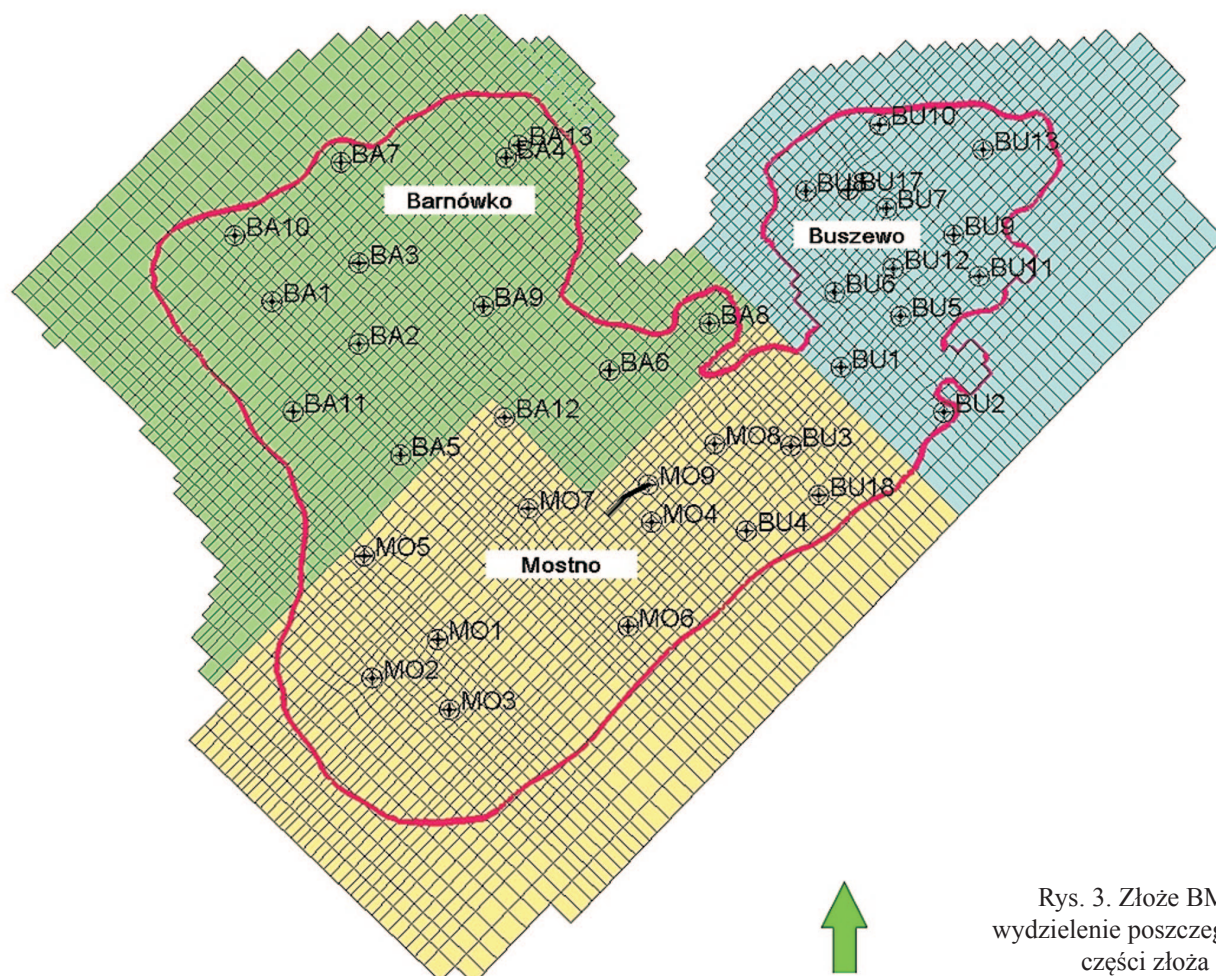
węglowodorów w Polsce. Możliwy do osiągnięcia metodami pierwszymi stopień szczypania początkowych zasobów geologicznych ropy na poziomie 20% nie jest wartością satysfakcjonującą.

Wyliczenia symulacyjne wykonane na modelu złoża wykazały ponadto znaczne zróżnicowanie stopnia szczypania ropy z poszczególnych fragmentów złoża (rysunek 3).

