

STANISŁAW RYCHLICKI\*, JERZY STOPA\*\*,  
BARBARA ULIASZ-MISIAK\*\*\*, LUDWIK ZAWISZA\*\*

## Kryteria typowania złóż do zastosowania zaawansowanej metody wydobycia ropy naftowej poprzez zatłaczanie CO<sub>2</sub>

### Wprowadzenie

Wydobycie ropy naftowej ze złoża prowadzi się metodami pierwotnymi wykorzystującymi naturalną energię złoża, metodami wtórnymi polegającymi głównie na fizycznym wypieraniu ropy (wsparcie sił naturalnych) oraz metodami trzecimi, w których dodatkowe rodzaje energii wspomagają proces wydobywania. Metodami pierwotnymi i wtórnymi można wydobyć około jedną trzecią ropy naftowej znajdującej się w złożach. W przypadku rop lekkich i średnich można uzyskać wydobywanie na poziomie 25–35% zasobów geologicznych, dla rop ciężkich współczynnik ten jest mniejszy i wynosi około 10%. W złożach uznanych obecnie za wyeksploatowane pozostają duże ilości ropy, których nie można wydobyć konwencjonalnymi metodami, do ich eksploatacji należy stosować metody trzecie.

Jedną z zaawansowanych (trzecich) metod eksploatacji i sposobem na zwiększenie współczynnika odropienia złoża jest zatłaczanie CO<sub>2</sub> do złóż ropnych (CO<sub>2</sub>-EOR). Dytlenek węgla jest stosowany jako czynnik zwiększający wydobywanie ropy ze względu na to, że umożliwia podtrzymanie ciśnienia złożowego, zmniejsza lepkość ropy i ułatwia jej przemieszczanie się w złożu, zwiększa objętość i zmniejsza gęstość ropy, wchodzi w reakcje geochemiczne ze skałami oraz może mieszać się z ropą.

Złoża ropy naftowej w Polsce eksploatowane są pierwotnymi metodami eksploatacji wraz z technologiami intensyfikacji i stymulacji oraz przy zastosowaniu metod wtórnych.

---

\* Prof. dr hab. inż., \*\* Dr hab. inż., prof. AGH, \*\*\* Dr hab. inż., AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Naftowej, Kraków; e-mail: rychlick@agh.edu.pl

Przy obecnej, wysokiej cenie ropy naftowej rozważenie zastosowania metody CO<sub>2</sub>-EOR w Polsce jest uzasadnione ekonomicznie (Rychlicki i in. 2010).

Wykorzystanie tej metody może pozwolić na przedłużenie czasu wydobywania ropy ze złóż będących obecnie w końcowej fazie eksploatacji oraz na bardziej efektywne gospodarowanie zasobami złóż ropy naftowej w początkowym stadium eksploatacji.

### 1. Metody eksploatacji ropy naftowej

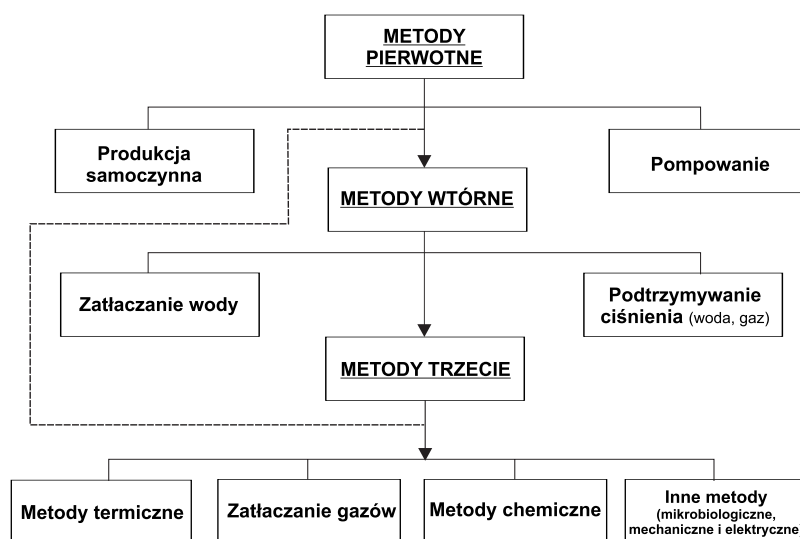
W trakcie eksploatacji złoża ropy naftowej, na początku, wydobywanie prowadzi się metodami pierwotnymi, w których produkcja zależy od naturalnej energii złoża. Po pewnym czasie naturalna energia złoża zostaje wyczerpana lub jest zbyt mała dla efektywnego wydobywania ropy naftowej, wtedy stosuje się metody wtórne. Umożliwiają one dostarczenie do złoża dodatkowej energii najczęściej pochodzącej z wtłaczanej do złoża wody lub gazu. Gdy wydobywanie metodami wtórnymi staje się nieefektywne ekonomicznie stosuje się metody trzecie. Dostarczają one dodatkowe rodzaje energii wspomagające proces eksploatacji, która uzupełnia lub zastępuje naturalne lub fizyczne mechanizmy wypierania wykorzystywane w metodach pierwotnych i wtórnych. Odpowiednikiem pojęcia „metody trzecie” jest wprowadzony przez *Society Petroleum Engineering* (SPE) termin *Enhanced Oil Recovery* (EOR), który odnosi się do procesów wydobywania ropy naftowej nie wydobytej za pomocą metod pierwotnych i wtórnych (Rychlicki i in. 2010).

Obecnie stosowane trzecie metody wydobywania ropy naftowej (EOR) można podzielić na cztery główne grupy (rys. 1):

- termiczne (stymulacja parą, cykliczne zatłaczanie pary oraz pary lub gorącej wody, spalanie w złożu),
- zatłaczanie gazów (mieszalne rozpuszczalniki, powietrze, azot i CO<sub>2</sub>),
- chemiczne (zatłaczanie polimerów, środków powierzchniowo-czynnych),
- inne metody (mikrobiologiczne, mechaniczne i elektryczne).

W większości z tych metod do złoża wtłaczane są substancje (woda, para wodna, roztwory polimerów, środki powierzchniowo-czynne, gazy). Jednym ze skutków wtłaczania jest wzrost różnicy ciśnienia pomiędzy odwiertem zatłaczającym a produkcyjnym; powoduje to zwiększenie przepływu w kierunku odwiertu eksploatacyjnego. W wielu metodach EOR chemiczne lub fizyczne właściwości zatłaczanych substancji zwiększają zdolność ropy do przemieszczania się w kierunku odwiertów produkcyjnych (Rychlicki i in. 2010).

