

Jerzy Stopa*, Paweł Wojnarowski*, Piotr Kosowski*, Paweł Pyrzak*

UWARUNKOWANIA TECHNICZNE I EKONOMICZNE SEKWESTRACJI CO₂ W ZŁOŻU ROPY NAFTOWEJ

1. WPROWADZENIE

Jednym z poważniejszych problemów stojących obecnie przed krajowym, a także światowym sektorem energetycznym jest wypracowanie realnej polityki w zakresie redukcji emisji ditlenku węgla. Sytuacja Polski związana z zagadnieniem ograniczenia emisji ditlenku węgla jest szczególnie trudna, ponieważ znaczna ilość energii elektrycznej wytworzana jest w elektrowniach węglowych. Dążenie do znaczącej redukcji emisji CO₂ wywołało zainteresowanie m.in. metodami sekwestracji jego dużych ilości w strukturach geologicznych, umożliwiającymi też zwiększenie współczynnika szczyrpania złóż węglowodórów (metody EOR) [1].

Składowanie geologiczne to proces, w którym CO₂ jest kompresowany, transportowany w stanie ciekłym i wtłaczany pod ziemię. Miejscem składowania mogą być m.in. wyeksploatowane złoża gazu ziemnego i ropy naftowej, głębokie poziomy wodonośne oraz pokłady węgla zawierające metan. W takim ujęciu tego procesu, może on być uważany za metodę eksploatacji, której celem jest zwiększenie wydobycia gazu ziemnego, ropy naftowej lub metanu.

Głównym problemem ograniczającym zastosowania praktyczne tej metody sekwestracji jest wysoki koszt separacji, transportu oraz wtłaczania CO₂ do struktur geologicznych. Rozwiązaniem tego problemu może być z jednej strony system opłat za emisję gazów cieplarnianych, a z drugiej – plany obłożenia wykorzystywanych paliw podatkami i opłatami, mającymi pokryć koszty sekwestracji ditlenku węgla [2]. Prowadzi to jednak nieuchronnie do zwiększenia kosztów produkcji energii elektrycznej. W elektrowniach węglowych koszt samej tylko separacji ditlenku węgla ze spalin wynosi przy użyciu kotłów pyłowych 60÷210 USD na tonę spalonego paliwa w zależności od typu elektrowni. W przypadku kotłów gazowych koszty separacji ditlenku węgla powstałego ze spalania jednej tony gazu ziemnego zawierają się w przedziale 96÷140 USD. Po uwzględnieniu kosztów transportu

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków

i wtłaczania koszt w przeliczeniu na tonę spalonego paliwa rośnie o ok. 30 USD dla węgla i 27 USD dla gazu ziemnego. Może to spowodować wzrost kosztu wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 150÷400% w elektrowniach węglowych oraz 60÷83% w elektrowniach gazowych. Tak duży wzrost kosztów wytwarzania energii w olbrzymim stopniu wpłynie na konkurencyjność paliw energetycznych, zwłaszcza węgla, oraz zwiększy atrakcyjność innych źródeł energii, uznawanych obecnie za mniej opłacalne. Korzystny wpływ na opłacalność inwestycji może mieć więc połączenie procesu sekwestracji CO₂ z zaawansowanymi metodami wydobywania ropy naftowej. W takim przypadku magazynowany w strukturze złożowej ditlenek węgla dodatkowo powoduje zwiększenie wydobywania ropy naftowej, poprawiając stopień szczypania złoża. Zwiększamy w ten sposób efektywność eksploatacji złoża ropy naftowej przez produkcję tej części zasobów, które nie mogły być wydobyte ze złoża metodami konwencjonalnymi.