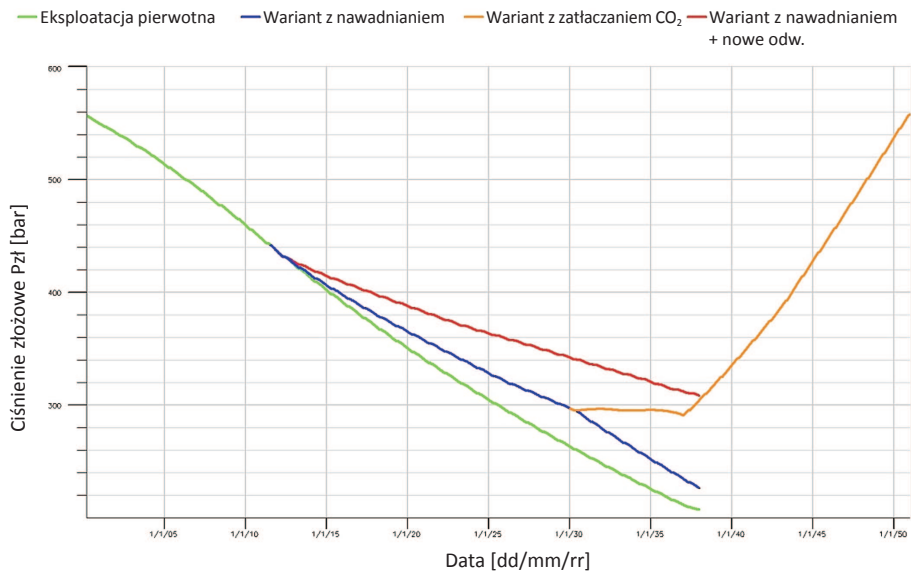
Badając procesy umożliwiające wzrost stopnia szczypania zasobów geologicznych tego złoża, wykonano w INiG szereg prac badawczych, które dotyczyły [6]:

- optymalizacji rozwiercania złoża i lokalizacji odwiertów uzupełniających,
- wypierania ropy naftowej różnymi płynami i kombinacjami tych płynów (badania prowadzono na modelach złoża w postaci długich rdzeni wiertniczych),
- modelowania symulacyjnego procesów nawadniania złoża i zatłaczania CO_2 oraz H_2S ,
- modelowania symulacyjnego powrotnego zatłaczania nadmiarowego gazu ziemnego do czapy gazowej,
- określenia optymalnego składu cieczy technologicznej.

Uzyskane wyniki pokrótce przedstawiono w publikacji [3]. Możliwie szybkie wdrożenie metody wspomaganie złoża opracowanej w ramach wykonanych badań powinno



Rys. 3. Złoże BMB, wydzielenie poszczególnych części złoża



Rys. 4. Możliwości ograniczenia spadku średniego ciśnienia złożowego na złożu BMB