Metody EOR pozwalają na zwiększenie produkcji z istniejących złóż naftowych. Na obszarach, gdzie eksploatacja ropy naftowej ma długą historię, stosowana jest zaawansowana technologia oraz złoża są dobrze rozpoznane i efektywnie eksploatowane, metody EOR zwiększają zasoby wydobywalne szybciej niż poszukiwanie nowych złóż (np. złoża w Stanach Zjednoczonych). W takim przypadku wzrost zasobów wydobywalnych w eksploatowanych złożach ma większe znaczenie dla przemysłu niż odkrywanie nowych złóż (Nummedal i in. 2003).



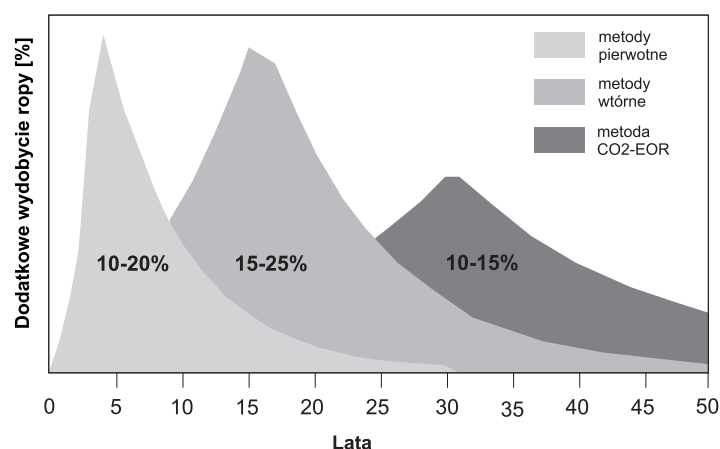
Rys. 1. Podział metod wydobywania ropy naftowej (na podstawie Rychlicki i in. 2010 ze zmianami)

Fig. 1. Oil recovery methods (after Rychlicki et al. 2010 with changes)

W Polsce złoża ropy naftowej eksploatowane są w większości metodami pierwotnymi, wtórne metody eksploatacji wykorzystywane były głównie w Karpatach w latach 1932–1987, w większości stosowano zatłaczanie powietrza – 13 projektów (5 pozytywnych), zatłaczanie gazu – 3 projekty (wszystkie pozytywne), metody mikrobiologiczne – 8 projektów (2 pozytywne) oraz zatłaczanie gazu i wody – 2 projekty pozytywne (Lubaś, Such 2008; Stopa i in. 2009). W złożach na Niżu Polskim od lat dziewięćdziesiątych XX wieku prowadzone jest zatłaczanie gazów kwaśnych ( $H_2S$  i  $CO_2$ ) do złóż Borzęcin i Kamień Pomorski w celu pozbycia się tych gazów (Lubaś, Stopa 2003; Tarkowski, Stopa 2007).

## 2. Ogólna charakterystyka metody CO<sub>2</sub>-EOR

Jedną z metod trzecich jest zatłaczanie ditlenku węgla (CO<sub>2</sub>-EOR). Zatłaczanie ditlenku węgla w celu uzyskania dodatkowego wydobywania ropy stosuje się od około 40 lat. Metodami pierwotnymi i wtórnymi wydobywa się około 25–45% ropy, wykorzystanie metody CO<sub>2</sub>-EOR pozwala na dodatkowe wydobywanie około 10–15% ropy (rys. 2). Zastosowanie tej technologii związane było ze wzrostem cen ropy naftowej na rynkach światowych w latach siedemdziesiątych XX wieku (Enhanced Oil... 1999; Stevens i in. 2001). Technologia ta została zapoczątkowana w USA, a następnie wdrożona w innych krajach: Turcji, Kanadzie, Trynidadzie, na Węgrzech (Enhanced Oil... 1999). Obecnie na świecie realizowanych jest ponad 100 projektów CO<sub>2</sub>-EOR, z których produkcja ropy w 2006 roku stanowiła około 5% światowej produkcji ropy metodami trzecimi. Dzienna światowa produkcja ropy wyniosła 10,7 mln m<sup>3</sup>/dobę, z tego produkcja z metody CO<sub>2</sub>-EOR stanowiła około 0,01%.



Rys. 2. Procent zasobów geologicznych ropy wydobyty metodami pierwotnymi, wtórnymi i metodą CO2-EOR w funkcji czasu (Bradley 2009)

Fig. 2. The percentage of the original oil in place extracted using primary, secondary and tertiary recovery methods as function of time (Bradley 2009)

Największym producentem ropy z zastosowaniem metody CO2-EOR są USA, gdzie wydobywanie ropy wzrosło o 31% między 1998 a 2006 rokiem. W 2006 roku w Stanach Zjednoczonych realizowano 86 projektów CO2-EOR, w ramach których produkowano około 37,8 tys. m<sup>3</sup>/dobę, co stanowiło około 4,6% całkowitej produkcji ropy (Croft, Feder 2007).

Pierwotnymi i wtórnymi metodami można wyeksploatować tylko część ropy zawartej w złożu. W złożu pozostaje ona w większości w postaci izolowanych kropli unieruchomionych w porach i kanałach porowych lub w formie tzw. filmu wokół ziarn skały. Efektywny proces EOR powinien uruchomić rozproszone krople ropy i utworzyć strefę nasyconą ropą (*oil bank*), która może migrować do odwiertu produkcyjnego. Metody EOR oddziałują w różnych skalach: od mikroskali – poziom pojedynczych porów – do makroskali, obejmującej np. część złoża. Zatlaczanie ditlenku węgla jest metodą, która może uruchomić tzw. ropę resztkową. Ditlenek węgla oddziałuje chemicznie i fizycznie ze skałami i zawartą w nich ropą, tworząc sprzyjające warunki do zwiększenia jej wydobywania (Tzimas i in. 2005).

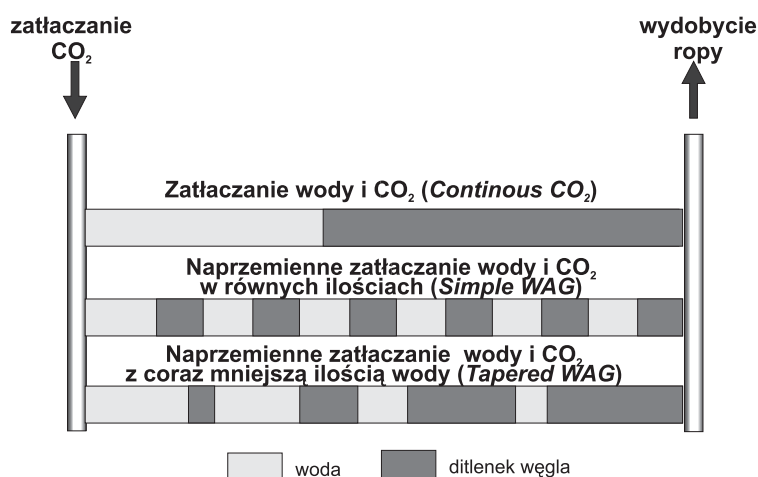
Ditlenek węgla zatlaczany do złoża ropy powoduje wypieranie ropy naftowej z porów skały. Główne zjawiska fizyczne towarzyszące temu procesowi związane są z zachowaniem mieszaniny ropy i ditlenku węgla. Należą do nich: zmniejszenie lepkości i gęstości ropy naftowej, odparowanie niektórych składników ropy, zmniejszenie napięcia powierzchniowego CO<sub>2</sub>–ropa i woda–ropa, zwiększenie przepuszczalności (Holm, Josenda 1974; Gaspar Ravagnani i in. 2009).

