

Sławomir Szuflika

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Fizyczne modelowanie procesów wypierania ropy dwutlenkiem węgla jako metody trzeciej po nawadnianiu złoża

Wykorzystanie energii naturalnej złoża pozwala tylko na częściowe wydobycie ropy naftowej w nim zawartej. Dalsze szczypanie zasobów ropy może być szczególnie efektywne, gdy wdrożone zostaną odpowiednie metody wspomagające wydobycie. Zastosowanie metod wtórnych i trzecich może przyczynić się nawet do dwukrotnego zwiększenia stopnia szczypania zasobów geologicznych. W artykule przedstawiono wyniki badań laboratoryjnych wypierania ropy naftowej z wykorzystaniem długich rdzeni wiertniczych w warunkach ciśnienia i temperatury złożowej. Eksperymenty wykonano dla piaskowca węglowieckiego oraz dolomitu głównego. Artykuł weryfikuje doniesienia literaturowe, według których – w niektórych przypadkach zatłaczanie CO₂ jako metoda trzecia po nawadnianiu jest przedsięwzięciem nieefektywnym.

Słowa kluczowe: odropienie, wypieranie ropy, nawadnianie, metody wtórne.

Physical modeling of oil displacement with carbon dioxide as the EOR method after water flooding the reservoir

Exploitation of oil from the reservoir, using natural energy reserves allows only partial extraction of oil contained in the reservoir. The further exploitation of oil can be particularly effective when the appropriate support method for the exploitation will be implemented. Application of secondary and EOR methods (Enhanced Oil Recovery) can contribute twofold to the level of exhaustion of geological resources. The article presents laboratory test results of oil displacement using long cores in pressure and temperature conditions. The tests performed for sandstone and dolomite. The article verifies literature reports that in some cases the injection of CO₂ as the EOR method after waterflooding is an ineffective venture.

Key words: recovery factor, EOR (Enhanced Oil Recovery), water flooding.

Wstęp

Obecnie, przy tak ogromnym zainteresowaniu niekonwencjonalnymi złożami węglowodorów, nie można zapominać o odkrytych konwencjonalnych złożach ropy naftowej. Wieloletnia eksploatacja i zmniejszające się ilości wydobywanej ropy nie muszą doprowadzić do ich „likwidacji”. Dalsze wydobycie może okazać się efektywne szczególnie wtedy, gdy wdrożone zostaną odpowiednie metody wspomagające. Na uwagę zasługuje fakt, że wprowadzenie metod wtórnych i trzecich może pozwolić nawet na dwukrotne zwiększenie stopnia szczypania zasobów geologicznych. Niejednokrot-

nie w bardzo dużym stopniu można wykorzystać istniejącą infrastrukturę – zarówno wglębną, jak i powierzchniową. Fakt ten pozwoli na znaczne zmniejszenie nakładów wdrożenia metod wspomagających wydobycie ropy naftowej. Artykuł w zwięzły sposób opisuje te metody. Główną część pracy stanowią badania laboratoryjne procesów wypierania z wykorzystaniem różnych metod dla skał piaskowca i dolomitu. Artykuł pozwala określić efekt wypierania CO₂ po nawadnianiu oraz precyzuje wpływ hydrofilowości matrycy skalnej na efekt odropienia z użyciem CO₂ po nawadnianiu.

Metody wspomagające eksploatację złóż ropy naftowej

Eksploatacja odkrytych konwencjonalnych złóż ropy naftowej jest szczególnie efektywna, gdy wdrożone zostaną odpowiednie metody wspomagające wydobywanie.

Na początku wydobywanie prowadzi się metodami pierwotnymi, wykorzystując energię naturalną złoża ropy naftowej. Właściwości fizykochemiczne węglowodorów, do których zaliczyć możemy gęstość, lepkość, właściwości PVT itp., różnią się od siebie w bardzo szerokim zakresie. Ponadto występują one w wielu rodzajach skał zbiornikowych (piaskowce, skały węglanowe itp.). W najprostszym przypadku wydobywanie węglowodorów metodami pierwotnymi obejmuje wypływ ropy odwiertami ze złoża na powierzchnię. Ciśnienie w złożu powinno być odpowiednie, by umożliwić samoistne wydostanie się ropy. W przypadku spadku ciśnienia w odwiercie stosuje się różnego rodzaju pompy wstępne.

Metody pierwsze pozwalają uzyskać niewielki stopień szczypania pierwotnych zasobów geologicznych, a gdy energia naturalna złoża zostaje wyczerpana lub jest zbyt słaba, by prowadzić efektywne wydobywanie ropy naftowej, wówczas powinno się zastosować metody wtórne i trzecie.