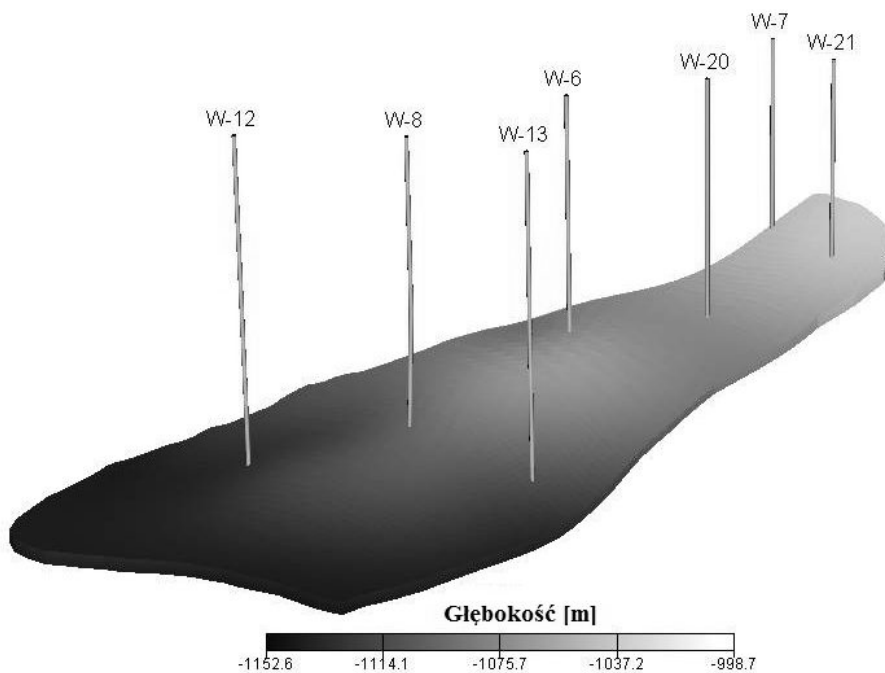
Proces taki jest jednak bardzo skomplikowany, a jego powodzenie jest uzależnione od szeregu czynników, takich jak warunki geologiczno-złożowe, sposób udostępnienia złoża oraz skala procesu zatłaczania CO₂. Ponadto przy połączeniu procesu magazynowania CO₂ z eksploatacją złoża cele założone przez emitenta gazu i operatora kopalni mogą się okazać trudne do pogodzenia. Emitentowi ditlenku węgla zależy na zapewnieniu stałej, dużej objętości magazynowej przez dłuższy czas, celem operatora kopalni jest natomiast uzyskanie maksymalnego wydobywania przy optymalnych parametrach zatłaczania. Tłoczenie dużych ilości ditlenku węgla może powodować przebiecie się tego gazu do odwiertów eksploatacyjnych i konieczność reiniekcji, a przez to ograniczenie ilości gazu pobieranego z emisji lub tłoczenie gazu w zawodnione rejony oddalone od strefy złożowej bez wpływu na produkcję. Uwarunkowania te powodują, iż w takich procesach preferowane będą duże obiekty zapewniające odpowiednią pojemność magazynową i stabilność eksploatacji [3].

2. MODELOWANIE PROCESU ZATŁACZANIA CO₂ I PRODUKCJI ROPY

W pracy przedstawiono przykład analizy procesu sekwestracji CO₂ połączonego z wydobywaniem ropy naftowej z jednego ze złóż karpaccich. Złóże to, pomimo długoletniej eksploatacji metodami klasycznymi, ze względu na uwarunkowania geologiczno-złożowe ma bardzo niski współczynnik szczypania. Zlokalizowane jest ponadto w pobliżu dużego emitenta CO₂, co miałyby wpływ na koszty transportu tego gazu. Obiekt ten pomimo niezbyt dużych rozmiarów był już rozważany jako lokalizacja pilotażowego projektu sekwestracji CO₂. Do analizy wykorzystano kompozycyjny model symulacyjny złoża. Rysunek 1 przedstawia model przestrzenny złoża wykorzystany do obliczeń, natomiast w tabeli 1 zawarto ogólną charakterystykę złoża.

W celu oceny wpływu zatłaczania CO₂ do złoża wykonano cztery warianty prognostyczne:

- wariant 1 (bazowy) – bez zatłaczania CO₂;
- wariant 2 – zatłaczanie CO₂ jednym istniejącym odwiertem W-13;
- wariant 3 – zatłaczanie CO₂ trzema odwiertami: istniejącym W-13 + dwoma nowo odwierconymi horyzontalnymi WZ-1 i WZ-2;
- wariant 4 – zatłaczanie CO₂ dwoma odwiertami: istniejącym W-13 + nowo odwierconym odwiertem pionowym W-Z3 w strefie nasycenia ropą naftową.



