

Stanisław Rychlicki*, Jerzy Stopa*, Paweł Wojnarowski*

MOŻLIWOŚCI REWITALIZACJI ZŁOŻ ROPY NAFTOWEJ**

1. WSTĘP

Jak wiadomo z literatury, tylko około jedną trzecią ropy znajdującej się w złożach można wydobyć stosując metody pierwotne i nawadnianie. Efektywność wydobywania może co prawda zostać zwiększona przez zastosowanie metod bardziej zaawansowanych – tzn. metod EOR (ang. *Enhanced Oil Recovery*) – jednak ze względu na wysokie koszty nie były one w ostatnich latach powszechnie stosowane. Problem ten dotyczy w szczególności złóż polskich eksploatowanych przez PGNiG S.A., gdzie obecnie stosuje się głównie metody pierwotne, co oznacza, że nasze złoża, uznane za wyeksploatowane, nadal zawierają duże ilości niewydobytej ropy.

Polskie doświadczenia w zakresie stosowania EOR pochodzą z lat 1932–1987 i obejmują kilkanaście projektów, w tym:

- zatłaczanie powietrza,
- zatłaczanie gazu,
- metody mikrobiologiczne,
- zatłaczanie gazu i wody.

Obecnie, biorąc pod uwagę wysoką cenę ropy naftowej, ponowne rozważenie zastosowania metod EOR jest uzasadnione ekonomicznie. Należy zatem wdrożyć nowe projekty pilotujące, których celem byłyby implementacja nowych technologii, wytlumaczenie zachodzących zjawisk oraz kalibracja modeli symulacyjnych, w tym ekonomicznych, umożliwiających optymalne sterowanie eksploatacją złóż. W referacie przedstawiono nowe metody eksploatacyjne opracowane w ostatnich latach na świecie oraz sugestie dotyczące możliwości zastosowania niektórych z nich w Polsce.

2. NOWE TECHNOLOGIE ZWIĘKSZANIA WYDOBYCIA ZE ZŁOŻ

Zainteresowanie metodami EOR wynika z możliwości zwiększania produkcji z istniejących pól naftowych. Na obszarach, na których jest zaawansowana eksploatacja złóż naftowych (np. złoża w Stanach Zjednoczonych), wzrost zasobów wydobywalnych w eks-

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Pracę zrealizowano w ramach projektu badawczego nr N524 021 32/2564

ploatowanych złożach ma większe znaczenie dla przemysłu niż odkrywanie nowych złóż. Innymi słowy, w regionach, gdzie eksploatacja ma bardzo długą historię, lepsza technologia, lepsze rozpoznanie złoża i bardziej efektywna eksploatacja zwiększają zasoby szybciej niż poszukiwanie nowych złóż [9].

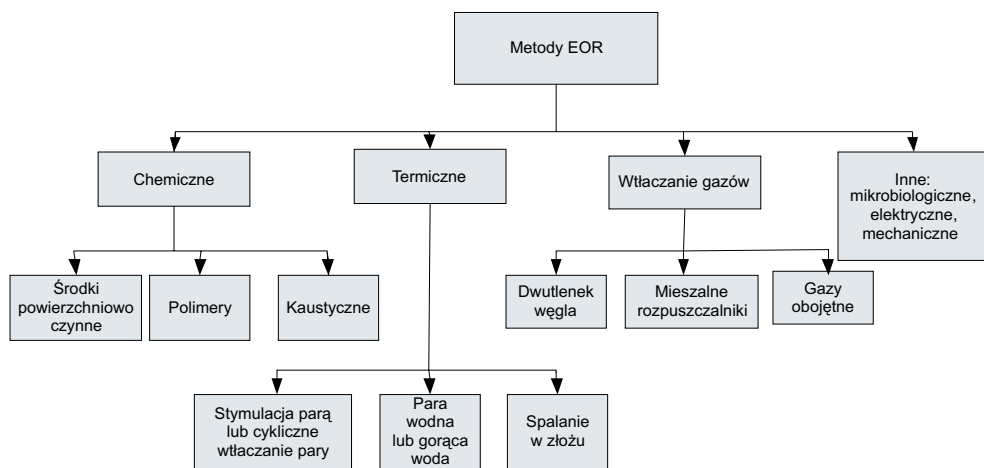
Ponieważ znajomość wielkości zasobów dostarcza nieprecyzyjnych wiadomości na temat przyszłej produkcji, użyteczne jest wprowadzenie bardziej dokładnej miary zasobów wydobywanych – EUR (ang. *Estimated Ultimate Recovery*). EUR to suma dotychczasowej produkcji i pozostałych zasobów możliwych do wydobycia.