W zależności od składu ropy oraz ciśnienia i temperatury panujących w złożu ditlenek węgla z ropą naftową może być mieszalny (ropa i CO<sub>2</sub> mieszają się ze sobą) lub niemieszalny. W związku z tym zaawansowana metoda wydobywania CO2-EOR oparta jest na dwóch mechanizmach: CO2-EOR mieszalnym i CO2-EOR niemieszalnym.

Ze względu na możliwość uzyskania wyższego współczynnika odropienia większość funkcjonujących obecnie projektów CO<sub>2</sub>-EOR oparta jest na mechanizmie mieszalności (72 projekty z mechanizmem mieszalności i 7 projektów z mechanizmem niemieszalności na świecie w 2004 roku). W większości projektów EOR zatłaczania ditlenku węgla uzyskuje się dodatkowo od 5 do 19% ropy naftowej ponad wydobycie metodami pierwotnymi i wtórnymi, w instalacjach pilotowych uzyskano współczynnik około 20% (Lake, Walsh 2008; Carbon Dioxide... 2009).

Metody CO<sub>2</sub>-EOR można również podzielić na dwa rodzaje, opierając się na sposobie zatłaczania ditlenku węgla: metoda WAG zatłaczania na zmianę gazu i wody oraz metoda *gravity stabilised gas injection* (GSGI). W metodzie WAG ditlenek węgla jest zatłaczany do złoża jako pierwszy w celu poprawienia mobilności ropy. Potem zatłacza się wodę w celu przemieszczenia ropy do odwiertu produkcyjnego. Konkurencyjny przepływ ropy i CO<sub>2</sub> skutkuje zmniejszeniem mobilności każdej z faz, redukując występowanie języków lepkościowych. Dodatkowo obecność wody w złożu zwiększa wydobycie ropy, ponieważ tworzą się ścieżki dyfuzji dla ditlenku węgla do ropy unieruchomionej w porach skały zbiornikowej. W zależności od warunków złożowych wykorzystywane są różne schematy zatłaczania WAG (rys. 3). Różnią się one między sobą ilością ditlenku węgla zatłaczanego przed wodą (*CO<sub>2</sub> slug size*) i wydatkami zatłaczania. Drugą metodą *gravity stable gas injection* (GSGI) wprowadzania ditlenku węgla do złoża jest zatłaczanie go w najwyższą strefę złoża wymuszając ruch ropy w dół i do brzegu złoża, gdzie zlokalizowany jest odwiert wydobywczy. Ditlenek węgla, który może być mieszalny lub niemieszalny z ropą, jest wykorzystywany do podtrzymywania ciśnienia złożowego i ustabilizowania przemieszczania poprzez drenaż grawitacyjny w celu zwiększenia stopnia szczypania.

Metoda WAG może być stosowana na małą skalę (części złoża), podczas gdy GSGI jest stosowany dla całego złoża (Tzamis i in. 2005).



Rys. 3. Schemat metody CO<sub>2</sub>-EOR przemiennego zatłaczania ditlenku węgla i wody – WAG (Schulte 2004)

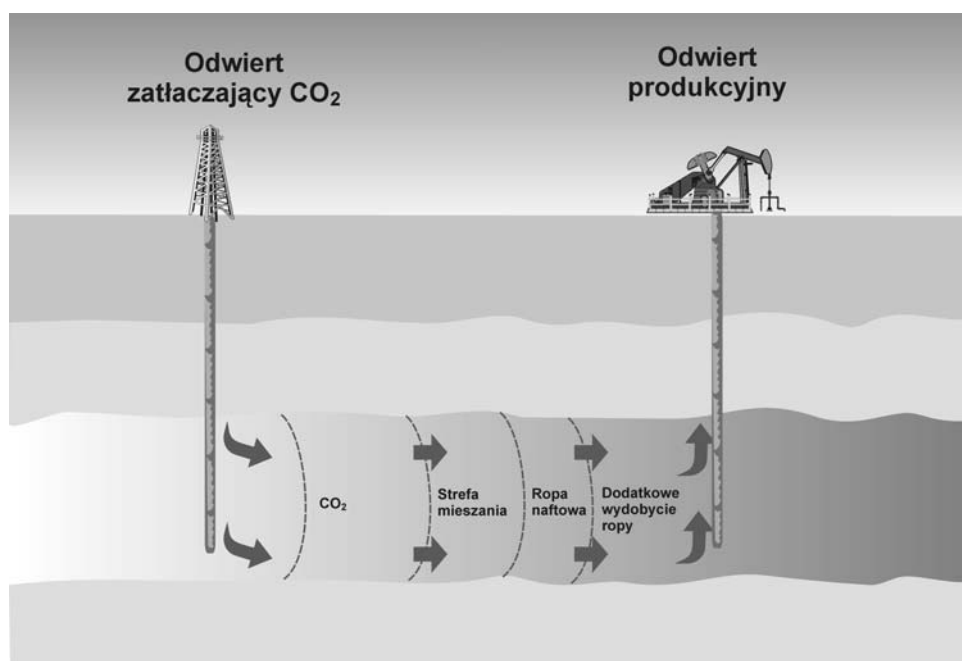
Fig. 3. Scheme of water-alternating-gas injection (CO<sub>2</sub>-EOR WAG method) (Schulte 2004)

## 2.1. CO<sub>2</sub>-EOR mieszalny

W odpowiednich warunkach ciśnienia złożowego i temperatury oraz składu ropy ditlenek węgla może być mieszalny z ropą. Ropa naftowa miesza się z gazem i tworzy jedną fazę ciekłą. W rezultacie tego oddziaływania zwiększa się objętość ropy, zmniejsza jej lepkość i napięcie powierzchniowe, co poprawia możliwości wydobycia ropy ze złoża. Zjawisko to zachodzi na głębokości poniżej 1200 m i przy gęstości ropy większej niż  $921,8 \text{ kg/m}^3$ ; w tych warunkach napięcie między ditlenkiem węgla i ropą zanika i dochodzi do ich mieszania.