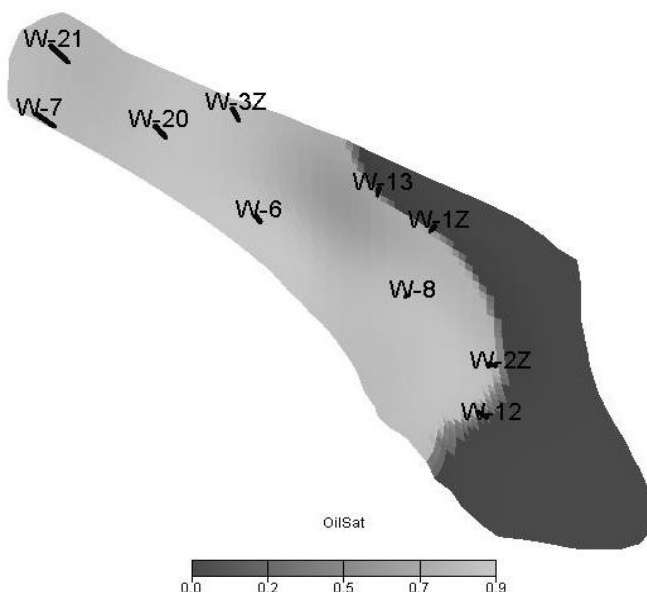
Rys. 1. Przestrzenny model złoża

Tabela 1

Podstawowe właściwości fizyczne skały zbiornikowej oraz ropy naftowej

Parametry złoża	
Formacja skalna	piaskowce cenomańskie kredy górnej
Mięższość efektywna	2÷11 m
Porowatość	do 13,8%
Przepuszczalność	0,4÷25 mD
Temperatura	55 °C
Głębokość zalegania	1200÷1500 m
Nasylenie ropą naftową	65%
Właściwości ropy naftowej	
Gęstość	0,817÷0,854 g/cm ³
Lepkość	0,41÷1,52 mPa·s
Skład	lekka ropa średnioparafinowa
Zawartość parafiny	3,34÷3,83%

Lokalizację odwiertów na tle struktury złożowej przedstawia rysunek 2.



Rys. 2. Lokalizacja odwiertów na tle struktury złożowej

Eksploracja prowadzona jest sześcioma odwiertami: W-6, W-7, W-8, W-12, W-20, W-21.

Sterowanie odwiertami produkcyjnymi odbywa się za pomocą ciśnienia dennego (BHP), zmieniającego się w trakcie eksploatacji od wartości początkowej 80 bar do 70 bar.

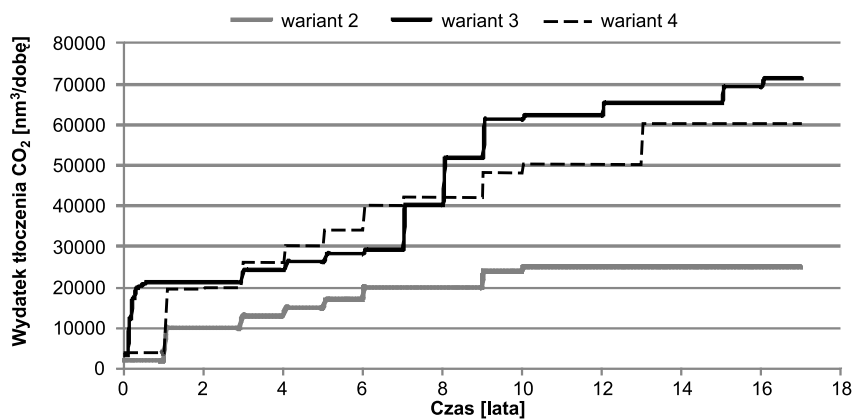
Odwierty zatłaczające sterowane są za pomocą wydatku tłoczenia, zmiennego w czasie w zależności od wariantu. We wszystkich wariantach z zatłaczaniem dodatkowo wprowadzono ograniczenie na maksymalne ciśnienie w odwiercie wynoszące 130 bar.

Lokalizacja oraz rodzaj odwiertów zatłaczających wpływają na możliwe do uzyskania ilości zatłaczanego ditlenku węgla. W symulacjach wydajności tłoczenia dobrano tak, aby uzyskać wartości stałe w czasie. Rysunki 3 i 4 przedstawiają uzyskane wydatki tłoczenia oraz skumulowaną ilość zatłoczonego CO₂ w poszczególnych wariantach.