Metody wtórne umożliwiają dostarczenie do złoża dodatkowej energii wspomagającej proces eksploatacji, najczęściej pochodzącej z wtłaczanej do złoża wody lub gazu. Skutkiem wtłaczania jest wzrost różnicy ciśnienia pomiędzy odwiertem zatłaczającym a odwiertem/odwiertami produkcyjnymi. Jednak efekty zastosowania tych technik wydobywania ropy są widoczne dopiero po upływie dłuższego czasu.

Jedną z najczęściej stosowanych metod wtórnych zwiększających stopień szczypania złoża jest zatłaczanie wody (nawadnianie). Wybór tego podejścia argumentowany jest możliwością wykorzystania dostępnej armatury powierzchniowej oraz wody złożowej (solanki), a także stosunkowo niskimi kosztami.

Dotychczas na większą skalę metoda nawadniania została wdrożona na złożach ropy: Osobnica, Kamień Pomorski i B-3 (Petrobaltic) [2].

W momencie, gdy wydobywanie metodami wtórnymi staje się nieefektywne ekonomicznie, stosuje się metody trzecie. Należy z nich korzystać w przypadku złóż uznanych za

wyekspluowane, w których jednak pozostają nadal duże ilości ropy niewydobytej konwencjonalnymi sposobami.

Wśród obecnie stosowanych metod trzecich eksploatacji ropy naftowej można wyróżnić następujące grupy:

- termiczne (zatłaczanie pary, gorącej wody lub spalania złoża),
- zatłaczanie gazów (CO₂, azot, powietrze, mieszalne rozpuszczalniki),
- chemiczne (zatłaczanie polimerów, środków powierzchniowo czynnych),
- inne metody (mechaniczne i elektryczne, mikrobiologiczne).

Metody EOR (*Enhanced Oil Recovery*) pozwalają na zwiększenie produkcji z istniejących złóż naftowych. Jednym ze sposobów zwiększenia współczynnika odropienia jest zatłaczanie CO₂ do złoża ropy naftowej [3]. Dwutlenek węgla wprowadzany do złoża powoduje wypieranie ropy naftowej z porów skały. Główne zjawiska fizyczne towarzyszące temu procesowi związane są z zachowaniem się mieszaniny ropy i dwutlenku węgla. Należą do nich: zmniejszenie lepkości i gęstości ropy naftowej, odparowanie niektórych składników ropy, zmniejszenie napięcia powierzchniowego CO₂-ropa i woda-ropa, zwiększenie przepuszczalności [8].

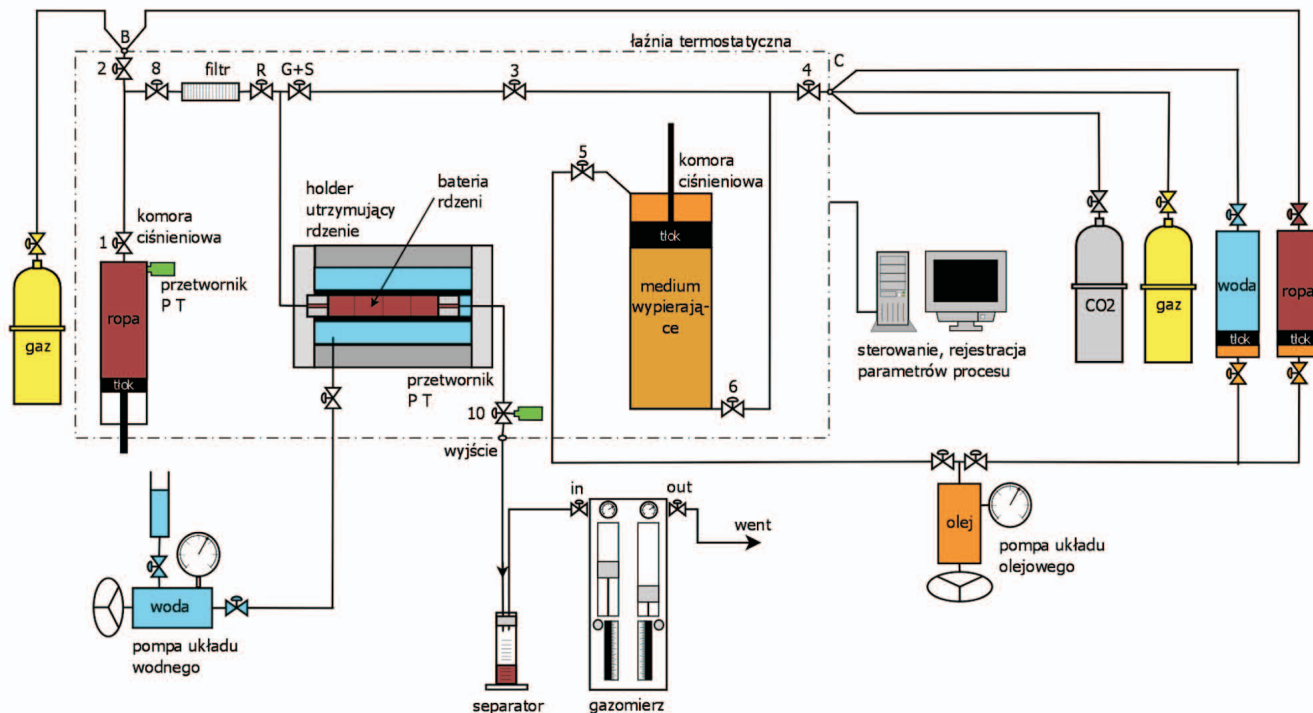
Zatłaczanie CO₂ po nawadnianiu okazuje się nieskuteczne w przypadku hydrofilowej matrycy skalnej. Wprowadzany gaz nie ma bezpośredniego kontaktu z ropą uwięzioną w przestrzeni porowej. Jedynie rozpuszczanie dwutlenku węgla w wodzie, a następnie jego dyfuzja przez ośrodek porowaty w matrycy może zapewnić kontakt gazu z ropą. Proces ten jednak wymaga bardzo dużo czasu [1].

