

Jerzy STOPA*, Paweł WOJNAROWSKI**, Piotr KOSOWSKI***

Prognoza efektywności ekonomicznej sekwestracji CO₂ w złożu ropy naftowej

STRESZCZENIE. Problem zwiększonej, antropogenicznej emisji dwutlenku węgla staje się coraz poważniejszy. Pomimo braku całkowitego potwierdzenia hipotezy o globalnym ociepleniu, podejmowanych jest szereg prób ograniczenia emisji CO₂. W przypadku wprowadzenia administracyjnych nakazów znacznego ograniczenia emisji producenci energii elektrycznej staną przed koniecznością separacji, przechwytywania i składowania dwutlenku węgla. W artykule przedstawiono wyniki uproszczonego modelowania komputerowego zatłaczania całej emisji dwutlenku węgla z jednej z polskich elektrociepłowni do złoża ropy naftowej, oparte na śledzeniu zmian nasycenia gazem zatłaczanym wzdłuż linii prądu, otrzymując prognozę wpływu zatłaczania CO₂ na wydobywanie ropy naftowej. Przedstawiono również wstępną prognozę ekonomicznej efektywności takiego procesu. Wstępna analiza wskazuje na potencjalną, wysoką efektywność ekonomiczną takiego przedsięwzięcia, która jest jednak bardzo ściśle uzależniona od ceny ropy i kosztu wtłaczanego dwutlenku węgla.

SŁOWA KLUCZOWE: sekwestracja, eksploatacja ropy naftowej, efekt ekonomiczny, EOR

Wprowadzenie

Zagrożenie efektem cieplarnianym, wywołanym przez antropogeniczną emisję dwutlenku węgla, choć nie zostało całkowicie potwierdzone, wywołuje coraz większe zaintereso-

* Dr hab. inż., ** Dr inż. ***, Mgr inż. — Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków; e-mail: stopa@agh.edu.pl, wojnar@agh.edu.pl, kosowski@agh.edu.pl

Recenzent: doc. dr hab. inż. Radosław TARKOWSKI

sowanie opinii publicznej, organizacji międzynarodowych i rządów poszczególnych państw. Efektem tego zainteresowania są próby zmniejszenia światowej emisji dwutlenku węgla, które w przypadku potwierdzenia się hipotezy o efekcie cieplarnianym mogą przybrać formę bezwzględnej nakazu administracyjnego. Obowiązek zmniejszenia lub wyeliminowania emisji w pierwszej kolejności dotknie duże stacjonarne źródła, takie jak elektrownie i zakłady przemysłowe, które w przeważającej mierze korzystają z węgla, jako głównego paliwa. Niestety same udoskonalenia w technologiach spalania nie są w stanie zapewnić pożądanego efektów. Konieczne jest opracowanie efektywnych technologii przechwytywania i składowania dwutlenku węgla pochodzącego z dużych, punktowych źródeł emisji. Jednym ze sposobów składowania CO₂ jest sekwestracja w strukturach geologicznych. W tym celu wykorzystać można złoża węglowodorów, łącząc zabieg składowania dwutlenku węgla z zaawansowanymi metodami eksploatacji ropy naftowej, co może przynieść dodatkowe korzyści związane ze zwiększeniem wydobywania.

W artykule autorzy przedstawiają wyniki symulacji wtłaczania całkowitej emisji dwutlenku węgla z jednej z polskich elektrociepłowni do jednego z polskich złóż wraz z wstępną, wariantową oceną ekonomiczną takiej operacji.

Sekwestracja geologiczna

Idea przechwytywania CO₂ nie powstała w związku z zagrożeniem efektem cieplarnianym. W latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku powstało w USA kilka fabryk, mających na celu produkcję czystego dwutlenku węgla, który miał być wtłaczany do złóż ropy naftowej w celu zwiększenia jej wydobywania. Spadek cen ropy w połowie lat 80 uczynił to przedsięwzięcie nieopłacalnym. W 1996 roku w Norwegii koncern Statoil uruchomił pierwszy komercyjny projekt składowania CO₂, pochodzącego ze złóż gazu ziemnego, który po przechwyceniu jest wtłaczany pod dno Morza Północnego. Główną przyczyną tej inwestycji jest, obowiązująca w Norwegii, bardzo wysoka opłata za emisję CO₂ do atmosfery [3].