Badania złóż w Stanach Zjednoczonych i Rosji pokazują, że EUR ma tendencję do wzrostu w czasie [9]. Najszybszy ich wzrost następuje w ciągu pierwszych 10 lat eksploatacji złoża. Na pierwszy rzut oka wzrost EUR wydaje się anomalią, wyjaśnienie leży jednak w kilku czynnikach technicznych i ekonomicznych, a przede wszystkim w dwóch z nich: użyciu metod EOR oraz ulepszonych technologiach udostępniania i eksploatacji. Pierwszy to grupa metod używanych do przezwyciężenia sił zatrzymujących ropę w złożu; drugi umożliwia dostęp do cienkich i często o małej przepuszczalności stref złoża, pozwala na odkrywanie nowych roponośnych warstw złoża oraz umożliwia użycie nowych metod zobrazowania i scharakteryzowania złoża i tym samym ułatwia zrozumienie zasad przepływu węglowodorów. Obydwa czynniki mogą w bardzo znacznym stopniu zwiększyć zasoby wydobywalne ropy naftowej.

Metody EOR można podzielić na cztery główne grupy:

- 1) termiczne (głównie zatłaczanie pary wodnej oraz spalanie wewnątrzpokładowe);
- 2) chemiczne (polimery, środki powierzchniowo czynne);
- 3) zatłaczania gazów (gaz ziemny, CO₂, azot);
- 4) inne metody (np. mikrobiologiczne).

Szczegółowy podział przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schematyczny podział metod EOR [7]

W każdej z tych metod do złoża włączane są następujące substancje: woda, para wodna, roztwory polimerów, środki powierzchniowo czynne oraz CO₂. Jednym ze skutków włączania jest wzrost różnicy ciśnienia pomiędzy otworem włączającym a produkującym, co zwiększa przepływ w kierunku otworu produkującego. W wielu metodach EOR włączane substancje mają dodatkowe właściwości chemiczne lub fizyczne, które zwiększają zdolność ropy do przemieszczania się w kierunku otworów produkcyjnych.

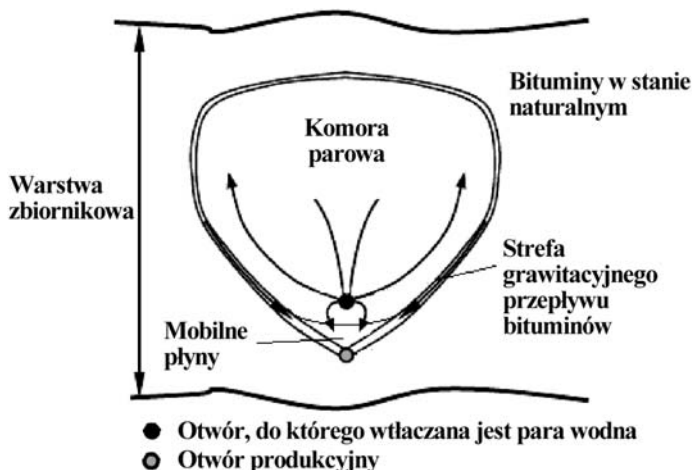
2.1. Nowe metody EOR

2.1.1. *Steam Assisted Gravity Drainage*

SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) jest to metoda termiczna, wykorzystywana do zwiększenia wydobycia ciężkiej ropy lub bituminów. Podobnie jak inne konwencjonalne metody termiczne, powoduje ona obniżenie lepkości ropy poprzez wzrost temperatury. Podczas procesu SAGD do uzyskania takiego efektu wykorzystywane są dwa równoległe poziome otwory (o długości od 500 m do 1000 m). Są one wiercone jeden nad drugim, zazwyczaj w niewielkiej odległości (od 5 m do 10 m) (rys. 2). Dolny otwór lokalizowany jest w pobliżu spągu złoża.