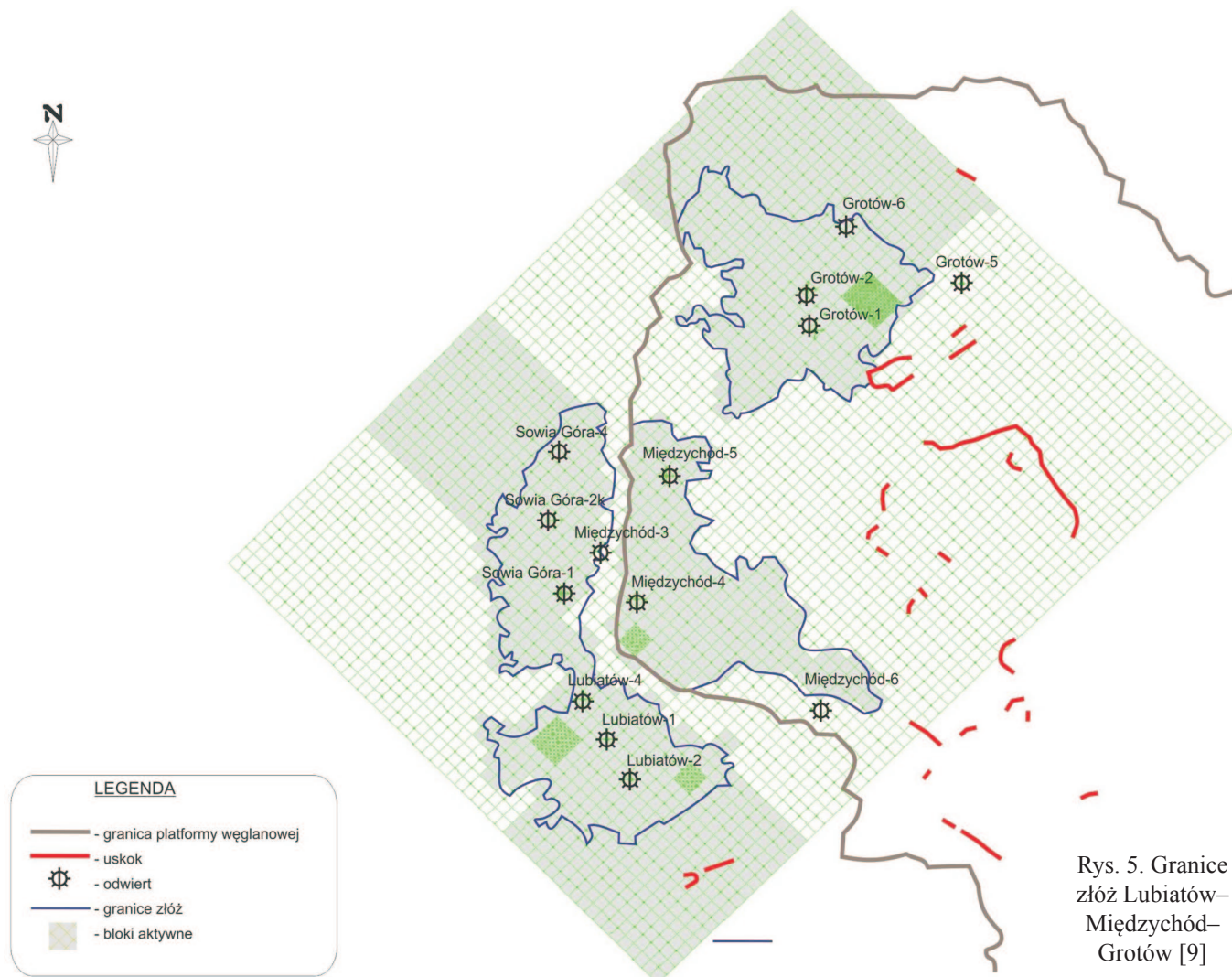
niczenia spadku średniego ciśnienia złożowego na tym złożu przedstawiono na rysunku 4. Analizując metody wtórne, zwrócono również uwagę na możliwość wykorzystania metod trzecich, szczególnie z zastosowaniem zatłaczania CO₂ [10].

Złoże LMG

W 2002 r. otworem Międzychód-4 odkryto nowy obszar ropno-gazowy w pobliżu Międzychodu, umownie nazwany złożem Lubiaków–Międzychód–Grotów. Prace geologiczno-wiertnicze pozwoliły udokumentować zasoby węglowodorów w poszczególnych partiach platformy węglanowej. Wykonane badania wykazały

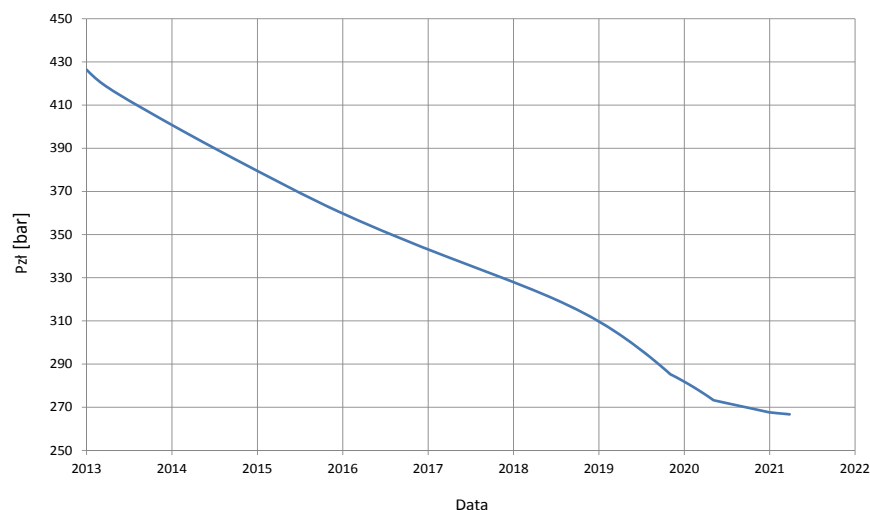
znacznie wyhamować aktualny spadek średniego ciśnienia złożowego i przyczynić się do wzrostu stopnia szczypania istniejących zasobów geologicznych. Różne scenariusze ogra-

skomplikowany charakter zarówno budowy geologicznej, litologii serii złożowych, jak również układów fazowych płynów złożowych. Na rysunku 5 przedstawiono granice złóż