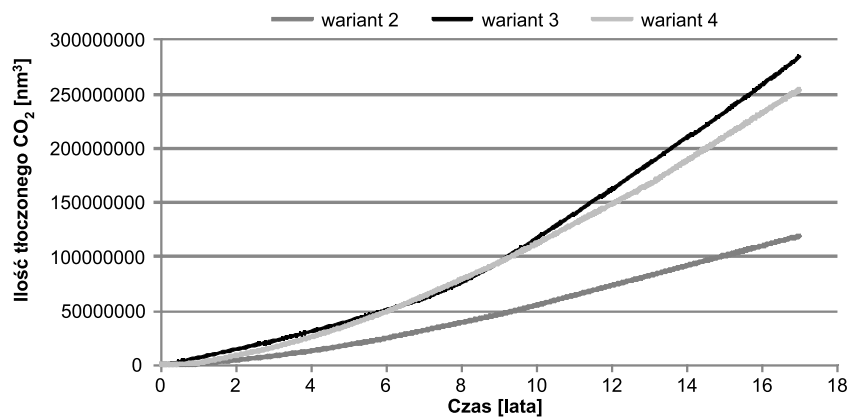
Jak widać z wykresu 3, wydatki tłoczenia wzrastają w czasie, co jest związane z wytworzeniem się w złożu strefy nasyconej CO₂.

We wszystkich wariantach widoczny jest wpływ tłoczenia ditlenku węgla na wydobywanie ropy. Obrazuje to rysunek 5.

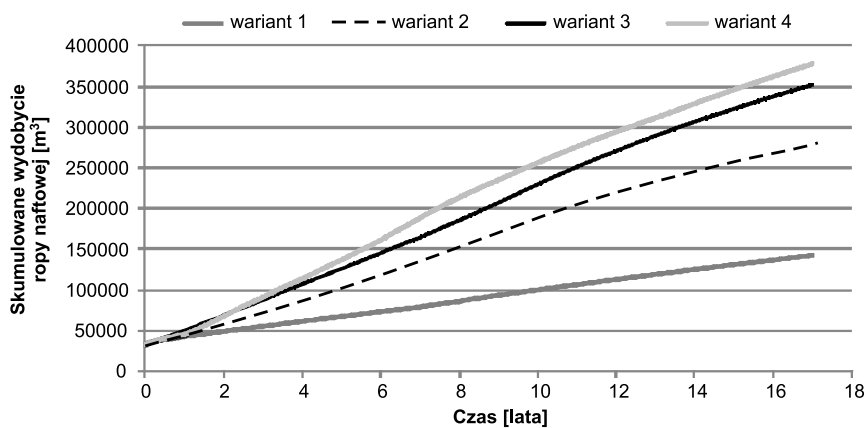
Z porównania ilości wydobytej ropy z ilością zatłaczanego gazu wynika, iż zwiększenie zatłaczania CO₂ nie prowadzi do maksymalizacji wydobywania ropy. Największe wydobywanie uzyskano w wariantcie 4, gdzie CO₂ tłoczony jest tylko dwoma odwiertami, lecz zlokalizowanymi na granicy strefy ropnej oraz wewnątrz niej. Największe ilości zatłaczanego gazu uzyskano natomiast w wariantcie 3, zakładającym wykorzystanie do tego procesu trzech odwiertów, w tym dwóch horyzontalnych. Wariant ten daje niższą produkcję ropy w porównaniu z wariantem 4, przy znacznie większych nakładach.