Metodami pierwszymi i wtórnymi można wydobyć tylko część ropy zawartej w złożu. Typowe wartości odropienia metodami pierwszymi zawierają się w przedziale 5÷20% [8]. Pozwalają one na wydobywanie około jednej trzeciej ropy naftowej, natomiast zastosowanie technologii wspomagających może doprowadzić do uzyskania wydobywania na poziomie około 25÷45% zasobów geologicznych. Wykorzystanie jako metody trzeciej zatłaczania CO₂ pozwala na poprawę odropienia o dodatkowe 10÷15% [4].

Badania laboratoryjne

Aparaturę do badań PVT wykorzystano do prowadzenia eksperymentów wypierania ropy z długich rdzeni wiertniczych. Zestaw PVT został odpowiednio rozbudowany. W łaźni termostatycznej zamontowano dodatkową komorę rdzeniową służącą do utrzymywania baterii rdzeni w odpowiednich warunkach ciśnienia i temperatury (PT).

Głównym elementem aparatury jest komora rdzeniowa (ang. *core holder*), utrzymująca w warunkach PT złożowych odpowiednio dobrany i przygotowany zestaw rdzeni wiertniczych. Rdzenie znajdują się w rurze/ rękawie gumowym [6]. Materiał rękawa wykonano ze specjalnej mieszanki składników, dzięki której guma odporna jest na działanie wysokich



Rys. 1. Aparatura PVT dostosowana do badań procesów wypierania ropy z długich rdzeni wiertniczych

ciśnien i temperatur. Ponadto przez pewien odcinek czasu (umożliwiający przeprowadzenie badania) materiał rękawa niepodatny jest na działanie węglowodorów, CO₂, H₂S oraz innych składników i/lub zanieczyszczeń zawartych w użytych płynach.

Zabezpieczenie szczelności pomiędzy rękawem gumowym a bocznymi ściankami kolejnych baterii rdzeni realizowane było przez układ wodny (na schemacie kolor niebieski – rysunek 1). Jego istotny element stanowiła pompa wodna, przy pomocy której utrzymywano odpowiednio wysokie ciśnienie uszczelnienia (około 150 bar wyższe niż ciśnienie płynu w baterii rdzeni).

Ponadto w skład zestawu badawczego wchodziły następujące elementy:

- komora ropna – do nasycania rdzeni przygotowaną ropą,

- komora gazowa – do prowadzenia procesu tłoczenia mediów wypierających ropę,
- pompa olejowa – do utrzymywania ciśnienia oraz zadanego wydatku tłoczenia,
- ciśnieniowe pojemniki na poszczególne media,
- układ połączeń ciśnieniowych, który został całkowicie przebudowany w celu odpowiedniego połączenia dwóch komór ciśnieniowych, komory rdzeniowej oraz pojemników i pomp,
- separator laboratoryjny – do separacji płynów odbieranych na wyjściu z baterii rdzeni,
- gazomierz,
- gęstościomierz elektroniczny,
- waga precyzyjna,
- inne elementy.



