

## Możliwości zastosowania zaawansowanych metod wspomagania wydobywania ropy naftowej ze złóż dojrzałych

### The possibility of applying advanced methods of oil recovery from mature reservoirs

Jan Lubaś<sup>1</sup>, Jerzy Stopa<sup>2</sup>, Marcin Warnecki<sup>1</sup>, Mirosław Wojnicki<sup>1</sup>

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

<sup>2</sup> Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

**STRESZCZENIE:** Ze względu na malejącą w Polsce liczbę odkryć jeszcze bardziej ważne staje się osiągnięcie możliwie wysokich wskaźników stopnia szczypania zasobów zagospodarowanych złóż ropy naftowej. W ostatnich miesiącach 2018 r. nastąpił radykalny wzrost cen europejskich uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (z 5 do ponad 20 euro/t), dlatego jeszcze większe niż dotychczas może być znaczenie dwutlenku węgla w metodach CO<sub>2</sub>-EOR (ang. CO<sub>2</sub> – enhanced oil recovery). W publikacji przedstawiono wyniki aktualnych badań i analiz przeprowadzonych w Katedrze Inżynierii Naftowej Akademii Górniczo-Hutniczej oraz Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego. Pierwsze z nich dotyczyły szeregu symulacji komputerowych różnych procesów rewitalizacyjnych możliwych do wykonania na złożach karpaccich, ze szczególnym uwzględnieniem metod CO<sub>2</sub>-EOR i CO<sub>2</sub>-CCS (ang. CO<sub>2</sub> – carbon capture and storage). Zilustrowano wyniki efektywności ekonomicznej badanych metod na złożach Podkarpacia. W dalszej części przedstawiono rezultaty podobnych symulacji wykonanych w INiG – PIB na modelach geologicznych wybranych złóż. Wykazały one, że przyrost szczypania złoża przy zastosowaniu CO<sub>2</sub> może być bardzo wysoki – w zakresie 23–57%. Oprócz symulacyjnych analiz efektywności omówiono również wyniki badań wykonanych na fizycznych modelach złoża, tj. metody naprzemiennego zatłaczania wody i ditlenku węgla WAG-CO<sub>2</sub> (z ang. water alternating gas). Eksperymenty wypierania prowadzono na dolomitowych rdzeniach odpowiadających skale zbiornikowej, charakterystycznej dla złóż ropy naftowej na Niżu Polskim, z wykorzystaniem oryginalnych płynów złożowych. Dzięki możliwości wykonywania badań przy zadanym ciśnieniu i temperaturze możliwie dokładnie odwzorowano warunki panujące w złożu. Proces WAG prowadzono w reżimie mieszającym i zastosowano go jako metodę trzecią po uprzednim nawadnianiu. Na podstawie przeprowadzonych badań wykazano wysoką skuteczność procesu w zadanych warunkach, uzyskując stopień szczypania na poziomie 80–95%. Przyrost stopnia odropienia w odniesieniu do kontynuacji procesu nawadniania był znaczący i zawierał się w zakresie 30–40%. Przytoczono również wyniki badań wybranych polimerów stosowanych w procesach nawadniania.

Słowa kluczowe: wspomaganie wydobywania ropy naftowej, przemienne zatłaczanie wody i gazu, CO<sub>2</sub>-EOR.

**ABSTRACT:** Due to the decreasing number of discoveries in Poland, it is of even more importance and necessary to take care of achieving the highest possible oil recovery from the reservoirs. In the last months of 2018 there has been a radical increase in the prices of European CO<sub>2</sub> Emission Allowances (from 5 to over 20 EUR/t), which is why the significance of carbon dioxide in CO<sub>2</sub>-EOR methods may be even greater than before. The publication presents the results of recently performed tests and analysis carried out at the Oil Engineering Department of the AGH University of Science and Technology and the Department of Oil and Gas Reservoir Testing of the Oil and Gas Institute – National Research Institute. The first of them concerned a number of computer simulations of various revitalization processes possible to be carried out on the Carpathian Foredeep oil fields, with particular emphasis on CO<sub>2</sub>-EOR and CO<sub>2</sub>-CCS methods. The results of the economic effectiveness of the tested methods on the Carpathian reservoirs are presented. In a later section, the results of similar simulations carried out at INiG – PIB on geological models of selected reservoirs are presented. In addition to the simulation analysis of the effectiveness of the CO<sub>2</sub>-EOR method, the results of tests carried out on physical reservoir models, i.e. the methods of water alternating gas injection (WAG-CO<sub>2</sub> process), were also discussed. The research results of selected polymers used in water flooding processes were also presented.