Rys. 5. Granice złóż Lubiaków–Międzychód–Grotów [9]

Lubiatów–Międzychód–Grotów przyjęte na modelu symulacyjnym. Na przełomie lat 2012 i 2013 rozpoczęto eksploatację złóż ropy naftowej Lubiatów–Sowia Góra, Grotów oraz części gazonośnej Międzychód. Wstępne symulacje eksploatacji złóż ropy naftowej wskazują na bardzo szybki spadek średniego ciśnienia złożowego oraz potrzebę dynamicznego wdrażania metod wspomaganego wydobycia (rysunek 6) [4]. Istnieje również potrzeba podjęcia prac intensyfikacyjnych pozwalających na zwiększenie tempa szczypania, szczególnie na złożu Grotów [9].



Rys. 6. Prognoza spadku średniego ciśnienia złożowego na złożu Lubiatów [4, 9]

Propozycja działań prawnych promujących konieczność szybkiego wdrażania metod wspomagających

Jak wynika z przedstawionych doświadczeń, szybkie wdrożenie metod wspomaganego wydobycia ropy naftowej jest istotnym czynnikiem przeciwdziałającym spadkowi średniego ciśnienia złożowego, co ma bardzo istotne znaczenie w racjonalizacji stopnia szczypania odkrytych zasobów. Dobrym przykładem jest historia eksploatacji złoża B-3: operator, wykorzystując zdobyte doświadczenie, będzie realizował pełnoskalową eksploatację następnego złoża już z równoczesnym zatłaczaniem wody i podtrzymywaniem ciśnienia złożowego. Przyczyni się to niewątpliwie do uzyskania końcowego stopnia szczypania zasobów geologicznych na bardzo wysokim poziomie. W wielu krajach już w chwili rozpoczynania eksploatacji złoża przystępuje się do działań wspomagających. Ponadto wprowadza się inne przedsięwzięcia zmierzające do optymalnego wykorzystania energii złożowej, w postaci wstrzymania odbioru gazu z czapy czy też powrotnego zatłaczania gazu wydzielanego w procesach separacji ropy. Korzystne jest również wdrażanie powrotnego zatłaczania gazów kwaśnych wydzielanych np. w instalacjach aminowych. Tego typu przedsięwzięcia wdrożono w PGNiG m.in. na złożu Borzęcin oraz na złożu Kamień Pomorski.

Prawo górnicze wielu krajów europejskich już na etapie zatwierdzania planu zagospodarowania złoża (PZZ) wymaga przedłożenia studium wdrażania metod wspomagających (w tym zatłaczania gazu i/lub wody) na podstawie wykonanych symulacji złożowych.

W Polsce dla nadania tego typu rozwiązaniom ram prawnych właściwe byłoby, wzorem innych krajów, wprowadzenie do przepisów prawa górniczego odpowiednich wymogów i obowiązków. Mianowicie, w chwili gdy przyszedł operator złoża ubiegałby się o zatwierdzenie projektu zagospodarowania

nowo odkrytego złoża ropy naftowej (PZZ), jego obowiązkiem byłoby przedłożenie planu wprowadzenia metod wspomagających pozwalających na zwiększenie stopnia szczypania i racjonalną gospodarkę odkrytymi zasobami. W rezultacie uzyskano by co najmniej dwa bardzo korzystne efekty:

- efekt pierwszy to zaksięgowany wzrost zasobów wydobywalnych danego złoża, przekładający się na wzrost zasobów ropy (aktywów) będących w dyspozycji operatora, a więc najczęściej spółki akcyjnej Skarbu Państwa; pod uwagę brano by nie tylko – jak dotychczas – zasoby wydobywalne metodami pierwszymi, lecz również wtórnymi,
- efekt drugi, jeszcze ważniejszy, stymulujący właściwą gospodarkę zasobami odkrytego złoża i wymuszający maksymalizację stopnia szczypania początkowych zasobów geologicznych z wykorzystaniem uwzględnionych już w PZZ metod wspomagających.