Rys. 2. Komora rdzeniowa – widoczny element wprowadzający płyny do baterii rdzeni [6]

Przygotowanie rdzeni wiertniczych do badań i określenie ich właściwości petrofizycznych

Materiał skalny dolomitu głównego do badań został pozyskany z magazynu rdzeni przy laboratorium ZZGNiG w Zielonej Górze. Z kolei piaskowiec pobrano z naturalnej wychodni piaskowca węglowieckiego zlokalizowanej pomiędzy miejscowościami Węglówka i Krasna. Z materiału skalnego wycinano koronką (w płaszczyźnie poziomej) walce o średnicy 1 cala, a następnie otrzymane kawałki czołowano na tokarce w celu uzyskania idealnych brył/walców nadających się do zestawiania dłuższych rdzeni wiertniczych. Długość pojedynczego kawałka rdzenia przygotowanego do badań wynosiła 50÷65 mm [7].

Po wycięciu rdzenie były oczyszczane. W aparacie

Soxhleta wielokrotnie przemywano je w zamkniętym procesie odparowania i skraplania substancji stanowiącej rozpuszczalnik. Po wielogodzinnym przemywaniu rdzeni barwa krążącego w układzie Soxhleta rozpuszczalnika staje się przezroczysta. Nieczystości wypłukane z porów rdzeni pozostają na dnie kolby grzewczej, a krążący destylat rozpuszczalnika posiada bardzo wysoką czystość [6]. Oczyszczone rdzenie osusza się, umieszczając je w suszarce na okres kilku godzin w temperaturze 105°C. Dopiero tak przygotowany materiał skalny poddawano kolejnym badaniom, dzięki którym określano: współczynnik przepuszczalności (azotem), porowatość efektywną (helem), objętość i gęstość szkieletową skał.

Badania skuteczności wypierania dla skał piaskowcowych

Eksperyment 1

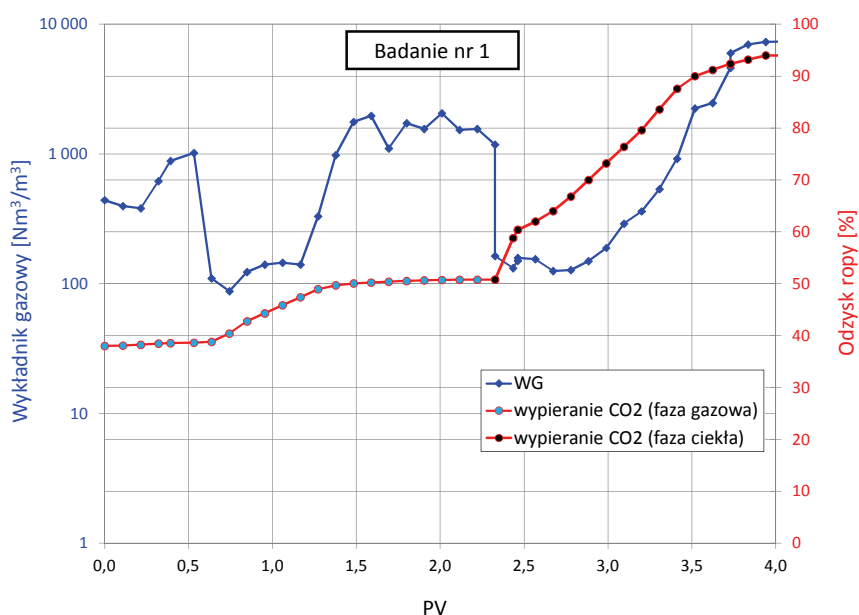
W pierwszym eksperymencie wypierania (badanie 1) wykorzystano baterię rdzeni nr 1. Model złoża nasycono wodą złożową z Węglówki, a następnie ropą z tego samego złoża w warunkach PT złożowych. Po zakończeniu przetłaczania wody do przestrzeni porowej skały wprowadzano ropę. Nasylenie modelu wodą związaną oszacowano na poziomie $S_w = 0,46$.

Po upływie ok. 16 godzin dokonano redukcji ciśnienia w zestawie rdzeni, symulując eksploatację metodami pierwszymi. Ciśnienie zostało zmniejszone od niemal 100 bar do około 18 bar. W wyniku przeprowadzonego zabiegu uzyskano współczynnik odropienia na poziomie 38,0%.