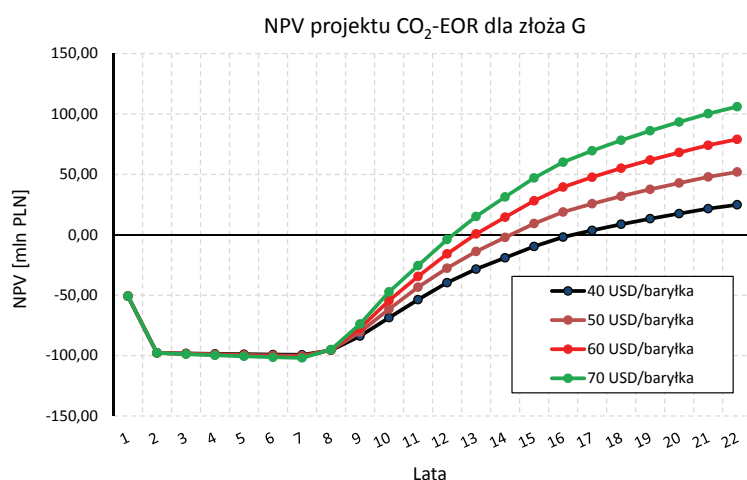
Key words: enhanced oil recovery, water alternating gas process, CO<sub>2</sub>-EOR.

Autor do korespondencji: J. Lubaś, e-mail: [jan.lubas@inig.pl](mailto:jan.lubas@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji 10.10.2018 r. Zatwierdzono do druku 4.01.2019 r.

Ze względu na spadek światowych cen ropy naftowej znacznie zmniejszyła się liczba nowych odkryć dużych złóż węglowodorów (British Petroleum, 2015). Również w Polsce w ostatnich kilkunastu latach nie odkryto nowych znaczących złóż ropy naftowej. Skutkiem tego obserwowany jest znaczny wzrost znaczenia złóż dojrzałych. Złożem dojrzałym (ang. *mature field*) określa się takie złożo węglowodorów, z którego wydobycie osiągnęło już maksymalny poziom i zaobserwowano spadek wydajności (Ahmed i Meehan, 2012). Współczynnik szczypania złoża, który można uzyskać metodami pierwszymi, w zależności od systemu energetycznego złoża, może osiągnąć zwykle około 20%. Jednak w pewnych sytuacjach, jak wykazały badania wykonane w INIG – PIB, w przypadku niewdrożenia metody nawadniania złoża B-3 jego stopień szczypania osiągnąłby jedynie 10% zasobów geologicznych (Lubaś et al., 2012; Lubaś, 2013). Potwierdziły to zjawiska występujące na złożu w początkowej fazie jego eksploatacji. Spośród metod wspomaganie wydobycia ropy naftowej – w kraju aktualnie prowadzone są procesy nawadniania złóż morskich, zatłaczanie nadmiarowego gazu ziemnego, zatłaczanie wody oraz mikrobiologiczne nawadnianie stosowane na złożach lądowych.

W Katedrze Inżynierii Naftowej AGH (KIN AGH) wykonano szereg symulacji komputerowych różnych procesów rewitalizacyjnych możliwych do przeprowadzenia na złożach karpaccich. W ramach projektu MUSE, finansowanego z Funduszy Norweskich, w latach 2014–2016 rozważano możliwości zastosowania CO<sub>2</sub>-EOR w połączeniu z CO<sub>2</sub>-CCS. Przykładowe wyniki analizy ekonomicznej pokazano na rysunku 1.



**Rys. 1.** Symulacja efektywności ekonomicznej projektu CO<sub>2</sub>-EOR na Podkarpaciu, KIN AGH, 2016

**Fig. 1.** Simulation of the economic efficiency for CO<sub>2</sub>-EOR project located in Subcarpathian region, KIN AGH, 2016

W przypadku innego złoża karpacciego rozważano różne możliwe metody rewitalizacji. Wyniki symulacji efektywności ekonomicznej pokazano w tabeli 1.