Podziemne składowanie CO₂ jest korzystne ze względu na duże pojemności możliwych magazynów a także ich ekologiczne bezpieczeństwo. Separacja CO₂ z gazów spalinowych, kompresja, transport rurociągami i składowanie zwiększa koszty produkowanej energii, ale w przypadku składowania w złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej może również generować znaczne przychody. Istotnym faktem może być również zmniejszenie obciążeń z tytułu kar i opłat za emisję, które przy narastającym problemie „efektu cieplarnianego” mają znacznie wzrosnąć w najbliższych latach. Źródłem przychodów może stać się też handel prawami do emisji, wynikającymi z porozumienia w Kyoto, które przy ograniczeniu własnej emisji można odsprzedać.

Składowanie geologiczne to proces, w którym CO₂ jest kompresowany, transportowany w stanie ciekłym rurociągami i wtłaczany pod ziemię. Miejscem składowania mogą być m.in. wyeksploatowane złoża gazu ziemnego i ropy naftowej, głębokie pokłady węgla oraz

pokłady węgla zawierające metan. W tym przypadku CO₂ zwiększa wydobycie gazu ziemnego, ropy naftowej lub metanu.

Koncepcja sekwestracji CO₂ w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej jest logicznym następstwem techniki zwiększania wydobycia opatentowanej w 1952 roku, która wykorzystywała płynny CO₂ do wtlaczania do złóż.

Wtlaczanie sprężonego CO₂ pod ziemię może odbywać się do miejsc położonych na głębokości co najmniej 800 m,

Sekwestracja geologiczna uważana jest za technologię, która może być najszybciej rozwinięta, poza tym istnieją miejsca gdzie została już zastosowana.

Geologiczne składowanie CO₂ składa się z [9]:

- a) transportu rurociągami na miejsce przechowywania,
- b) rekompresji w celu utrzymania odpowiedniego ciśnienia w rurociągu lub osiągnięcia odpowiedniego ciśnienia dla wtlaczania,
- c) wtlaczania,
- d) monitorowania ruchu CO₂ w złożu w czasie i po wtlaczaniu.

Istnieją dobrze udokumentowane opcje geologiczne sekwestracji CO₂. Po pierwsze CO₂ może być użyty do zwiększania wydobycia ropy naftowej. Od wielu lat przemysł wydobywczy wtlacza CO₂ do złóż ropy naftowej. Wydobycie tego typu stanowi 0,3% światowego wydobycia ropy naftowej. Część takich projektów wykorzystuje wytworzony przez człowieka (antropogeniczny) CO₂. W ten sposób nie tylko redukuje się emisję gazów cieplarnianych, ale również otrzymuje znaczne korzyści wynikające ze zwiększonej produkcji ropy naftowej [6]. Po drugie, CO₂ może być również wykorzystany do wydobycia metanu ze złóż węgla kamiennego, a także można go przechowywać w głębokich, nie nadających się do wydobycia pokładach. Pokłady węgla przechowują CO₂ uwalniając metan. Po trzecie, CO₂ może być przechowywany w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej. Dwutlenek węgla może być również wtlaczany do głębokich poziomów wodonośnych oraz innych, odpowiednich z geologicznego punktu widzenia, miejsc.

Symulacje wtlaczania CO₂ w horyzontalne poziomy wodonośne pokazują bardzo wolną migrację, może ona osiągnąć maksymalny promień kilku kilometrów od otworów wtlaczających w ciągu kilku tysięcy lat.

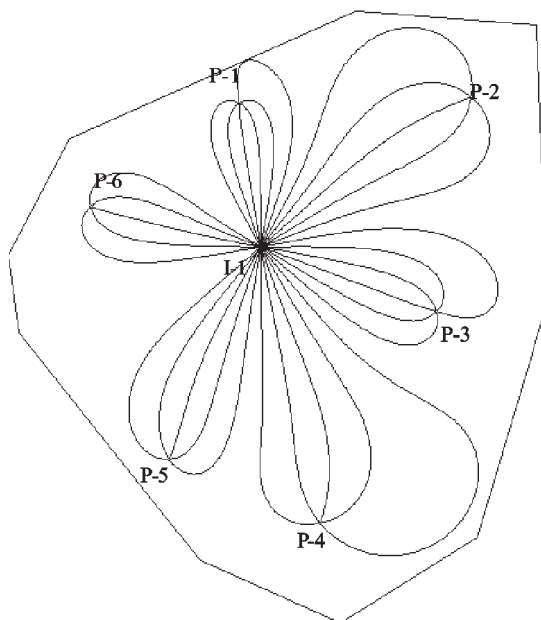
Geologiczne opracowania są bardzo ważnym elementem sekwestracji. Potrzebne jest zrozumienie relacji pomiędzy poszczególnymi parametrami złoża. Ważna jest również analiza kierunków przemieszczania się CO₂ w złożu. Ponieważ CO₂ ma tendencje do migrowania w górę bardzo istotna jest pewność, że nie wydostanie się ze złoża i będzie w nim uwięziony przez odpowiednio długo okres. Wyczerpane złoża węglowodorów są bardzo dobrym miejscem składowania, ponieważ stanowią geologiczne pułapki i są dobrze zbadane.