Niestety, w przesłanym do zaopiniowania różnym podmiotom *Projekcie Rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów zagospodarowania złóż* zupełnie nie uwzględniono ważnej, wydawałoby się problematyki naftowej. Skupiono się raczej na zagadnieniach kopalin stałych, solanek i wód termalnych. Ponadto na liście 23 podmiotów, którym do konsultacji przekazano wymieniony projekt, nie znalazły się jednostki naukowe takie jak Akademia Górniczo-Hutnicza czy Instytut Nafty i Gazu, które jako jedyne w Polsce zajmują się tym aspektem działalności górniczej. Należy podkreślić, że górnictwo naftowe ma swą szczególną specyfikę, polegającą na konieczności racjonalnego wykorzystania energii złożowej oraz obowiązku stosowania metod wspomagających. Bez wdrażania metod wtórnych czy też trzecich stopień szczypania odkrytych zasobów geologicznych może być

ponad dwukrotnie mniejszy. Dokument ten w bardzo niedoskonałej postaci został opublikowany jako *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących projektów zagospodarowania złóż*.

Kolejne istotne zagadnienie dotyczy wód złożowych wydobywanych wraz z ropą naftową, które w polskim prawie górniczym traktowane są jako odpad i jako takie muszą podlegać kosztownej utylizacji. W tym wypadku wzorem odpowiedniego rozwiązania prawnego powinny być przepisy API [2], według których „Woda złożowa powrotnie zatłaczana

podczas procesów wydobywania nie jest odpadem. Wynika to z faktu, że woda złożowa używana podczas wspomaganego wydobywania jest z pożytkiem powrotnie zatłaczana i stanowi integralną część procesów związanych z wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego”.

Reasumując, w Polsce należałoby podjąć wszelkie starania, również na drodze nowelizacji prawa górniczego, mające na celu skuteczne i szybkie wdrażanie metod wspomaganego wydobywania ropy naftowej, zmierzające do zwiększania stopnia szczypania zasobów złóż ropy oraz ich eksploatacji zgodnie z zasadami sztuki górniczej.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2013, nr 10, s. 744–750

Literatura

- [1] *Badanie, modelowanie i projektowanie procesów zatłaczania do złóż ropy naftowej gazów ziemnych o wysokiej zawartości toksycznych składników kwasnych*. Praca IGNiG pod kierunkiem J. Lubasia, Krosno 1994.
- [2] Environmental Guidance Document: *Waste Management in Exploration and Production Operations*. API E5. Feb. 1997.
- [3] Lubas J., Szott W., Dziadkiewicz M.: *Analiza możliwości zwiększenia stopnia szczypania zasobów ropy naftowej w Polsce*. Nafta-Gaz 2012, nr 8, s. 481–489.
- [4] Lubas J., Szott W., Warnecki M.: *Efektywne technologie wspomaganego wydobywania ropy naftowej. Dlaczego w Polsce należy zdyktalizować ich wdrażanie*. Referat wygłoszony na Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej w Pile, 15–17.04.2013.
- [5] *Modyfikacja zaważniania i technologia eksploatacji złoża Kamień Pomorski*. Praca IGNiG pod kierunkiem St. Stefana, Krosno 1980.
- [6] *Opracowanie wtórnej metody oddziaływania na złoża ropy naftowej BMB celem zwiększenia stopnia szczypania zasobów złoża*. Praca INiG pod kierunkiem J. Lubasia, Krosno 2011.
- [7] *Program wspomaganego wydobywania ropy i gazu z krajowych złóż przy zastosowaniu zatłaczania CO₂*. Praca IGNiG pod kierunkiem J. Lubasia, Krosno 2012.
- [8] *Program zaważniania złoża B-3*. Praca IGNiG pod kierunkiem W. Szotta, Krosno 1996.
- [9] Szott W., Golabek A., Rychlicki A.: *Wykonanie wariantów symulacyjnych złoża ropy naftowej Lubiatów*. Praca INiG 2009.
- [10] Szott W., Letkowski P., Golabek A., Milek K.: *Ocena efektów wspomaganego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z wybranych złóż krajowych z zastosowaniem CO₂*. Prace Naukowe INiG 2012, nr 184.
- [11] Warnecki M.: *Ocena skuteczności procesu wypierania ropy z długich rdzeni wiertniczych dolomitu głównego*. Prace Naukowe INiG 2010, nr 170, s. 255–260.
- [12] Zarebska et al.: *Eksploatacja złoża B-3: Zastosowanie zatłaczania wody do złoża w celu zwiększenia współczynnika szczypania zasobów*. XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna, AGH 2005.



Dr hab. inż. Jan LUBAŚ, prof. INiG
Zastępca Dyrektora INiG ds. Eksploatacji Złóż
Węglowodorów; kierownik krośnieńskiego
Oddziału INiG.
Instytut Nafty i Gazu
ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków
E-mail: jan.lubas@inig.pl