**Tabela 1.** Symulacja efektywności ekonomicznej po 15 latach trwania różnych projektów rewitalizacji złoża na Podkarpaciu, KIN AGH, 2014

**Table 1.** Simulation of the economic efficiency after 15 years duration of various projects for reservoir revitalization in Subcarpathian region, KIN AGH, 2014

Wariant	Cena ropy	NPV [mln zł]		
		60 [\$/bbl]	90 [\$/bbl]	120 [\$/bbl]
Produkcja bez zmian		4,966	7,449	9,932
Szczelinowanie hydrauliczne		2,971	5,957	8,942
Odwiert horyzontalny 400 m		3,908	9,261	14,615
Odwiert horyzontalny 500 m		5,664	12,496	19,328
Odwiert wielodenny CT		6,964	10,946	14,928
Dwa odwierty horyzontalne		-3,763	4,556	12,875

W pracach konsorcjum Instytutu Nafty i Gazu i Państwowego Instytutu Geologicznego, w ramach projektu finansowanego przez Ministerstwo Środowiska pt. „Program wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO<sub>2</sub>” (Lubaś et al., 2015):

- oceniono możliwości zwiększenia krajowych zasobów wydobywalnych ropy naftowej i gazu ziemnego przy wykorzystaniu metod CO<sub>2</sub>-EOR/EGR (na przykładzie wytypowanych złóż);
- określono potencjał składowania CO<sub>2</sub> w wytypowanych polskich złożach węglowodorów przy wykorzystaniu metod CO<sub>2</sub>-EOR/EGR;
  - przeprowadzono wstępną analizę opłacalności ekonomicznej metod CO<sub>2</sub>-EOR/EGR dla wytypowanych złóż.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki symulacji wykonanych na modelach kilku złóż.

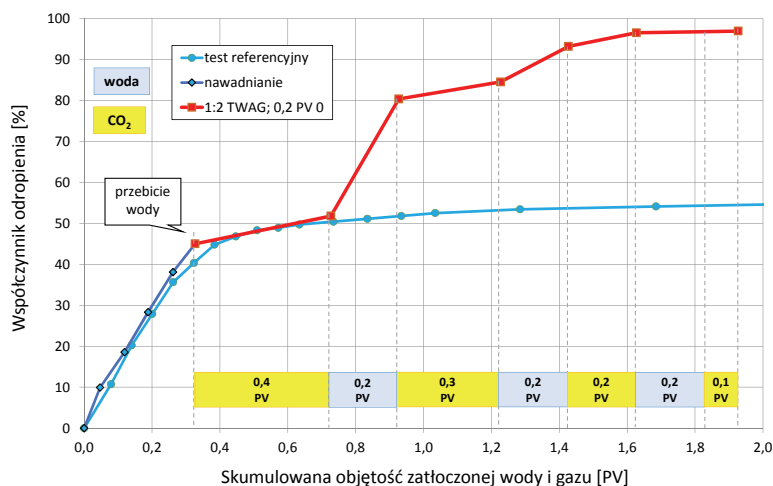
Jedną z bardziej interesujących metod wspomaganie wydobycia z dojrzałych złóż ropy naftowej jest naprzemienne zatłaczanie wody i gazu (WAG). Odpowiednio sparametryzowane cykliczne zatłaczanie wody z gazem pozwala na skuteczną kontrolę współczynnika mobilności gazu, poprawiając tym samym efektywność procesu wypierania ropy. Istnieje kilka wariantów metody WAG, a podstawowy i najważniejszy podział z punktu widzenia zjawisk zachodzących w złożu wynika z ciśnienia, przy którym prowadzony jest proces zatłaczania, i jego relacji względem zmieszania się zatłaczanego gazu z pozostającą w złożu ropą (Wojnicki, 2017b). Gaz może być zatłaczany w warunkach mieszania się

**Tabela 2.** Końcowy stopień szczypania zasobów ropy analizowanych złóż  
**Table 2.** Final oil recovery factor for analyzed reservoirs

Złoże	Bez użycia CO <sub>2</sub> -EOR	Najlepszy wynik dla CO <sub>2</sub> -EOR	Przyrost szczypania
	[%]	[%]	[%]
B	29,37	52,43	23,06
G	25,20	90,03	64,83
K	25,41	47,73	22,32
N	46,44	73,14	26,70
R	35,53	92,25	56,72
W	17,88	41,79	23,91