Para wodna włączana jest do górnego otworu. Następnie rozprzestrzenia się, tworząc stopniowo komorę parową powyżej otworu. W granicach komory para wodna skrapla się, przekazując ciepło do otaczającego złoża. Podgrzana ropa oraz skondensowana para wodna spływają grawitacyjnie w kierunku dolnego, produkcyjnego otworu, gdzie następuje ciągłe wydobywanie płynów. Obszar komory parowej w trakcie procesu rozszerza się we wszystkich kierunkach. W celu optymalizacji procesu SAGD wymagane jest, aby dolna część komory wzdłuż całej długości otworu była usytuowana tuż nad produkcyjnym otworem, ale ilość produkowanej pary wodnej powinna być w tej części komory minimalna.

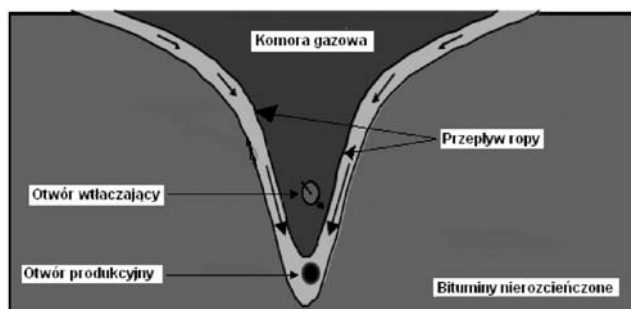
Oczekiwane wydobywanie ropy przy wykorzystaniu tej metody to 50–75% zasobów złoża.



Rys. 2. Schemat procesu SAGD [2]

2.1.2. Vapex (*Vapor extraction*)

Vapex jest to technologia wydobywania ze złoża ciężkiej ropy i bituminów, wykorzystująca do tego celu włączanie gazowego węglowodorowego rozpuszczalnika, co prowadzi do znacznego spadku lepkości ropy i bituminów. Metoda ta znajduje coraz częściej zastosowanie w przemyśle naftowym. Proces Vapex przynosi korzyści nawet w wypadku cienkich pokładów złożowych czy złóż o wysokim nasyceniu wodą, z czapą złożową, z mało sprzyjającymi warunkami termicznymi, gdzie zastosowanie metod termicznych jest nieekonomiczne. Metoda ta wymaga dwóch otworów poziomych wierconych jeden nad drugim, przy czym otwór włączający znajduje się powyżej otworu produkcyjnego. Schemat procesu przedstawia rysunek 3.



Rys. 3. Przekrój pionowy przedstawiający przebieg procesu Vapex [6]

Ropa po rozcieńczeniu jest na tyle mobilna, że możliwy jest jej grawitacyjny przepływ w kierunku otworu produkcyjnego, znajdującego się blisko spągu zbiornika, skąd pompowana jest na powierzchnię. Przestrzeń porowa wokół otworu włączającego, z której nastąpiło szczypanie ropy, wypełnia się gazowym rozpuszczalnikiem, przez co tworzy się tzw. komora parowa. Przepływ mobilnej ropy odbywa się tylko wzdłuż cienkiej warstwy przylegającej do komory. W miarę trwania procesu rozpuszczania i przepływu komora się powiększa. Gdy dotrze do stropu zbiornika, będzie się rozprzestrzeniać na boki do czasu, aż osiągnie kształt przedstawiony na powyższym schemacie. Wówczas kontakt ropa-gaz zacznie opadać, a wielkość produkcji się obniży.