Wypieranie ropy poprzez mieszanie jej z CO<sub>2</sub> można przedstawić jako proces, w którym zatłaczany gaz miesza się z ropą w złożu tworząc jedną fazę. W warunkach mieszalności ditlenek węgla zmniejsza siły kapilarne, utrzymujące ropę w porach skał. Wypieranie ropy w tych warunkach jest bardzo efektywne. Teoretycznie w warunkach mieszalności może zostać wydobyte 100% ropy zawartej w złożu; praktycznie możliwe jest dodatkowe wydobycie 10–20% ropy w stosunku do metod pierwotnych i wtórnych eksploatacji (por. rys. 4) (Enhanced Oil... 1999).

Przy pierwszym kontakcie ditlenku węgla z ropą nie od razu zachodzi proces mieszania. Warunki mieszania zmieniają się dynamicznie w złożu, w związku ze zmianami składu ropy, kiedy gaz przepływa przez złożo i stopniowo oddziałuje z ropą w procesie nazywanym *multiple contact miscibility* (MCM). Bezpośrednio po zatłoczeniu CO<sub>2</sub> do złoża i kontakcie z ropą, skład gazu początkowo jest wzbogacony w lotne składniki węglowodorowe ropy.



Rys. 4. Metoda mieszalnego wypierania ropy naftowej przez zatłaczanie ditlenku węgla

Fig. 4. Miscible CO<sub>2</sub> displacement method

Wywołuje to zmiany w składzie ropy, które umożliwiają mieszanie się ropy i ditlenku węgla (proces parowania). Tworzy się strefa mieszania między strefą nasyconą ropą i zatłaczanym ditlenkiem węgla. Oddziaływanie między CO<sub>2</sub> i ropą prowadzi do wymiany komponentów węglowodorowych z fazą gazową (Green, Willhite 2003).

Mieszalność ditlenku węgla z ropą jest ściśle zależna od ciśnienia. Proces ten w pełni zachodzi przy minimalnym ciśnieniu mieszania (*minimum miscibility pressure* – MMP), przy którym gęstość gazu jest zbliżona do gęstości ropy. Wartość MMP zależy od składu ropy i gazu oraz warunków złożowych (ciśnienia i temperatury). Zjawisko mieszania może wystąpić tylko wtedy, gdy ditlenek węgla jest zatłaczany pod ciśnieniem większym niż MMP. Wartość minimalnego ciśnienia mieszania jest podstawowym parametrem przy ocenie możliwości zastosowania metody mieszalnej dla poszczególnych złóż. Ciśnienie MMP może być szacowane na podstawie pomiarów laboratoryjnych (*slim tube* i *bubble apparatus*), empirycznych równań i modelowania termodynamicznego (Wang, Orr 1998; Yuan i in. 2004; Subhash i in. 2006; Elsharkawy i in. 2006).

W teorii cała ropa kontaktująca się z ditlenkiem węgla może być wydobyta; w praktyce dodatkowe wydobycie ropy jest zwykle rzędu 5–20% zasobów geologicznych (Goodyear 2003). Ograniczenia te są spowodowane między innymi następującymi przyczynami (Green, Willhite 2003):

- CO<sub>2</sub> musi pokonać pewien dystans w złożu przed osiągnięciem pełnej mieszalności,
- w złożu zachodzi przepływ nieustalony (języki lepkościowe) związany z łatwiejszym przepływem gazu niż ropy, co prowadzi do unieruchamiania ropy,
- wystąpienie szybkiego przebiccia ditlenku węgla powoduje rozdzielanie poszczególnych faz,
- CO<sub>2</sub> uruchamia wodę pozostałą w złożu po nawadnianiu.

W celu zapobiegania zachodzenia nieustalonego przepływu i ograniczenia ilości zatłaczanego ditlenku węgla stosuje się wspomnianą wcześniej metodę przemiennego zatłaczania do złoża CO<sub>2</sub> i wody (WAG), ponieważ woda powoduje szczypanie złoża bardziej równomierne i bardziej efektywne niż ditlenek węgla.

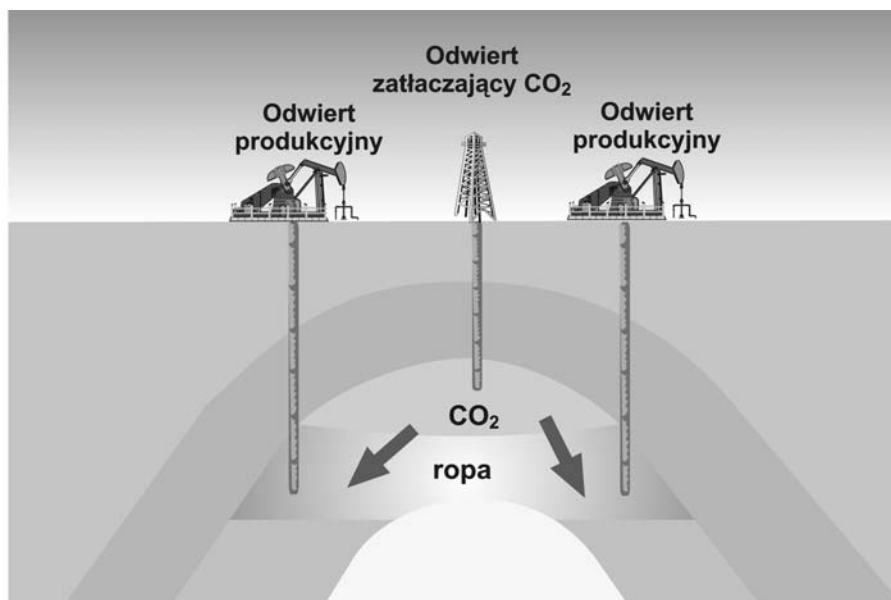
Procesy CO<sub>2</sub>-EOR nastawione są na maksymalne wydobycie ropy i minimalizowanie zużywaną ilość ditlenku węgla. W metodzie mieszalnej wydobywa się ropę naftową wymieszaną z gazem (około 30% zatłoczonego gazu). Na powierzchni ditlenek węgla jest oddzielany od ropy, sprężany i ponownie zatłaczany do złoża. Pozostała część zatłoczonego gazu jest unieruchomiona w porach skał lub rozpuszczona w płynach złożowych oraz ulatnia się do atmosfery.