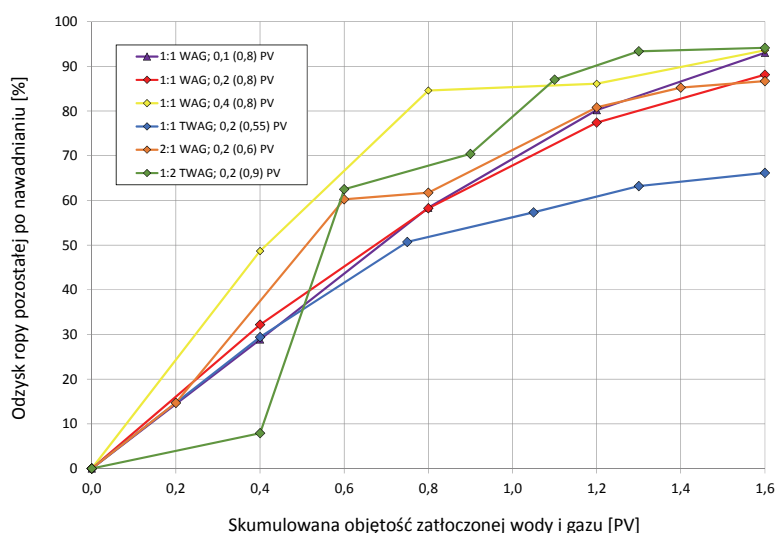
z ropą – proces mieszający (z ang. *miscible WAG* – MWAG) lub w reżimie niemieszającym (z ang. *immiscible WAG* – IWAG). Parametrem niezwykle istotnym dla projektowania wspomaganego wydobycia z wykorzystaniem gazu i rozgraniczającym obydwie warianty WAG jest minimalne ciśnienie mieszania (z ang. *minimum miscibility pressure* – MMP). Wyznacza się je każdorazowo dla konkretnej pary płynów (ropy złożowej i zatłaczanego gazu). Zdecydowana większość projektów WAG na świecie realizowana jest w reżimie mieszania gazu z ropą, co wynika z dużo lepszej efektywności procesu MWAG. Mieszanie to stan, w którym płyny mieszają się ze sobą w dowolnym stosunku bez rozdzielania na dwie fazy. W trakcie mieszania zachodzi transfer masowy składników pomiędzy fazą ropną obecną w złożu a przepływającą fazą gazową. Mieszalność ma wpływ na efektywność wypierania w skali mikro. Oddziałuje ona na liczbę kapilarną poprzez zmniejszenie napięcia powierzchniowego. Do osiągnięcia pełnej mieszalności niezbędne jest zerowe napięcie powierzchniowe, co w efekcie prowadzi do bardzo wysokich liczb kapilarnych i niemal doskonałego przemieszczenia w skale porowej. Kolejnymi procesami pozytywnie wpływającymi na mobilność ropy przy zatłaczaniu gazu jest zwiększenie jej objętości (poprzez nasycenie gazem) oraz zmniejszenie lepkości. Zatłaczana po fazie gazowej porcja wody pozwala na efektywne wypieranie (w skali makroskopowej) „uruchomionej” ropy i na stabilizację frontu wypierania (Afzali et al., 2018). Efektywność metody WAG zależy od odpowiedniego doboru głównych parametrów procesu, tj. stosunku ilości zatłaczanej wody do gazu (ang. *WAG ratio*), wielkości zatłaczanych porcji (ang. *slug size*) i schematu zatłaczania (ang. *injection scheme*). W tym celu niezbędne jest wykonanie odpowiednich badań laboratoryjnych i symulacji złożowych dla konkretnych warunków termobarycznych z wykorzystaniem oryginalnych płynów złożowych. W procesach WAG stosowane są gazy węglowodorowe, ditlenek węgla, azot, gazy kwaśne (zawierające siarkowodór) oraz gazy odpadowe (poprocesowe lub spalinowe). Połączenie wspomaganego wydobycia