Obliczenia prognostyczne wpływu sekwestracji na proces eksploatacji ropy naftowej

W fazie wstępnej projektowania metod EOR (*Enhanced Oil Recovery*) zastosowanie znajduje uproszczony model wypierania oparty na śledzeniu zmian nasycenia płynem wypierającym wzdłuż linii prądu będących liniami stycznymi w każdym punkcie do prędkości przepływu płynów złożowych [8]. Metoda ta jest szeroko stosowana do wstępnych studiów poprzedzających pełną symulację procesów wypierania zarówno w warunkach mieszania się przepływających płynów, jak i bez uwzględnienia zjawisk mieszania.

W celu określenia wpływu sekwestracji na produkcję ropy naftowej zastosowano program CO₂ Prophet wykorzystujący metodę linii prądu. Program ten służy do modelowania procesów nawadniania i nagazowywania złóż węglowodorów i opracowany został przez firmę Texaco na zlecenie Departamentu Energii USA [1].

Obliczenia wykonano wykorzystując podstawowe własności złoża zbliżone do jednego ze złóż ropy naftowej znajdujących się na Niżu Polskim. Założono ponadto zatłaczanie całej emisji CO₂ z pobliskiej elektrowni. W obliczeniach założono, iż zatłaczanie odbywać będzie się jednym odwiertem, produkcja natomiast z wykorzystaniem 6 odwiertów, których wzajemną lokalizację pokazano na rysunku 1. Przyjęto właściwości modelowanego złoża zawarte w tabeli 1.



Rys. 1. Linie prądu między odwiertem zatłaczającym a eksploatacyjnymi

Fig. 1. Streamlines between wells

TABELA 1. Właściwości złoża przyjęte do obliczeń

TABLE 1. Reservoir properties used in calculations

Parametr	Wartość	Parametr	Wartość
Miąszość efektywna	9 m	początkowe nasycenie ropą	0,81
Porowatość efektywna	12%	początkowe nasycenie wodą	0,12
Przepuszczalność	28 mD	początkowe nasycenie gazem	0,07
Temperatura złożowa	119,83°C	wsp. objętościowy ropy	1,4
Średnie ciśnienie złożowe	52,71 MPa	wsp. lepkości dynamicznej	0,13 mPa·s
Minimalne ciśnienie mieszania	70 MPa	wsp. Dykstra-Parsonsa	0,7
Gęstość ropy w warunkach powierzchniowych	0,798 g/cm ³	początkowe zasoby ropy	6,5 mln m ³
Gęstość ropy w warunkach złożowych	0,486 g/cm ³	powierzchnia złoża	10,3 km ²
Gęstość względna gazu	0,8738	wydatek tłoczenia	646 000 Nm ³ /d

Wielkość wydobycia ze złoża bez zastosowania metody EOR określono na podstawie hiperbolicznej krzywej spadku wydobycia [4] w postaci:

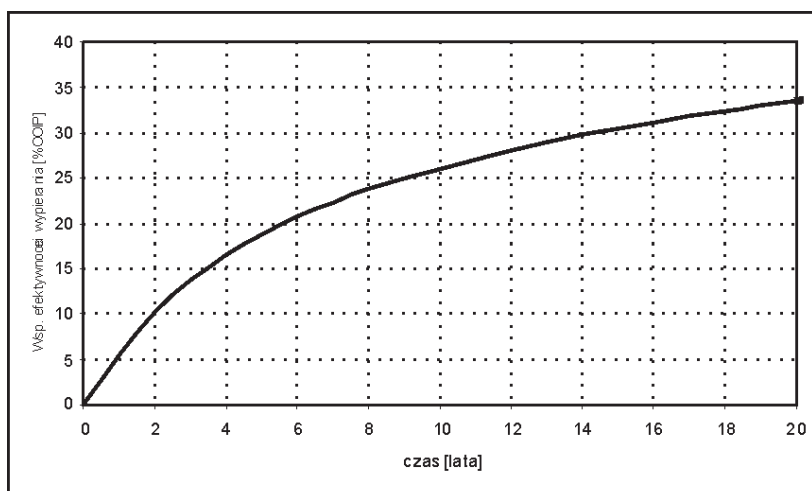
$$q(t) = \frac{q_i}{(1+n \cdot a_i \cdot t)^{1/n}}$$

gdzie: q_i — wydobycie początkowe,
 t — czas,
 n — stała liczbowa,
 a_i — współczynnik tempa spadku wydobycia,
 $q(t)$ — zmiana wydobycia w czasie.