Rys. 3. Wydatki tłoczenia CO₂ do złoża



Rys. 4. Skumulowana ilość CO₂ zatłoczona do złoża

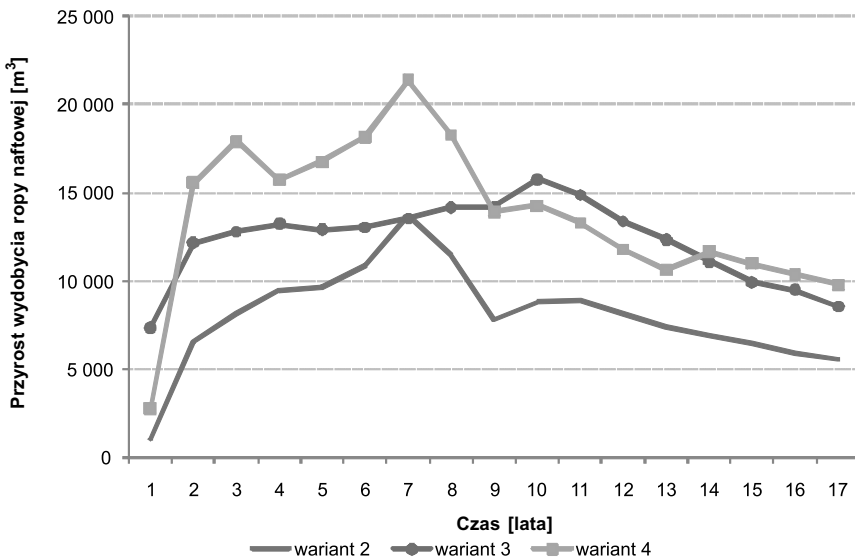


Rys. 5. Skumulowane wydobycie ropy naftowej

Należy zauważyć, że ze względu na stosunkowo niewielkie rozmiary analizowanego złoża uzyskane wydatki tłoczenia nie są duże w porównaniu z emisją z elektrowni czy innego dużego zakładu przemysłowego. W przypadku konieczności zatłaczania większych ilości CO₂ należałoby zwiększyć liczbę odwiertów w strefie zawodnionej, co nie wpłynęłoby na zwiększenie produkcji ropy, a mogłoby zwiększyć niebezpieczeństwo przebicia się CO₂ do odwiertów produkcyjnych. Innym rozwiązaniem jest wykorzystanie kilku struktur geologicznych, co jednak znacząco wpływa na zwiększenie kosztów takiej inwestycji.

3. OCENA EKONOMICZNA

Ocena ekonomiczna wariantów eksploatacji złoża została przeprowadzona przy założeniu, że kopalnia ropy naftowej płaci emitentowi za zatłoczony ditlenek węgla. Pod uwagę zostały wzięte tylko te przychody, które pochodzą ze sprzedaży przyrostu produkcji ropy naftowej w porównaniu z wariantem 1, zakładającym brak zatłaczania CO₂. Przyrost ten został zaprezentowany na rysunku 6.



Rys. 6. Przyrost wydobywania ropy naftowej w analizowanych wariantach w porównaniu z wariantem bazowym

Ocena efektywności ekonomicznej została przeprowadzona metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych, a jej podstawowe założenia zostały zaprezentowane w tabeli 2. Wyniki analizy przedstawia tabela 3.

Tabela 2
Założenia analizy efektywności ekonomicznej

Koszt CO ₂ , zł/tys. m ³	500,00
Koszt zatłaczania CO ₂ , zł/tys. m ³	50,00
Koszt zmienny wydobycia ropy, zł/m ³	50
Cena ropy naftowej, zł/m ³	1500
Stopa dyskontowa	0,1
Nakłady inwestycyjne – wariant 2, zł	10 000 000
Nakłady inwestycyjne – wariant 3, zł	90 000 000
Nakłady inwestycyjne – wariant 4, zł	30 000 000

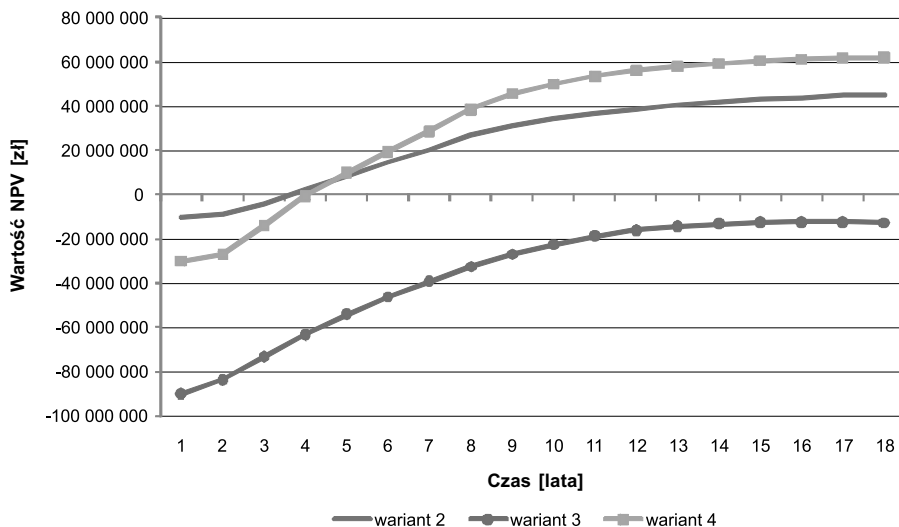
Tabela 3
Wyniki analizy efektywności ekonomicznej