Jako medium wypierającego użyto tylko ditlenku węgla, jednak w dwóch stanach skupienia (gazowym i ciekłym). W pierwszej fazie zastosowano CO₂ w formie gazowej, natomiast w fazie drugiej – CO₂ w postaci ciekłej. Pierwszy etap badań przeprowadzono dla ciśnienia wypierania na poziomie 22 bar. W kolejnej fazie (zachowując temperaturę badań 29°C) podwyższono ciśnienie w układzie do poziomu 150 bar, a więc skroplono CO₂ i kontynuowano proces wypierania ropy, ale już ditlenkiem węgla w fazie ciekłej.

Poszczególne fazy (zastosowania gazowego i ciekłego) przebiegu procesu wypierania przedstawia rysunek 3. Uzyskany współczynnik odropienia całkowitego, uwzględniający metody pierwsze – 38,0%, fazę I (wypieranie gazowym CO₂) – 12,8% oraz fazę II (wypieranie ciekłym CO₂) –

43,2%, wyniósł 94,0%. Rezultaty pierwszego eksperymentu wykazały, że wypieranie ropy ciekłym ditlenkiem węgla jest o wiele bardziej skuteczne niż użycie CO₂ w fazie gazowej.



Rys. 3. Przebieg badania wypierania ropy dwutlenkiem węgla w fazie gazowej ($P = 22$ bar) i ciekłej ($P = 150$ bar) ze skał piaskowca węglowieckiego (badanie nr 1 z zaznaczeniem poszczególnych faz)

Eksperyment 2

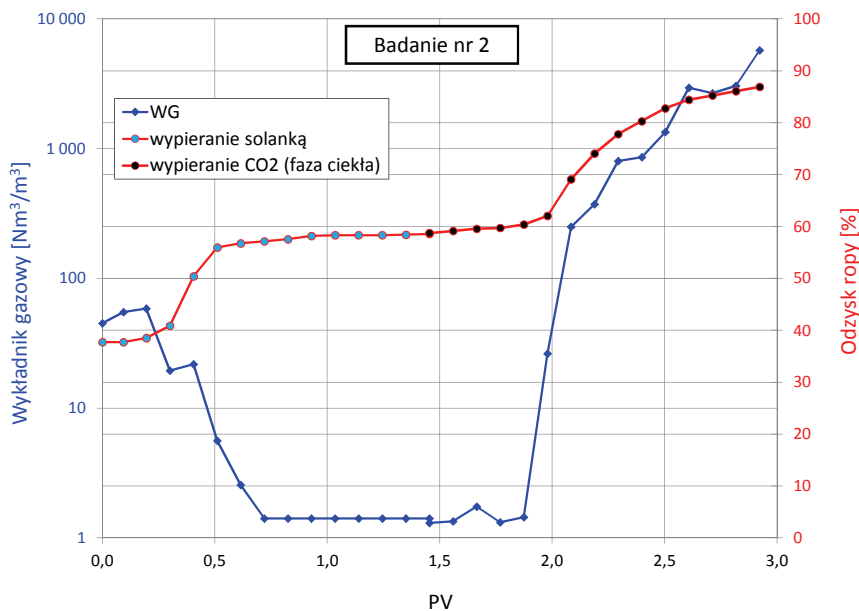
W drugim eksperymencie wypierania (badanie 2) ponownie wykorzystano baterię rdzeni nr 1. Poddano ją oczyszczeniu, a następnie po raz kolejny sprawdzono parametry rdzeni. Po ich weryfikacji przystąpiono do prac badawczych. Model złoża nasycono wodą z Węglówki, a następnie ropą z tego samego złoża w warunkach PT złożowych. W opisywanym przypadku nasylenie modelu wodą związaną oszacowano na poziomie $S_w = 0,44$.

Tak jak poprzednio dokonano redukcji ciśnienia w zestawie rdzeni poprzez odbiór ropy z układu, symulując metody pierwsze eksploatacji. Ciśnienie zostało zmniejszone z 96 bar do 18 bar. W wyniku przeprowadzonego zabiegu uzyskano współczynnik odropienia na poziomie 37,7%, a więc identyczny jak na analogicznym etapie poprzedniego eksperymentu.

Jako pierwsze medium wypierające ropę zastosowano wodę złożową z Węglówki. Zatlaczanie wody dało podobne efekty jak w eksperymentach poprzednich (wzrost odropienia o 21%). Następnie podniesiono ciśnienie w układzie do 150 bar i przystąpiono do wypierania ropy ciepłym CO₂. Takie poprowadzenie eksperymentu miało sprawdzić słuszność tezy, według której stosowanie wypierania ropy CO₂ po zawodnieniu daje o wiele gorsze efekty niż zatlaczanie CO₂ bez wcześniejszej iniekcji wody złożowej, a więc bezpośrednio po metodach pierwszych eksploatacji.