Metoda mieszalna jest stosowana w skali przemysłowej, zwykle pod koniec procesu eksploatacji. Do metody mieszalnej CO<sub>2</sub>-EOR można stosować infrastrukturę wykorzystywaną wcześniej do zatłaczania wody. Zatłaczanie ditlenku węgla może być prowadzone odwiertami, które były wykorzystywane do nawadniania złoża. Metodę tę można stosować na części złoża w małej skali. Dodatkowe wydobycie ropy uzyskuje się stosunkowo szybko, po 1–5 latach od początku projektu w zależności od charakterystyki złoża, odległości pomiędzy odwiertami zatłaczającymi i wydobywczymi.

## 2.2. CO<sub>2</sub>-EOR niemieszalny

Jeżeli ciśnienie złożowe jest za niskie lub gęstość ropy za duża, ditlenek węgla i ropa nie podlegają procesowi mieszania. Zatlaczanie ditlenku węgla w tych warunkach może również spowodować zwiększenie wydobywania ropy naftowej, ale poprzez zmniejszenie gęstości ropy oraz zwiększenie jej mobilności. Jednak efektywność tego mechanizmu jest mniejsza niż mieszalnego wariantu CO<sub>2</sub>-EOR (Enhanced Oil... 1999).

Zatlaczanie CO<sub>2</sub> do złoża może zwiększyć wydobywanie ropy nawet w przypadku, gdy MMP nie jest osiągnięte, na przykład w złożach o niskim ciśnieniu lub w przypadku ropy ciężkich. W takich warunkach CO<sub>2</sub> nie jest całkowicie mieszalny z ropą, ale może częściowo rozpuszczać się w niej wywołując zwiększenie jej mobilności. Stwierdzono, że dodatek ditlenku węgla do ciężkich ropy o niskiej jakości może obniżyć ich lepkość (ECL Technology 2001). W przypadku niemieszalnego wypierania rola ditlenku węgla jest podobna do tej, jaką odgrywa woda we wtórnych metodach wydobywania, tj. podwyższa i steruje ciśnieniem złożowym. Chociaż zatlaczanie wody umożliwia uzyskanie większego współczynnika odropienia, wykorzystanie ditlenku węgla jest również rozważane w przypadkach, gdy przepuszczalność skał zbiornikowych jest za niska lub warunki geologiczne nie są odpowiednie do zastosowania wody. W metodzie niemieszalnej ditlenek węgla zazwyczaj jest zatlaczany sposobem GSGI, chociaż stosowanie WAG jest również możliwe. Ditlenek węgla jest zatlaczany z niewielkim wydatkiem w najwyższą strefę złoża w celu wypełnienia porów skały zbiornikowej. Zatlaczany gaz tworzy sztuczną czapę, wypychając ropę równocześnie w dół i w kierunku brzegów złoża, gdzie zlokalizowane są odwierty produkcyjne (rys. 5).



Rys. 5. Metoda niemieszalnego wypierania ropy naftowej przez zatlaczanie ditlenku węgla

Fig. 5. Immiscible CO<sub>2</sub> displacement method



Metoda niemieszalna ma bardzo ograniczone zastosowanie głównie z powodu niskiej efektywności ekonomicznej. W procesie tym stosuje się duże ilości ditlenku węgla i konieczne jest odwiercenie nowych odwiertów; dodatkowe wydobycie ropy rozpoczyna się po długotrwałym okresie zatłaczania ditlenku węgla (nawet do 10 lat). Dodatkowo metoda niemieszalna jest stosowana na całych złożach i ma ograniczone zastosowanie w małej skali (części złoża) (tab. 1).

TABELA 1

Porównanie mieszalnej i niemieszalnej metody CO<sub>2</sub>-EOR  
(na podstawie Tzamis i in. 2005 ze zmianami)

TABLE 1

Comparison between miscible and immiscible CO<sub>2</sub>-EOR methods  
(after Tzamis et al. 2005 with changes)

Metoda CO <sub>2</sub> -EOR	Mieszalna	Niemieszalna
Czas trwania projektów	do 20 lat	minimum 10 lat
Rozpoczęcie projektu	przed lub po zakończeniu zatłaczania wody	po zakończeniu zatłaczania wody
Czas do momentu uzyskania dodatkowego wydobycia ropy	~1–3 lat	>5–8 lat
Skala projektu	część złoża	całe złożo
Doświadczenia z działających projektów	duże	niewielkie

### 3. Kryteria typowania złóż do zastosowania metody CO<sub>2</sub>-EOR

Ditlenek węgla zatłaczany jest do złóż ropy naftowej od lat siedemdziesiątych XX wieku i jest drugą po zatłaczaniu pary metodą zaawansowaną wydobycia ropy naftowej stosowaną na świecie. Wybór metody EOR, jaką można zastosować na danym złożu ropy naftowej, zależy od licznych parametrów geologicznych, złożowych i ekonomicznych (tab. 2). Należą do nich przede wszystkim: gęstość, lepkość i skład ropy naftowej, minimalne ciśnienie mieszania, efektywność szczypania oraz zmienność pionowa i pozioma złoża (Green, Whilhite 1998; Jarrell i in. 2002; Gozalpour i in. 2005).

Większość zaawansowanych metod wydobycia ropy naftowej może być stosowana dla rop lekkich i średnich, jedynie spalanie wewnątrzpokładowe i wtłaczanie pary wodnej może być wykorzystywane do rop ciężkich. Metody oparte na wtłaczaniu gazów mogą być stosowane zarówno w skałach piaskowcowych jak i węglanowych. Metody chemiczne i termiczne wykorzystuje się jedynie w skałach klastycznych, w przypadku metod termicz-

Kryteria do wstępnej selekcji metod EOR (na podstawie Taber i in. 1997 ze zmianami)

Screening criteria for EOR methods selection (after Taber et al. 1997 with changes)