z dojrzałych złóż ropy z geologiczną sekwestracją CO<sub>2</sub> jest w pełni uzasadnionym rozwiązaniem, gdyż szczypane złoża węglowodorów cechują się dobrym rozpoznaniem (struktury i parametrów zbiornikowych) oraz szczelnością zweryfikowaną w skali czasu geologicznego. Obecnie obserwuje się duże zainteresowanie metodami CO<sub>2</sub>-EOR ze względu na wciąż zaostrzające się limity emisyjne dla CO<sub>2</sub> i rządowe oraz międzynarodowe wsparcie dla projektów realizujących założenia gospodarki nisko-węglowej/niskoemisyjnej. Podobnie gazy poprocesowe (np. zawierające H<sub>2</sub>S) mogą być użyte w procesach WAG-EOR i powrotnie wtłoczone do złoża z korzyścią dla środowiska. Gazy węglowodorowe, towarzyszące wydobyciu ropy, stosowane są głównie w realizacji projektów WAG na złożach głębokomorskich ze względu na kwestie logistyczne. Pozostałe gazy (gaz spalinowy, azot) są zdecydowanie rzadziej wykorzystywane w procesach WAG. Zastosowanie gazu spalinowego uwarunkowane jest łatwością dostępu (bliskość emitenta), natomiast azot może być wytwarzany w dowolnej lokalizacji, lecz wiąże się to z koniecznością budowy instalacji kriogenicznej do separacji powietrza. Pomimo potwierdzonej skuteczności procesu WAG (na przestrzeni blisko 60 lat stosowania) i tendencji do ciągłego wzrostu zainteresowania tą metodą w skali światowej nie była ona jednak stosowana w naszym kraju. Mając na uwadze potencjalne korzyści z wprowadzenia metody na rodzimych złożach, w INiG – PIB przeprowadzono pilotażowe badania eksperymentalne procesu WAG na fizycznym modelu złoża (długie rdzenie) w warunkach termobarycznych odpowiadających dużym złożom ropy na Niżu Polskim. Eksperymenty wykonywano na baterii zbudowanej z dolomitowych rdzeni, o średniej przepuszczalności 45 mD i porowatości 23%, przy utrzymaniu stałej temperatury i ciśnienia ( $T = 119^{\circ}\text{C}$ ,  $P = 370$  bar). Rdzenie nasycono oryginalnymi płynami złożowymi, tj. solanką i ropą uzyskaną na drodze rekombinacji separatorowych próbek ropy i gazu, a jako płynów wypierających użyto ditlenku węgla i mieszaniny wody złożowej z wodą podpowierzchniową. Proces WAG zastosowano jako metodę trzecią wspomaganego wydobycia – po uprzednim procesie nawadniania. Gaz zatłaczany był w reżimie mieszania, a MMP wyznaczono na podstawie symulacji PVTsim, opartych na modelu płynu złożowego. Na podstawie przeprowadzonych serii badawczych potwierdzono skuteczność metody w zadanych warunkach termobarycznych, uzyskując wysokie współczynniki odropienia – na poziomie 80–95%. Zastosowanie procesu WAG jako metody trzeciej (w momencie przebiccia wody) wspomaganego wydobycia dało znaczące rezultaty w postaci wzrostu stopnia szczypania rzędu 30–40% w odniesieniu do kontynuacji procesu nawadniania (rys. 2).



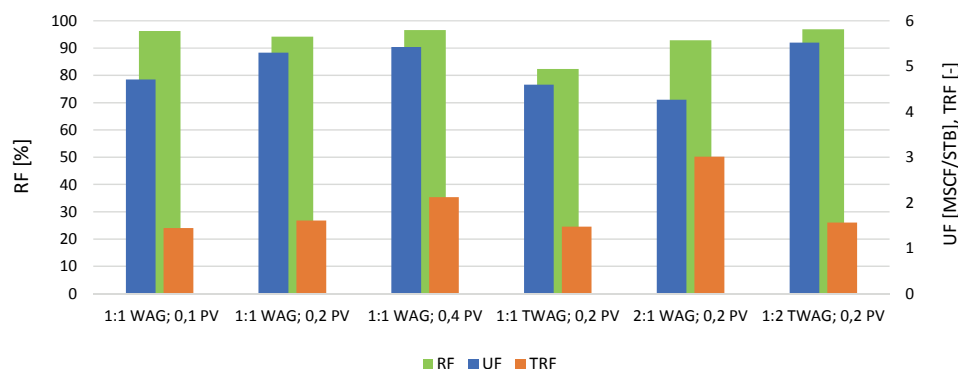
**Rys. 2.** Przebieg przykładowego eksperymentu WAG w odniesieniu do kontynuacji procesu nawadniania, INiG – PIB, cyfry oznaczają wskaźnik proporcji woda–gaz (Wojnicki et al., 2017)