Poszczególne fazy przebiegu procesu wypierania przy pomocy wody złożowej oraz ciepłego ditlenku węgla przedstawiono na rysunku 4.

Otrzymany współczynnik odropienia całkowitego, uwzględniający metody pierwsze – 37,7%, fazę I (wypieranie wodą złożową) – 21,0% oraz fazę II (wypieranie ciepłym CO₂) – 28,2%, wyniósł 86,9%. Jest to wynik niższy o 7% od uzyskanego w poprzednim badaniu.



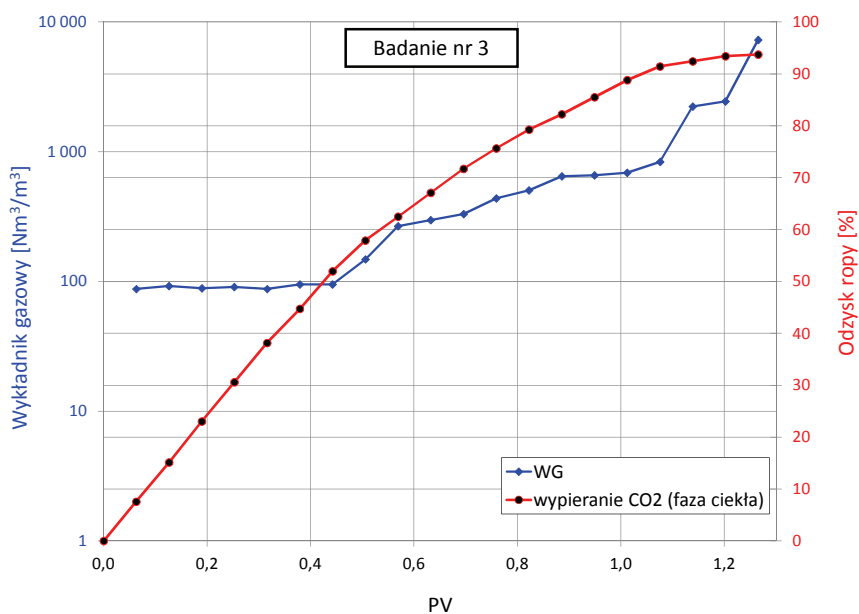
Rys. 4. Przebieg badania wypierania wodą złożową/solanką ($P = 22$ bar) oraz CO₂ w fazie cieplej ($P = 150$ bar)

Badania skuteczności wypierania dla skał dolomitu głównego

Eksperyment 3

W trzecim eksperymencie wypierania (badanie 3) wykorzystano baterię rdzeni nr 23. Model złoża nasycono wodą z odwiertu Buszewo-12, a następnie ropą z tego samego złoża w warunkach PT złożowych. W tym przypadku nasycenie modelu wodą związaną oszacowano na poziomie $S_w = 0,41$.

Jako medium wypierającego użyto tylko dwutlenku węgla (faza ciepla). Przebieg procesu wypierania przedstawia rysunek 5. Uzyskany współczynnik odropienia całkowitego uwzględniający wypieranie ciepłym CO₂ wyniósł 93,74%. Otrzymana wartość współczynnika odropienia jest porównywalna z odropieniem skały piaskowcowej w badaniu 1.



Rys. 5. Przebieg badania wypierania ropy dwutlenkiem węgla w fazie cieplej ($P = 414$ bar) dla skał dolomitu głównego

Eksperyment 4

W czwartym eksperymencie wypierania (badanie 4) wykorzystano, jak poprzednio, baterię rdzeni nr 23. Poddano ją

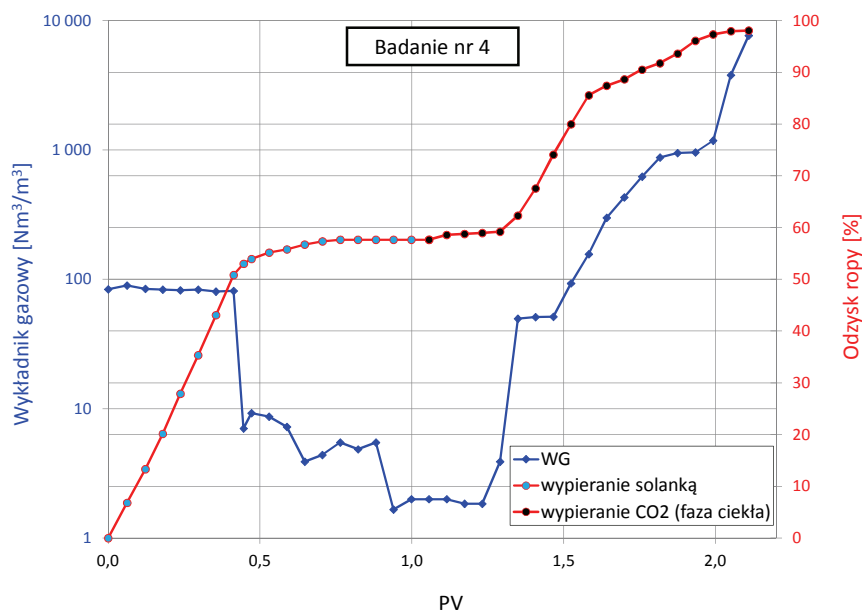
oczyszczaniu, a następnie ponownie sprawdzono parametry rdzeni. Po ich weryfikacji przystąpiono do prac badawczych.