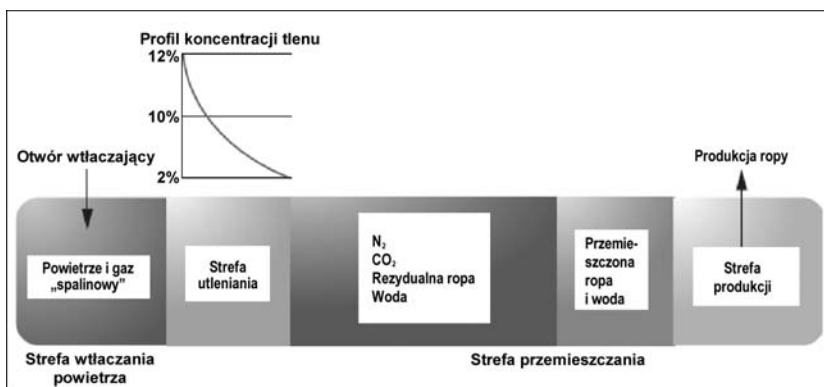
Projekt jest kontynuowany dopóty, dopóki jest opłacalny ekonomicznie. Włączany do złoża rozpuszczalnik gazowy w typowym procesie Vapex stanowi mieszaninę propanu i/lub butanu, jednak ze względu na wysoki koszt tych gazów na baryłkę produkowanej ropy ich zastosowanie obniża korzyści ekonomiczne produkcji. Dlatego też, w celu obniżenia kosztów produkcji, proponowane jest użycie CO₂ jako głównego składnika rozpuszczalnika. Dodatkową zaletą użycia CO₂ jest ochrona środowiska.

2.1.3. *Low Temperature Oxidation*

LTO (*Low Temperature Oxidation*) to technika zwiększenia wydobywania ze złóż lekkiej ropy. Wykorzystuje ona reakcje utleniania, zachodzące przy niskiej temperaturze po-

między włączanym do złoża powietrzem a ropą. Reakcje te prowadzą do pochłaniania całego tlenu z włączanego powietrza, zapobiegając tym samym jego przedostawaniu się do otworu produkcyjnego oraz zapewniając bezpieczeństwo procesu.

Podczas procesu LTO reakcje zachodzą spontanicznie i niezależnie od ciśnienia tlenu. Produktem są gazy „spalinowe” (złożone z N_2 – ok. 85% i CO_2 – ok. 15%). Gazy te powodują przemieszczanie się ropy w złożu. Głównym celem procesu jest więc generowanie azotu i dwutlenku węgla, które dostarczają energii potrzebnej do produkcji. Schemat procesu LTO przedstawia rysunek 4.



Rys. 4. Schemat przebiegu procesu *Air Injection LTO* [4]

Podczas procesu stosowany jest układ dwóch pionowych otworów (włączający i produkcyjny) oddalonych od siebie o kilkaset metrów. W strefie utleniania następuje całkowite pochłanianie tlenu z włączanego powietrza (koncentracja tlenu w złożu spada w miarę zwiększania się odległości od otworu włączającego). W zależności od reaktywności ropy jej utlenianie może zachodzić szybciej lub wolniej, ale zawsze przy stosunkowo niskiej temperaturze (100–250°C). Podczas reakcji z tlenem zostaje pochłonięta tylko niewielka ilość ropy. Pozostała część ulega przemieszczeniu pod wpływem działaniem wytworzonych gazów.

2.2. Otwory o rozbudowanej geometrii – multilateralne (wielodenne)

Pierwszy otwór wielodenny (który miał dziewięć odgałęzień) został wykonany w ZSRR w 1953 r. Powstało jeszcze kilka podobnych otworów, lecz później, aż do połowy lat 80. XX wieku, zaprzestano poważniejszych prób tego typu. Rozwój technologii wiertniczych sprawił, że od początku lat 90. XX w. obserwuje się rosnące zainteresowanie otworami wielodennymi. Obecnie systemy multilateralne są stosowane na całym świecie, zarówno w wypadku nowych otworów, jak i w przypadku rekonstrukcji już istniejących (www.taml.net).