**Fig. 2.** A plot showing exemplary WAG experiment in relation to the continuation of waterflooding process, INiG – PIB, digits indicate the water-gas ratio (Wojnicki et al., 2017)



**Rys. 3.** Zestawienie krzywych odropienia procesu WAG w odniesieniu do ropy pozostającej po nawadnianiu, w nawiasach podano ilość zatłoczonego gazu (Wojnicki, 2017a)

**Fig. 3.** A comparison of WAG process recovery curves in relation to the oil remaining after waterflooding, the amount of gas injected is shown in brackets (Wojnicki, 2017)



**Rys. 4.** Analiza efektywności poszczególnych wariantów WAG z wykorzystaniem RF, UF i TRF

**Fig. 4.** Analysis of the effectiveness of different WAG variants regarding RF, UF and TRF

Poszczególne serie badawcze różniły się głównymi parametrami procesu WAG, a ich wpływ na efektywność procesu można obserwować na rysunku 3. W dwóch przypadkach zastosowano tzw. *tapered* WAG (TWAG), czyli stopniowe zmniejszenie ilości gazu w stosunku do ilości wody w danym cyklu. Na podstawie analizy uzyskanych wyników należy stwierdzić, że efektywność procesu WAG zależy nie tylko od ilości zatłoczonego gazu, ale również w dużej mierze od zastosowanego schematu zatłaczania.

W praktyce naftowej dla pełniejszego zobrazowania efektywności poszczególnych wariantów procesu WAG w stosunku do ilości zatłoczonego gazu ( $\text{CO}_2$ ) wykorzystywane są często dwa współczynniki. Są to: współczynnik szczypania dla metody trzeciej (z ang. *tertiary recovery factor* – TRF) i współczynnik wykorzystania gazu (ang. *utilization factor* – UF). TRF pozwala na znormalizowanie uzyskanych wyników odropienia względem ilości zatłoczonego gazu i jest definiowany jako iloraz objętości ropy odzyskanej w procesie WAG i objętości ropy pozostającej po nawadnianiu w stosunku do ilości zatłoczonego gazu. Jest to wartość bezwymiarowa – im większa, tym lepsza efektywność. Współczynnik UF został zdefiniowany jako objętość gazu potrzebna do wydobywania baryłki ropy i wyrażony jest w  $\text{Mscf/bbl}$ . W tym przypadku im mniejsza wartość (mniejsza ilość gazu), tym lepsza skuteczność procesu. Te dwa współczynniki pomagają przeanalizować efektywność badanych wariantów procesów EOR nie tylko pod kątem ostatecznego stopnia szczypania (RF), ale co ważne dla ekonomiki projektu – wykorzystania zatłaczanego gazu. Zestawienie współczynników RF, UF i TRF dla analizowanych wariantów procesu WAG przedstawiono na rysunku 4.

Pozytywne rezultaty skłaniają do prowadzenia dalszych badań w tym obszarze, obejmujących m.in. wykorzystanie innych gazów, wpływ składu wody/zasolenia na efektywność procesu czy zastosowanie innych wariantów metody, np. wykorzystanie wody

zmodyfikowanej polimerami (ang. *polymer alternating gas* – PAG), środkami powierzchniowo czynnymi (ang. *surfactant alternating gas* – SAG) lub FWAG (ang. *foam-assisted WAG*).

W INiG – PIB badane są również procesy nawadniania z wykorzystaniem polimerów. W badaniach wykonanych na fizycznych modelach złoża wyselekcjonowano najbardziej efektywne polimery dla środowiska rop beziarkowych, zaszarczonych oraz w zakresie temperatur złożowych w przedziale 60–120°C. Przyrosty odropienia uzyskane w eksperymentach wypierania ropy na fizycznych modelach złoża osiągały wartość od 10% do 20% wyższą w stosunku do nawadniania wodą niemodyfikowaną.