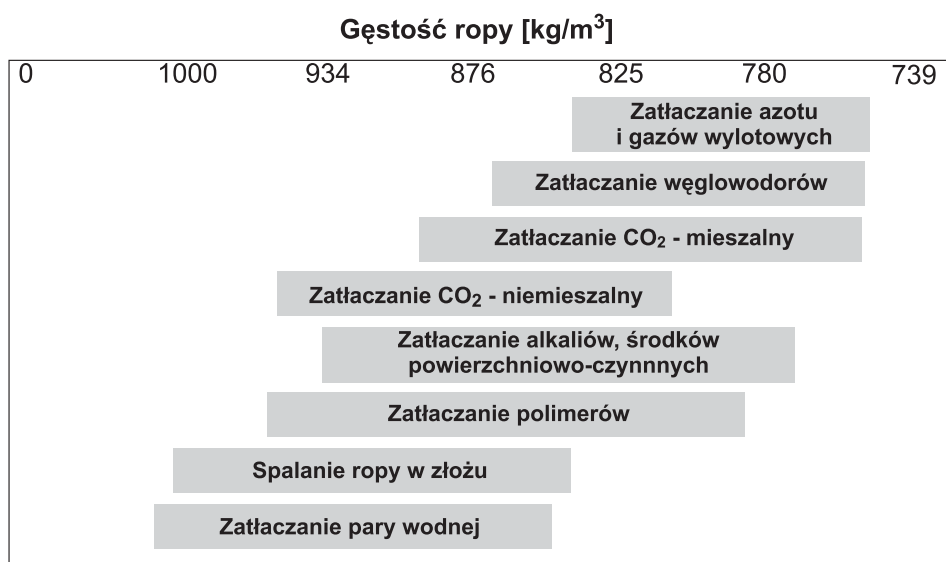
Metoda EOR	Niemieszalne zatłaczanie gazów	Mieszalne zatłaczanie gazów			Metody chemiczne			Metody termiczne	
		N <sub>2</sub> (i gazy wylotowe)	węglowodory	CO <sub>2</sub>	zatłaczanie micelarne/polimery, zasadowe/polimery	zatłaczanie polimerów	spalanie	zatłaczanie pary	
Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	>986,1	>921,8(844,8)	849,8(788,3)	>915,9(820,3)	>934(849,8)	>956,9 <825,1	>1000(959,3)	>1014,3(975,9)	
Lepkość [N.s/m <sup>2</sup> ]	<0,6	<0,01(0,0015)	<0,0004(0,0002)	<0,003(0,0005)	<0,035(0,013)	>0,01 <0,15	<5(1,2)	<200(4,7)	
Skład ropy	–	wysoka zawartość % C <sub>5</sub> -C <sub>12</sub>	wysoka zawartość % C <sub>1</sub> -C <sub>7</sub>	wysoka zawartość % C <sub>2</sub> -C <sub>7</sub>	lekkie i średnie	–	składniki asfaltowe	–	
Nasylenie ropą [%]	>35 (70)	>20(55)	>40(75)	>30(80)	>35(53)	>70(80)	>50(72)	>40(66)	
Typ formacji	–	piaskowce skały węglanowe	piaskowce skały węglanowe	piaskowce skały węglanowe	piaskowce	piaskowce	piaskowce o dużej porowatości	piaskowce o dużej porowatości	
Miaższość efektywna [m]	–	szeroki zakres	miaższe	miaższe	–	–	>3	7	
Przepuszczalność [m <sup>2</sup> ]	–	–	–	–	>9,9·10 <sup>-15</sup> (444,1·10 <sup>-15</sup> )	>986,9·10 <sup>-15</sup> (798,5·10 <sup>-15</sup> )	>49,3·10 <sup>-15</sup>	>197,4·10 <sup>-15</sup>	
Głębokość [m]	>600	>850	>2000	>1350	<3000(1100)	<3000	<3850(1200)	<1500(500)	
Temperatura [°C]	–	–	–	–	<95(25)	<95(60)	>40(60)	–	

Wartości w nawiasach są średnimi w realizowanych projektach.

nych dodatkowo wymagana jest duża porowatość skał. Miąższość złóż odgrywa istotną rolę w przypadku zatłaczania gazów. Zaawansowane metody polegające na zatłaczaniu węglowodorów i mieszalnego CO<sub>2</sub> powinny być stosowane w złożach o dużej miąższości. Przepuszczalność skał zbiornikowych jest parametrem warunkującym możliwość zastosowania metod termicznych oraz zatłaczania alkaliów i środków powierzchniowo-czynnych. Zaawansowane metody wydobywania ropy mogą być stosowane w zakresie głębokości zalegania złoża od około -800 m do około -3000 m. Temperatura jest parametrem uwzględnianym przy typowaniu złóż w przypadku stosowania metod chemicznych i spalania w złożu (por. tab. 2).

Zastosowanie opisanych wyżej kryteriów (por. tab. 2) pozwala na wstępną selekcję złóż, w których można zastosować konkretną metodę EOR. Gęstość ropy jest jednym z ważniejszych parametrów decydujących o wyborze metody EOR (rys. 6). W przypadku rop o najmniejszych gęstościach (około 1000 – 849,8 kg/m<sup>3</sup>) można stosować zatłaczanie pary wodnej i spalanie węglowodorów. Przy wyższych gęstościach (około 934 do 779,6 kg/m<sup>3</sup>) w celu uzyskania dodatkowego wydobywania ropy zatłacza się polimery i środki powierzchniowo-czynne. Zaawansowane metody wydobywania ropy naftowej o największych gęstościach (od 876,2–849,8 kg/m<sup>3</sup> do około 738,9 kg/m<sup>3</sup>) to zatłaczanie węglowodorów, azotu i gazów wylotowych.

Przy typowaniu złóż ropy naftowej, w których można zastosować metodę mieszalną zatłaczania ditlenku węgla wykorzystuje się pięć podstawowych parametrów: głębokość złoża, gęstość ropy, ciśnienie i temperaturę złożową (tab. 3). Złoża do zastosowania metody



Rys. 6. Rodzaj stosowanej metody EOR w zależności od gęstości ropy (na podstawie Taber i in. 1997 ze zmianami)

Fig. 6. The type of EOR methods depending on oil density (after Taber et al. 1997 with changes)

TABELA 3

Kryteria typowania złóż ropy naftowej do zastosowania metody mieszalnej CO<sub>2</sub>-EOR

TABLE 3

Criteria for selecting oil fields suitable for using miscible CO<sub>2</sub> method

Parametry złożowe	Brashear, Kuuskraa (1978)	Taber i Martin (1983)	Goodlett i in. (1986)	Taber i in. (1997)	Carbon Dioxide Enhanced (2009)
Lepkość [N·s/m <sup>2</sup> ]	<0,012	<0,015	<0,015	<0,01	≤0,01–0,012
Ciężar [kg/m <sup>3</sup> ]	>876,2	>898,4	>904,2	>921,8	>876,28–92,7
Nasylenie [%]	25	>30	>30	>20	>25–30
Głębokość [m]	–	>609,6	>609,6	>762	>609,6 i <2987
Temperatura [°C]	–	–	–	–	121,1
Ciśnienie złożowe [MPa]	>10,34	–	>MMP	–	8,27–10,34
Przepuszczalność [m <sup>2</sup> ]	–	–	–	–	<1 · 10 <sup>-15</sup> –4,9 · 10 <sup>-15</sup>