Systemy multilateralne w porównaniu z konwencjonalnymi otworami oferują wiele możliwości optymalizacji wyników ekonomicznych i technicznych. Korzyści wynikające z ich zastosowania można podzielić na dwie kategorie. Pierwsza to możliwość zwiększe-

nia rezerw i/lub wzrost wydobywania dla poszczególnych otworów. Druga to możliwość zmniejszenia kosztów ponoszonych w trakcie realizacji projektu wydobywczego.

Wśród ekonomicznych zalet systemów multilateralnych wymienić można m.in. [5]:

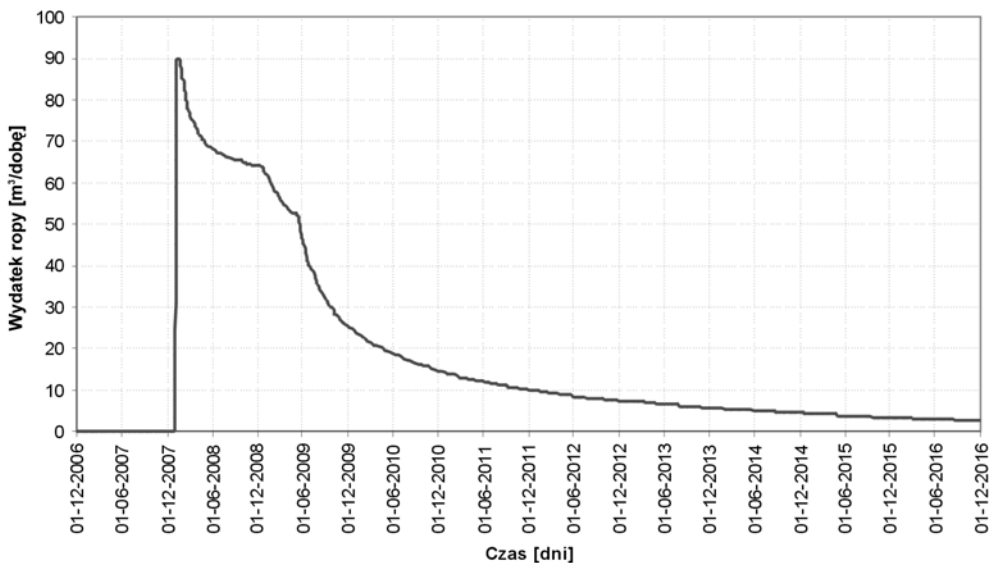
- redukcję kosztów – technologia otworów multilateralnych znacznie zmniejsza nakłady inwestycyjne, ponieważ duża część kosztów udostępnienia złoża zostaje poniesiona podczas wiercenia głównego otworu; na przykład otwór dwudenny może zwiększyć produkcję o 100% przy wzroście kosztów o 50%;
- zwiększone zasoby – otwory multilateralne mogą pozwolić na znaczne zwiększenie zasobów wydobywalnych w złożu poprzez uzyskanie dostępu do odizolowanych jego części; dzięki tej technologii opłacalna może być również eksploatacja mniejszych złóż, która przy zastosowaniu innej metody wydobywania nie byłaby efektywna ekonomicznie;
- przyspieszoną produkcję – ten czynnik jest szczególnie ważny w przypadku wysokich cen ropy lub wysokich kosztów operacyjnych; odpowiedni rozkład odgałęzień umożliwia zwiększony drenaż złoża i przyspieszenie produkcji;
- zastosowanie do złóż rop ciężkich – SAGD to multilateralna technologia eksploatacji złóż ciężkiej ropy, polegająca na odwierceniu dwóch horyzontalnych odgałęzień; górne odgałęzienie służy do wtłaczania pary wodnej, a dolne – do produkcji ropy naftowej.