Zależność tą stosuje się w przypadku złóż, gdzie znaczny udział w wydobyciu ma energia pochodząca z rozpuszczonego w ropie gazu. Wartości współczynników n i a_i dobrano tak, aby wydobycie ze złoża po okresie 20 lat nie przekroczyło 15% całkowitych zasobów ropy w złożu, co jest, według literatury, wartością graniczną współczynnika szczypania, jaką można uzyskać w przypadku stosowania „metod pierwotnych” eksploatacji ropy [7].

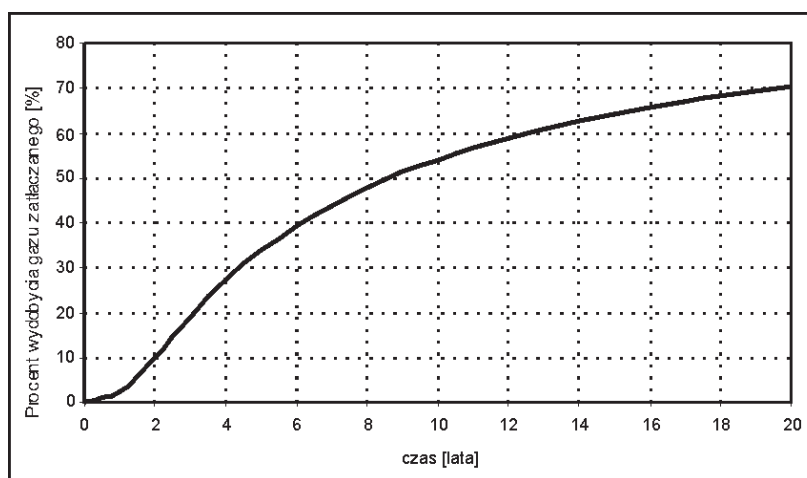
Rysunek 1 przedstawia wygenerowane linie prądu między odwiertem zatłaczającym a odwiertami produkcyjnymi. Na rysunkach 2–5 przedstawiono wyniki obliczeń.

Jak widać z rysunku 3, zatłaczany gaz zaczyna pojawiać się w odwiertach eksploatacyjnych po około 1 roku prowadzenia zatłaczania. Jest to spowodowane dużą niejednorodnością złoża na skutek zeszcelinowania. W początkowym okresie eksploatacji daje się zauważyć bardzo duży przyrost wydobywanej ropy w porównaniu z szacowanym wydobyciem bez stosowania zatłaczania. W dalszej fazie eksploatacji zaobserwować można



Rys. 2. Procent początkowych zasobów geologicznych ropy (original oil in place OOIP) wydobytej podczas zatłaczania w funkcji czasu

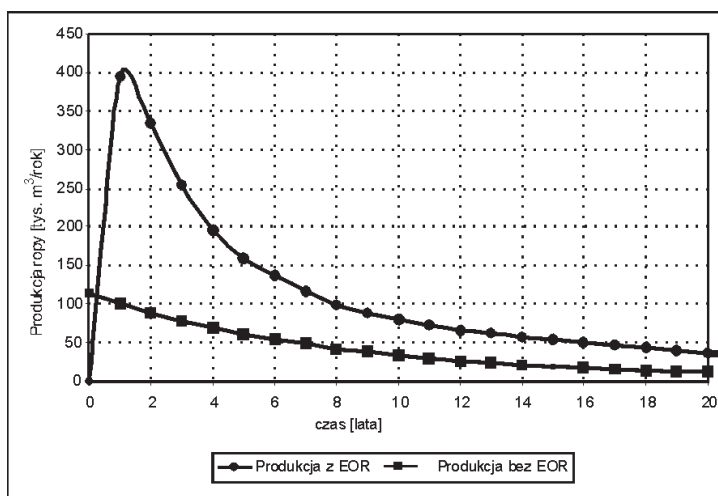
Fig. 2. Percent of original oil in place produced in time