CO<sub>2</sub>-EOR w pierwszej kolejności wybiera się na podstawie kryterium głębokości zalegania i ciężaru ropy. Najważniejszym parametrem jest gęstość ropy, która razem z ciśnieniem decyduje o wystąpieniu procesu mieszalności. Ropa o gęstości większej niż 921,8 kg/m<sup>3</sup> jest generalnie mieszalna z ditlenkiem węgla. Dla rop cięższych lub kiedy ciśnienie jest mniejsze niż MMP może zachodzić niemieszalne przemieszczanie się ropy naftowej. Metoda zatłaczania CO<sub>2</sub> do złóż ropy naftowej jest ograniczona do złóż o głębokości większej niż 800 m, w których po wydobywaniu pierwotnym i zastosowaniu wtórnych metod pozostało około 60–70% pierwotnych zasobów geologicznych ropy. Na podstawie pięciu podstawowych parametrów złożowych można określić minimalne ciśnienie mieszania, które decyduje o możliwości zastosowania metody mieszalnej CO<sub>2</sub>-EOR. Ciśnienie MMP powinno być mniejsze niż dopuszczalne ciśnienie złożowe. W złożach, które nie spełniają kryterium minimalnego ciśnienia mieszania można stosować metodę niemieszalną zatłaczania ditlenku węgla. Jako jeden z parametrów rozważanych jako kryterium wyboru złóż do zastosowania metody CO<sub>2</sub>-EOR jest nasycenie skał ropą. Przyjmuje się, że złoża odpowiednie do zastosowania mieszalnej metody zatłaczania ditlenku węgla powinny mieć nasycenie skał ropą rzędu 20–30%.

## LITERATURA

- Bradley T., 2009 – The CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery Story. Carbon Capture and Sequestration Public Workshop, March 5, 2009, New York City. [dostęp: 15 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: [http://www.edf.org/documents/1054\\_Bradley.pdf](http://www.edf.org/documents/1054_Bradley.pdf).
- Brashear J.P., Kuuskraa V.A., 1978 – The Potential and Economics of Enhanced Oil Recovery. *Journal Pet. Tech.*, SPE 06350, (Sept., 1978), 1231.
- Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery – Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution, 2009 – National Energy Laboratory, s. 32. [dostęp: 10 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: [http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EP/small\\_CO2\\_eor\\_primer.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EP/small_CO2_eor_primer.pdf).
- Croft G., Feder T., 2007 – Impact of Enhanced Oil Recovery and Unconventional Reservoirs on Oil Supply. ER 291: Transportation, Energy, spring 2007, s. 16.
- ECL Technology. CO<sub>2</sub> Injection for Heavy Oil Reservoirs. DTI SHARP Website, CO<sub>2</sub> Dissemination April 2001. [dostęp: 10 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: <http://heavyoil.senergyltd.com/search.asp>.
- Elsharkawy A.M., Poettmann F.H., Christiansen R.L., 1996 – Measuring CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method? *Energy & Fuels*, 10, s. 443–449.
- Enhanced Oil Recovery Scoping Study, 1999 – EPRI Palo Alto, CA 1999 – TR-113836, s. 148. [dostęp: 15 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: [http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech\\_opps\\_tr113836.pdf](http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech_opps_tr113836.pdf).
- Gaspar Ravagnani A.T.F.S., Ligerio E.L., Suslick S.B., 2009 – CO<sub>2</sub> sequestration through enhanced oil recovery in a mature oil field. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 65, s. 129–138.
- Goodlett G.O., Honarpour F.T., Chung F.T., Sarathi P.S., 1986 – The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation. SPE 15172, presented at SPE Rocky Mountain Regional Meeting, 19–21 May 1986, Billings, Montana.
- Goodyear S.G. et al., 2003 – Subsurface Issues for CO<sub>2</sub> Flooding of UKCS Reservoirs. *Trans. IchemE*, 81, Part A., issue 3, s. 315–325.
- Gozalpour F., Ren S., Tohidi B., 2005 – CO<sub>2</sub> EOR and Storage in Oil Reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 60, No. 3, s. 537–546.
- Green D.W., Whilite G.P., 1998 – Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers Textbook, Vol. 6, Richardson, Texas.
- Green D.W., Whilite G.P., 2003 – Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook Series Vol. 6, Richardson, TX, USA, 2003.
- Holm L.W., Josenda V.A., 1974 – Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide. *JPT*, December, s. 1427–1438.
- Jarrell P.M., Fox C.E., Stein M.H., Webb S.L., 2002 – Practical Aspects of CO<sub>2</sub> Flooding. SPE Monograph Series Volume 22, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.
- Lake L.W., Walsh M.P., 2008 – Enhanced oil recovery (EOR) field data literature search. Technical report. Department of Petroleum and Geosystems Engineering University of Texas at Austin Austin, TX, 119 s. [dostęp: 15 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: [http://193.88.185.141/Graphics/Olie\\_Gas/Produktion/EOR/EOR\\_Report\\_Final.pdf](http://193.88.185.141/Graphics/Olie_Gas/Produktion/EOR/EOR_Report_Final.pdf).
- Lubaś J., Stopa J., 2003 – Doświadczenia i osiągnięcia górnictwa naftowego w zakresie zatłaczania gazów kwaśnych do stref złożowych. Konferencja Zagadnienia Surowców Energetycznych i Energii w Gospodarce Krajowej – XVII: Polityka państwa w zakresie paliw i energii, Zakopane 5–8 października 2003. [dostęp: 10 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: <http://www.inig.pl/hercules/reports/firstyear/files/WP3-3.pdf>, s. 1–11.
- Lubaś J., Such J., 2008 – Ocena stopnia szczyrpania karpackich złóż ropy naftowej. *Nafta-Gaz*, wrzesień 2008, s. 565–572.
- Nummedal D., Towler B., Mason C., Allen M., 2003 – Enhanced Oil Recovery in Wyoming. Prospects and Challenges. University of Wyoming. June 15, 2003, s. 26.
- Rychlicki S. (red.), 2010 – Możliwości zwiększenia efektywności wydobywania ropy naftowej ze złóż karpackich. Wydawnictwa AGH, Kraków, s. 185.
- Schulte W., 2004 – Experience for Use in CO<sub>2</sub> for Enhanced Oil Recovery in the USA. Presentation to the 2004 CO<sub>2</sub> Conference, Norway. [dostęp: 10 lutego 2011]. Dostępny w Internecie:

- [http://science.uwaterloo.ca/~mauriced/earth691-duss/CO2\\_Presentations%20on%20sequestration%20and%20CH4/CO2%20for%20EOR%20in%20USA\\_Shell\\_2004%20Willelm\\_Schulte.pdf](http://science.uwaterloo.ca/~mauriced/earth691-duss/CO2_Presentations%20on%20sequestration%20and%20CH4/CO2%20for%20EOR%20in%20USA_Shell_2004%20Willelm_Schulte.pdf).
- Stevens S., Kuuskraa V., Gale J., 2001 – Sequestration of CO<sub>2</sub> in Depleted Oil and Gas Fields: Global Capacity, Costs and Barriers. W: Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), D.J. Williams, R.A. Durie, P. McMullan, C.A.J. Paulson and A. Smith (eds), CSIRO Publishing, Collingwood, Victoria, Australia 2001, s. 278–283.
- Stopa J., Zawisza L., Wojnarowski P., Rychlicki S., 2009 – Near-term storage potential for geological carbon sequestration and storage in Poland. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, T25/1, s.169–186.
- Subhash C.A., Dandina N.R., 2006 – Measurement and modeling of gas-oil miscibility for improved oil recovery. SCA2006-54, 2006 Trondheim, Norway Symposium theme : Improved Core Analysis Driven by Field Development Needs, s. 1–6. [dostęp: 15 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: [http://www.scaweb.org/assets/papers/2006\\_papers/SCA2006-54.pdf](http://www.scaweb.org/assets/papers/2006_papers/SCA2006-54.pdf)
- Taber J.J., 1980 – Research on enhanced oil recovery: past, present and future. *Pure & Appl. Chem.*, vol.52, s.1323–1347.
- Taber J.J., Martin F.D., 1983 – Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. SPE 12069, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October 1983, San Francisco, California.
- Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S., 1997 – EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, Aug. 1997, s. 189–198.
- Tarkowski R., Stopa J., 2007 – Szczelność struktury geologicznej przeznaczonej do podziemnego składowania ditlenku węgla. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, t. 23/1, s.129–137.
- Tzimas E., Georgakaki A., Garcia-Cortez C., Peteves S.D., 2005 – Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System. EUR 21895 EN – DG JRC – Institute for Energy, Luxembourg Scientific and Technical Research Series: Office for Official Publications of the European Communities, 117 s. [dostęp: 10 lutego 2011]. Dostępny w Internecie: [http://ie.jrc.ec.europa.eu/publications/scientific\\_publications/2005/EUR21895EN.pdf](http://ie.jrc.ec.europa.eu/publications/scientific_publications/2005/EUR21895EN.pdf)
- Wang Y., Orr F.M., Jr., 1998 – Calculation of Minimum Miscibility Pressure. SPE paper 39683, presented the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1998, s.19–22.
- Yuan H., Johns R.T., Egwuenu A.M., Dindoruk B., 2004 – Improved MMP Correlations from CO<sub>2</sub> Flood Using Analytical Gas Flooding Theory. SPE Paper 89356, presented at the 2004 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 17–21 April 2004.

#### KRYTERIA TYPOWANIA ZŁÓŻ DO ZASTOSOWANIA ZAAWANSOWANEJ METODY WYDOBYCIA ROPY NAFTOWEJ POPRZEZ ZATLACZANIE CO<sub>2</sub>

##### Słowa kluczowe

Zaawansowane metody wydobywania ropy naftowej, ditlenek węgla, kryteria, mieszalne wypieranie ropy, niemieszalne wypieranie ropy

##### Streszczenie

Wydobycie ropy naftowej ze złoża prowadzi się metodami pierwotnymi wykorzystującymi naturalną energię złoża, metodami wtórnymi polegającymi na fizycznym wypieraniu ropy oraz metodami trzecimi (zaawansowanymi), w których dodatkowe rodzaje energii wspomagają proces wydobywania. Metodami pierwotnymi i wtórnymi można wydobyć w przypadku złóż rop lekkich i średnich około 25–35% zasobów geologicznych, w przypadku złóż rop ciężkich około 10%.

Jedną z zaawansowanych metod eksploatacji jest zatłaczanie CO<sub>2</sub> do złóż ropnych (CO<sub>2</sub>-EOR). Ditlenek węgla jest stosowany jako czynnik zwiększający wydobycie ropy ze względu na to, że umożliwia podtrzymanie

ciśnienia złożowego, zmniejsza lepkość ropy i ułatwia jej przemieszczanie się w złożu, zwiększa objętość i zmniejsza gęstość ropy, oddziałuje ze skałami. W zależności od składu ropy oraz ciśnienia i temperatury panujących w złożu pod wpływem zatłaczanego ditlenku węgla może następować mieszalne lub niemieszalne wypieranie ropy ze złoża. W warunkach mieszalności może zostać wydobyte dodatkowe 10–20% ropy w porównaniu do metod pierwotnych i wtórnych eksploatacji, w warunkach niemieszalności dodatkowe wydobyte ropy jest mniejsze.

Dobór metody EOR, jaką można zastosować na danym złożu ropy naftowej, zależy od licznych parametrów geologicznych, złożowych i ekonomicznych. Należą do nich przede wszystkim: gęstość, lepkość i skład ropy naftowej, minimalne ciśnienie mieszania, efektywność szcerpania i zmienność pionowa i pozioma złoża. Zastosowanie wymienionych kryteriów pozwala na wstępną selekcję złóż, w których można zastosować konkretną metodę EOR.

Przy typowaniu złóż ropy naftowej, w których można zastosować metodę mieszaną zatłaczania ditlenku węgla wykorzystuje się następujące parametry: głębokość zalegania złoża, gęstość ropy, ciśnienie i temperaturę złożową.

#### SCREENING CRITERIA FOR SELECTING OIL RESERVOIRS FOR CO<sub>2</sub> ENHANCED OIL RECOVERY

##### Key words

Enhanced oil recovery method, oil, carbon dioxide, screening criteria, miscibility displacement, immiscibility displacement

##### Abstract

Oil can be produced from reservoirs by use of primary methods that use natural reservoir drive, secondary methods, involving a physical displacement of oil and tertiary (enhanced), in which additional types of energy support oil recovery. About 25–35% of original oil in place for light and medium oil and about 10% heavy oil could be extracted by primary and secondary methods.

Injection of CO<sub>2</sub> into the oil fields (CO<sub>2</sub>-EOR) is one of the tertiary oil recovery method. Carbon dioxide is used for increasing oil extraction due to the fact that: to maintain reservoir pressure, reduces the oil viscosity and facilitates its movement in the reservoir, reduces density and increase the volume of oil, interacts with rocks. Depending on the oil composition and the reservoir pressure and temperature injected carbon dioxide can displace oil from the reservoir miscible or immiscible. Additional 10–20% of the oil extraction over primary and secondary methods recovery can be obtained under the miscibility conditions, in immiscibility condition additional oil production is lower.

EOR method selection depends on many geological, reservoir and economic parameters. These include: density, viscosity and composition of the oil, minimum miscibility pressure, the recovery factor and vertical and horizontal reservoir variability. Using the above criteria appropriate EOR method for given oil field can be selected.

The five parameters: the reservoir depth, the oil density, pressure and temperature of the reservoir is used for the selection of oil fields suitable for miscible oil displacement.