Nowoczesna generacja systemów multilateralnych została rozwinięta z uwzględnieniem minimalizacji ryzyka ich zastosowania [10]. Biorąc pod uwagę statystykę zastosowania tych systemów, można stwierdzić, że w latach 1998–2002 na 477 zastosowań 18 zakończyło się niepowodzeniem (3,8%). W zastosowaniach na morzu współczynnik niepowodzeń wyniósł 11,6%.

W latach 2001–2002 na 208 otworów multilateralnych tylko cztery zastosowania zakończyły się niepowodzeniem (1,9%), co potwierdza rozwój technologii i zmniejszanie się ryzyka. Multilateralna konstrukcja otworów często nadal uważana jest za ryzykowną i pomimo swojego potencjału systemy wielodenne wciąż traktowane są z rezerwą. Należy jednak pamiętać, że otwór multilateralny może zastąpić kilka otworów konwencjonalnych.

W przypadku złóż charakteryzujących się przepuszczalnością szczelinową wykonanie otworów multilateralnych stworzyłoby możliwość połączenia ze sobą wielu szczelin i znacznego wzrostu efektywnej porowatości i przepuszczalności szczelinowej, a to mogłoby udostępnić partie złoża nieobjęte wcześniej eksploatacją i w konsekwencji zwiększyć zasoby. Na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH istnieje możliwość realistycznej symulacji komputerowej otworów multilateralnych, które mogą być zaimplementowane do modelu symulacyjnego złoża w systemie ECLIPSE.

Analiza możliwości zastosowania odwiertu wielodennego na jednym z częściowo szcerpanych złóż ropy naftowej w północnej Polsce wykazała, iż możliwa do uzyskania sumaryczna wydajność z trzech odgałęzień osiąga poziom 90 m³/dobę, przy wydajnościach obecnie pracujących na złożu odwiertów na poziomie 1,5 m³/dobę. Na rysunku 5 przedstawiono zmiany wydajności odwiertu trójdenne w czasie.



Rys. 5. Zmiany wydajności odwiertu wielodennego [11]

Jak to wynika z rysunku, utrzymanie wysokiej wydajności przez długi czas nie jest możliwe; po upływie około 1,5 roku wydajność obniża się do poziomu ok. 50 m³/dobę, a tendencja spadkowa utrzymuje się do końca analizowanego okresu. Jednakże nawet w tym okresie wydajność utrzymuje się na poziomie wyższym od obecnie osiąganego w istniejących odwiertach pionowych, a znaczący przyrost wydobywania na początku eksploatacji zapewnia znacznie wyższy poziom wydobywania ropy niż w przypadku odwiertów pionowych.

2.3. Sekwestracja geologiczna CO₂ w złożach ropy naftowej

W ramach badań własnych na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu autorzy przeprowadzili kilka symulacji komputerowych zatłaczania CO₂ do złóż ropy wraz z analizą ekonomiczną takiej inwestycji [14]. Wyniki symulacji i analiz wskazują, że projekt jest opłacalny przy cenie ropy powyżej 60 USD za baryłkę. W obecnych warunkach, przy wysokiej cenie ropy naftowej i wzrastającej presji na ograniczenie emisji CO₂, inwestycja taka może okazać się bardzo opłacalna. Można nawet zaryzykować stwierdzenie, że sekwestracja geologiczna może w przyszłości stać się nowym rodzajem działalności firm naftowych. W razie konieczności geologicznej sekwestracji dwutlenku węgla pochodzącego z dużych, stacjonarnych źródeł, podstawowym problemem będzie sfinansowanie takiej operacji. Najdroższym elementem procesu sekwestracji jest separacja i przechwytywanie dwutlenku węgla ze spalin. Według źródeł literaturowych koszt separacji CO₂ może wahać się od 20 do 70 USD za tonę. Koszt późniejszego transportu i wtłaczania jest zdecydowanie niższy i waha się od 5 do 15 USD za tonę CO₂. Bardzo interesująca z punktu widzenia dużego emitenta może okazać się współpraca z sektorem naftowym, który posiada należytą wiedzę i doświadczenie z zakresu podziemnego składowania gazów. Współpraca ta

może przybierać różne formy, m.in. może polegać na sprzedaży firmie naftowej CO₂ wykorzystywanego w procesie ulepszonego wydobycia ropy naftowej czy gazu ziemnego lub na wspólnym przeprowadzeniu takiego przedsięwzięcia.