Warianty	Wskaźnik	Wartość
Wariant 2	NPV, zł	45 088 491
	IRR, %	55,33
	Zdyskontowany okres zwrotu, lata	2,63
	NPVR	4,509
Wariant 3	NPV, zł	-12 767 002
	IRR, %	6,99
	Zdyskontowany okres zwrotu, lata	0,00
	NPVR	-0,142
Wariant 4	NPV, zł	61 874 124
	IRR, %	39,93
	Zdyskontowany okres zwrotu, lata	3,05
	NPVR	2,062

Wyniki analizy potwierdzają fakt, że z punktu widzenia producenta ropy naftowej bardzo istotna jest optymalizacja ilości zatłaczanego ditlenku węgla, gdyż jej zwiększanie nie prowadzi do wzrostu opłacalności projektu, przeciwnie – często czyni go nieopłacalnym. Spośród omawianych scenariuszy niekorzystny okazuje się wariant 3, w którym do złoża zatłaczana jest największa ilość CO₂, co wynika głównie z wysokich nakładów inwestycyjnych, związanych z odwierceniem otworów horyzontalnych oraz z najmniejszego przyrostu wydobycia. Najwyższe NPV posiada wariant 4, chociaż wskaźnik NPVR, służący do

porównywania inwestycji i oceniający optymalne wykorzystanie zainwestowanego kapitału przemawia za wyborem wariantu 2. W tym przypadku wybór pomiędzy wariantem 2 a 4 powinien być uzależniony od kierujących przedsiębiorstwem oraz innych projektów inwestycyjnych planowanych przez przedsiębiorstwo. W przypadku dostępu do niedrogich źródeł finansowania inwestycji oraz braku innych konkurencyjnych projektów należałoby wybrać wariant 4, gdyż oprócz największego przyrostu wartości (NPV) pozwala on również na uzyskanie największego wzrostu produkcji ropy naftowej.

Przebieg krzywych NPV w okresie analizy przedstawia rysunek 7.



Rys. 7. Krzywe NPV w analizowanych wariantach

4. PODSUMOWANIE

W analizowanych wariantach nieopłacalny okazał się scenariusz zakładający maksymalizację ilości zatłaczanego CO₂. Wykorzystanie tego gazu do zwiększenia wydobywania ropy naftowej może się okazać bardzo korzystne dla firmy naftowej, jednak należy pamiętać o tym, że jej interesy są w tym przypadku rozbieżne z interesami dużego emitenta ditlenku węgla, ponieważ emitentowi zależy na sekwestracji całej emisji, która z punktu widzenia producenta ropy naftowej jest z reguły o wiele za duża. Metoda EOR, polegająca na zatłaczaniu CO₂, która pozwala w znaczący sposób zwiększyć współczynnik szczyrpania złoża, nie jest więc skuteczną metodą sekwestracji przemysłowych ilości CO₂. Do sekwestracji dużych ilości ditlenku węgla można wykorzystać duże, szczyrpane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego lub warstwy wodonośne, do których CO₂ byłby zatłaczany nie w celu zwiększanie wydobywania, ale podziemnego magazynowania, za które firma naftowa pobierałaby opłatę od emitenta.

Podziękowania

Autorzy artykułu pragną złożyć podziękowania firmie Schlumberger za udostępnienie oprogramowania pakietu Eclipse w ramach grantu dla AGH.

Acknowledgments

The authors would like to thank the Schlumberger company for technical support and granting permission to use Eclipse software simulator to carry out this study.

LITERATURA

- [1] Rychlicki S., Stopa J., Wojnarowski P.: *Możliwości rewitalizacji złóż ropy naftowej*. Wiertnictwo Nafta Gaz, t. 25, z. 1, 2008, s. 43–51.
- [2] Stopa J., Wojnarowski P., Kosowski P.: *Ekonomika sekwestracji geologicznej CO₂ w złożach ropy naftowej*. Polityka Energetyczna, t. 9, z. spec., 2006, s. 319–328.
- [3] Stopa J., Zawisza L., Wojnarowski P., Rychlicki S.: *Near-term storage potential for geological carbon sequestration and storage in Poland*. Gospodarka Surowcami Mineralnymi, t. 25, z. 1, 2009, s. 169–186.