Model złoża nasycono wodą z odwiertu Buszewo-12, a następnie ropą z tego samego złoża w warunkach PT złożowych. W tym przypadku nasycenie modelu wodą związaną oszacowano na poziomie $S_w = 0,38$.

Jako pierwsze medium wypierające ropę zastosowano wodę złożową z odwiertu Buszewo-12. Zatlaczanie wody dało efekt odropienia na poziomie 57,65%. Następnie przystąpiono do wypierania ropy ciekłym CO_2 . Takie poprowadzenie eksperymentu miało sprawdzić tezę, według której stosowanie wypierania ropy CO_2 po zawodnieniu daje o wiele gorsze efekty niż zatlaczanie CO_2 bez wcześniejszej iniekcji wody złożowej, a więc bezpośrednio po metodach pierwszych eksploatacji (konsekwentnie jak w badaniu 2). Przebieg procesu wypierania przedstawiono na rysunku 6.

Uzyskany współczynnik odropienia cał-

kowitego uwzględniający wypieranie solanką, a następnie CO_2 (faza ciekła) wyniósł 98,07%.



Rys. 6. Przebieg badania wypierania wodą złożową/ solanką ($P = 414$ bar) oraz CO_2 w fazie ciekłej ($P = 414$ bar)

Wnioski

Na rdzeniach wiertniczych piaskowca węglowieckiego przeprowadzone zostały eksperymenty wypierania ropy z użyciem wody złożowej ze złoża Węglówka oraz CO_2 w fazie gazowej i ciekłej.

Pierwszy eksperyment miał na celu zobrazowanie różnicy wynikającej z zastosowania ciekłego CO_2 . W badaniu 1 wykorzystano wypieranie bez poprzedzającego go zatlaczania wody. Otrzymany współczynnik odropienia całkowitego symulacji, uwzględniający metody pierwsze – 38,0%, fazę I (wypieranie gazowym CO_2) – 12,8% oraz fazę II (wypieranie ciekłym CO_2) – 43,2%, wyniósł 94,0%. W eksperymencie 2 zatlaczanie ciekłego CO_2 poprzedzone zostało wypieraniem wodą. Uzyskany współczynnik odropienia całkowitego, obejmujący metody pierwsze – 37,7%, fazę I (wypieranie wodą złożową) – 21,0% oraz fazę II (wypieranie ciekłym CO_2) – 28,2%, wyniósł 86,9%. Jest to wynik niższy o ok. 7% od uzyskanego w poprzednim badaniu, co pozwala stwierdzić, że piaskowiec węglowiecki posiada zwilzalny charakter matrycy skalnej. Szacowany uzysk dodatkowej ropy, w wyniku nawadniania, w obecnych warunkach złożowych – według badań laboratoryjnych – to ok. 20%.

Na rdzeniach wiertniczych dolomitu głównego przeprowadzone zostały eksperymenty wypierania ropy z użyciem wody złożowej ze złoża BMB oraz CO_2 w fazie ciekłej.

Badanie 3 miało na celu określenie, jaką wartość odropienia uzyskamy przy zastosowaniu ciekłego CO_2 bez poprzedzającego wypierania wodą. Współczynnik odropienia całkowitego symulacji wyniósł 93,7%. W eksperymencie 4 zatlaczanie ciekłego CO_2 następowało po etapie wypierania ropy wodą. Uzyskany współczynnik odropienia całkowitego, uwzględniający fazę I (wypieranie wodą złożową) – 57,6% oraz fazę II (wypieranie ciekłym CO_2) – 40,4%, wyniósł 98%. Wynik ten był o 4% wyższy niż w badaniu bez wcześniejszego wypierania wodą. Takie poprowadzenie eksperymentu miało zweryfikować doniesienia literaturowe [1], według których w niektórych przypadkach zatlaczanie CO_2 jako metoda trzecia po zabiegu nawadniania jest przedsięwzięciem nieefektywnym.