3. WNIOSKI

Rozwój nowych technologii EOR, takich jak Vapex czy LTO, i rosnąca presja na redukcję antropogenicznej emisji CO₂ stwarza korzystne warunki dla zwiększonego zainteresowania zastosowaniem metod EOR, zwłaszcza połączonych z sekwestracją CO₂, również w Polsce. Nie można także pominąć burzliwego w ostatnich latach rozwoju technologii otworów wielodennych, których wykorzystanie znacznie zwiększa efektywność eksploatacji, a także umożliwia zagospodarowanie małych złóż. Jedną z nowoczesnych metod EOR to opisany w niniejszym referacie proces SAGD. Technologia ta, będąca połączeniem metody EOR z technologią otworów multilateralnych, może mieć zastosowanie w przypadku złóż w warunkach sływu grawitacyjnego.

LITERATURA

- [1] Cavender T.W.: *Heavy Oil Development: Summary of Sand Control and Well Completion Strategies Used with Multilateral Applications*. IADC/SPE 87966, 2004
- [2] Gates I.D., Kenny J.: *Steam – Injection Strategy and Energetics of Steam – Assisted Gravity Drainage*. SPE 97742, 2005
- [3] Greaves M., Xia T.X.: *Recent Laboratory of THAI and Its Comparison with Other IOR Processes*. SPE 59334, 2000
- [4] Greaves M, Ren S.R.: *New Air Injection Technology for IOR Operations in Light and Heavy Oil Reservoirs*. SPE 57295, 1999
- [5] Hogg C.: *Identifying the Economic Savings Beyond the Reservoir*. SPE 94677, 2005
- [6] Khelifa Talbi, Brij B.: *Evaluation of CO₂ Based Vapex Process for the Recovery of Bitumen from Tar Sand Reservoirs*. SPE 84868, 2003
- [7] Lake L.W.: *Enhanced Oil Recovery*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs. New Jersey, USA 1989
- [8] Lake L.W., Schmidt R.L., Venuto P.B.: *A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s*. Oilfield Review, 1992
- [9] Nummedal D., Towler B., Mason Ch., Myron A.: *Enhanced Oil Recovery in Wyoming – Prospects and Challenges*. University of Wyoming, 2003
- [10] Oberkircher J.: *The Economic Viability of Multilateral Wells*. IADC/SPE 59202, 2000
- [11] Rychlicki S., Stopa J. et al.: *Możliwości rewitalizacji karpackich złóż ropy naftowej w celu zwiększenia wydobycia*. Zlecenie PGNiG S.A., Kraków 2005
- [12] Stopa J., Rychlicki S., Kosowski P.: *Ekonomiczne aspekty stosowania ulepszonych metod eksploatacji złóż ropy naftowej*. Prace Instytutu Nafty i Gazu, nr 130, wydanie konferencyjne, INiG, Kraków 2004, s. 509–513

- [13] Stopa J., Rychlicki S., Wojnarowski P., Kosowski P.: *Prognoza efektywności włączania gazu do złoża ropy naftowej*. Polityka Energetyczna, z. spec., t. 7, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków 2004, s. 321–333
- [14] Stopa J., Wojnarowski P., Kosowski P.: *Prognoza efektywności ekonomicznej sekwencjacji CO₂ w złożu ropy naftowej*. Polityka Energetyczna, z. spec., t. 8, 2005, s. 571–583.
- [15] Xia T.X., Greaves M.: *Underground Upgrading of Heavy Oil Using THAI – „Toe-to-Heel” Air Injection*. SPE 97728, 2005