### Podsumowanie

Czasy „łatwej” eksploatacji węglowodorów dobiegają końca. Większość złóż ropy naftowej jest obecnie w dojrzałym stadium eksploatacji, co wiąże się ze spadkami wydobywania. Wraz z postępującym rozwojem gospodarczym globalne zapotrzebowanie na ropę naftową stale wzrasta. Mniejsza liczba odkryć nowych „konwencjonalnych” złóż sprawia (na jedną odkrywającą baryłkę przypada 3–5 wydobywanych), że zwiększenie wydobywania ropy naftowej, a nawet utrzymanie go na obecnym poziomie jest możliwe tylko przy lepszym wykorzystaniu eksploatowanych zasobów. Ma to swoje odzwierciedlenie w ogólnoświatowym trendzie zwiększonego zainteresowania rozwojem i szerszym zastosowaniem zaawansowanych metod wspomaganie wydobywania ropy (EOR). Obecnie powszechnym standardem jest planowanie wdrożenia metod EOR już na etapie pozyskiwania koncesji eksploatacyjnej, by zapewnić możliwość wprowadzenia ich w odpowiednim momencie eksploatacji dla maksymalnego szczytowania złoża. Wie- le dojrzałych krajowych złóż ropy naftowej mogłoby uzyskać

„drugie życie” i przynieść wymierne korzyści ekonomiczne po wprowadzeniu odpowiedniej metody wspomaganie wydobycia. Dodatkowym bodźcem jest globalna polityka nisko-węglowa i związane z nią stale rosnące limity i koszty emisji – projekty EOR z wykorzystaniem CO<sub>2</sub> uzyskują międzynarodowe i rządowe wsparcie ekonomiczne.

Artykuł został opracowany na podstawie referatu wygłoszonego na Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej GEOPETROL 2018 pt.: *Rozwój technik poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów*. Zakopane-Kościelisko, 17–20.09.2018 r.

### Literatura

- Afzali S., Rezaei N., Zendeheboudi S., 2018. A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*, 227: 218–246. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.015.
- Ahmed T.H., Meehan D.N., 2012. *Advanced reservoir management and engineering*. Gulf Professional Publishing.
- British Petroleum, 2015. *BP Energy Outlook 2035*. London. <<http://www.bp.com/energyoutlook>> (dostęp: 31.07. 2015).
- Lubaś J., 2013. O potrzebie bardziej dynamicznego wdrażania metod wspomaganie wydobywania ropy naftowej z krajowych złóż. *Nafta-Gaz*, 10: 744–750.
- Lubaś J., Szott W., Dziadkiewicz M., 2012. Analiza możliwości zwiększenia stopnia szczytowania zasobów złóż ropy naftowej w Polsce. *Nafta-Gaz*, 8: 481–489.
- Lubaś J., Szott W., Wójcicki A., 2015. Wspomaganie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z polskich złóż z wykorzystaniem CO<sub>2</sub> i jego równoczesną sekwestracją. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 465: 45–46.
- Wojnicki M., 2017a. Experimental investigations of oil displacement using the WAG method with carbon dioxide. *Nafta-Gaz*, 11: 864–870. DOI: 10.18668/NG.2017.11.06.
- Wojnicki M., 2017b. Wspomaganie wydobywania ropy metodą naprzemiennego zatłaczania wody i gazu (WAG). *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 8: 4–8.
- Wojnicki M., Warnecki M., Kuśnierczyk J., Szufflita S., 2017. Ocena skuteczności wypierania ropy metodą WAG z wykorzystaniem gazów kwaśnych. Praca własna Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, nr 1887/KB/17: 60.



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



Prof. dr hab. inż. Jerzy STOPA  
Profesor zwyczajny  
Kierownik Katedry Inżynierii Naftowej  
Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława  
Staszica. Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu  
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków  
E-mail: [stopa@agh.edu.pl](mailto:stopa@agh.edu.pl)



Dr inż. Marcin WARNECKI  
Kierownik Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [marcin.warnecki@inig.pl](mailto:marcin.warnecki@inig.pl)



Mgr inż. Mirosław WOJNICKI  
Asystent w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [miroslaw.wojnicki@inig.pl](mailto:miroslaw.wojnicki@inig.pl)