Jak wykazano w badaniu 4, w przypadku skał dolomitu głównego ze złoża BMB o mieszanej zwilzalności (z przewagą ropozwilzalności) proces zatlaczania CO_2 bezpośrednio po nawadnianiu jest w pełni efektywny.

Niepewność wyznaczenia współczynnika odropienia w przeprowadzonych badaniach oszacowano na podstawie dokładności pomiaru objętości ropy martwej w cylindrze miarowym otrzymanej po każdym z wykonanych eksperymentów. Oszacowana niepewność nie przekracza 2% dla wszystkich pomiarów.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Fizyczne modelowanie procesów wypierania ropy dwutlenkiem węgla jako metody trzeciej po nawadnianiu złoża* – praca INiG na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 78/KB/13, nr archiwalny: DK-4100-78/13.

Literatura

- [1] Berenblyum R.: *Обзор опыта закачки CO₂ для повышения нефтеотдачи или захоронения. Лабораторные исследования и моделирование.* Materiały konferencyjne, Geopetrol 2012.
- [2] Lubas J., Szott W., Dziadkiewicz M.: *Analiza możliwości zwiększenia stopnia szczywania zasobów złóż ropy naftowej w Polsce.* Nafta-Gaz 2012, nr 8, s. 481–489.
- [3] Lubas J., Szott W.: *Projects of Enhanced Gas and Oil Recovery Using CO₂ Sequestration Processes in Poland.* Nafta-Gaz 2012, nr 6, s. 350–358.
- [4] Rychlicki S., Stopa J.: *Kryteria typowania złóż do zastosowania zaawansowanej metody wydobycia ropy naftowej poprzez zatłaczanie CO₂.* Gospodarka Surowcami Mineralnymi 2011.
- [5] Stalkup Z.: *Miscible Displacement.* SPE AIME 1984.
- [6] Szott W. i in.: *Program wspomaganie wydobycia ropy i gazu z krajowych złóż przy zastosowaniu zatłaczania CO₂. Zadanie 1.1.5. Ocena zwiększenia zasobów wydobywalnych w wyniku zastosowania metod CO₂-EOR i CO₂-EGR w krajowych złóżach węglowodorów.* INiG, Krosno 2012.
- [7] Wojcicki A., Smakowski T.: *Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z programem ich monitorowania. Zadanie 1.2.2. Wykonanie modelu efektywności ekonomicznej zastosowania metod CO₂-EOR i CO₂-EGR.* PIG, Warszawa 2012.
- [8] Zitha P., Felder R., Zornes D., Brown K., Mohanty K.: *Increasing Hydrocarbon Recovery Factors.* SPE 2011.



Mgr inż. Sławomir SZUFLITA
Asystent w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: szuflita@inig.pl

LABORATORIUM TECHNIK EKSPLOATACJI GAZOCIĄGÓW

Badania terenowe z zakresu:

- kontroli systemu zabezpieczeń rurociągów i zbiorników przed korozją,
- skuteczności działania ochrony katodowej,
- stanu powłoki izolacyjnej rurociągów metodą DCVG,
- szybkości korozji metodami rezystancyjnymi,
- oddziaływania prądów błądzących pochodzących z trakcji kolejowej, tramwajowej oraz linii wysokiego napięcia,
- lokalizacji trasy rurociągu, kabli oraz anod,
- opracowywania koncepcji ochrony katodowej na obiektach.

Laboratorium jest wyposażone w nowoczesny sprzęt pomiarowy pozwalający na długotrwałe rejestracje parametrów elektrycznych.

Posiadamy odpowiednią wiedzę, doświadczenie oraz niezbędne zaplecze sprzętowe do wykonywania oceny skuteczności ochrony katodowej i oceny stanu powłok izolacyjnych na rurociągach i zbiornikach.

Kontakt:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
www.inig.pl office@inig.pl

Badania laboratoryjne z zakresu:

- systemów powłokowych, powłok izolacyjnych PE, PP, PUR, taśm nawojowych, materiałów termokurczliwych i termozgrzewalnych oraz materiałów naprawczych,
- szczelności powłok,
- wytrzymałości,
- starzenia,
- odporności powłok na odrywanie pod wpływem katodowej polaryzacji stali.

Kierownik Laboratorium Techniki Eksploatacji Gazociągów:

Paweł Stochaj
tel.: 12 61-77-437, 502 684 445
e-mail: stochaj@inig.pl



INSTYTUT NAFTY I GAZU
Państwowy Instytut Badawczy