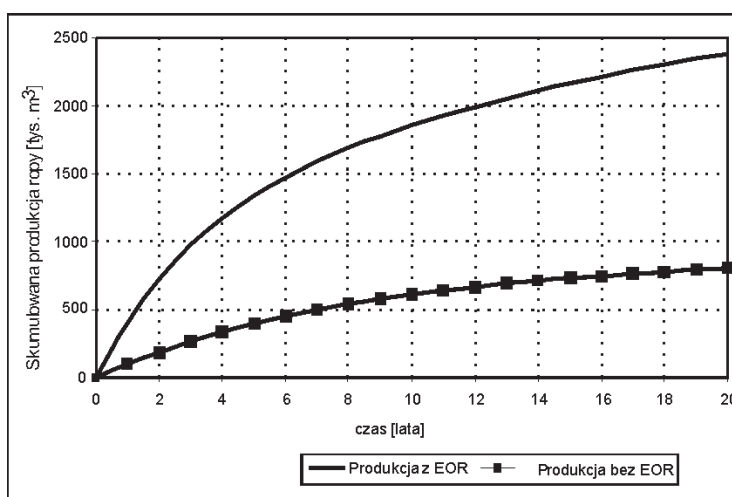
Rys. 3. Procent objętości zatłoczonego gazu uzyskany z odwiertów eksploatacyjnych w funkcji czasu

Fig. 3. Percent of injected gas produced in time

stopniowy spadek wydobywania, jednakże w całym prognozowanym okresie zatłaczanie gazu zapewnia wydajność ropy na poziomie wyższym od wydobywania metodami konwencjonalnymi. Końcowy współczynnik odropienia wynosi w tym przypadku około 33 %, dla eksploatacji metodami „pierwotnymi” natomiast 14%. Dzięki zastosowaniu metody EOR uzyskuje się ponad dwukrotny przyrost współczynnika odropienia złoża.



Rys. 4. Prognozowane wydobycie ropy w czasie
 Fig. 4. Forecast for oil production (primary and EOR)



Rys. 5. Skumulowane wydobycie ropy w czasie
 Fig. 5. Cumulated oil production (primary i EOR)

Problem dwutlenku węgla wydobywanego wraz z ropą, może zostać rozwiązany poprzez jego separację oraz wtłaczanie do innej kumulacji złoża, gdzie także wpłynie na zwiększenie produkcji, lub do zawodnionej części złoża. W analizie ekonomicznej ten aspekt został pominięty.

Analiza ekonomiczna procesu sekwestracji do przykładowego złoża ropy naftowej

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 [2] koszt separacji CO₂ może wahać się od 20 do nawet 70 USD za tonę, koszt późniejszego transportu i wtłaczania jest zdecydowanie niższy i waha się od 5 do 15 USD na tonę CO₂. Bardzo interesująca z punktu widzenia dużego emitenta może okazać się więc współpraca z sektorem naftowym, który posiada należytą wiedzę z zakresu podziemnego składowania gazów. Współpraca ta może przybierać różne formy, m.in. może polegać na sprzedaży firmie naftowej CO₂, wykorzystywanego w procesie ulepszanego wydobycia ropy naftowej czy gazu ziemnego lub na wspólnym przeprowadzeniu takiego przedsięwzięcia.

W niniejszym artykule została przeprowadzona wstępna analiza procesu zatłaczania całej emisji dwutlenku węgla z jednej z polskich elektrowni do pobliskiego złoża. Emisja ta wynosi 646 tys. Nm³ CO₂ dziennie, czyli około 235,79 mln Nm³ CO₂, a założony okres wtłaczania to 15 lat. Pozostałe założenia projektu przedstawiają tabele 2 i 3.

Przyjęto również trzy warianty ceny ropy naftowej —40, 50 i 60 USD za baryłkę oraz pięć wariantów ceny zatłaczanego dwutlenku węgla —odpowiednio 30, 40, 50, 60 i 70 USD za tonę CO₂.

W analizie ekonomicznej pod uwagę brane są tylko te przychody i te koszty, które wynikają z projektu wtłaczania dwutlenku węgla do złoża i zwiększonej z tego powodu produkcji, której wielkość określono opisaną wcześniej metodą symulacji komputerowej. Kosztów i przychodów, które byłyby ponoszone i osiągnęte bez tego projektu analiza nie obejmuje.

TABELA 2. Nakłady inwestycyjne [USD]

TABLE 2. Investments [USD]

Instalacja separacji	2 000 000
Sprężarka	6 000 000
Rurociąg	5 000 000
Rekonstrukcja otworu	2 000 000
Pozostałe wydatki	2 000 000
Suma	17 000 000

Źródło: [5]

TABELA 3. Założenia analizy

TABLE 3. Project data

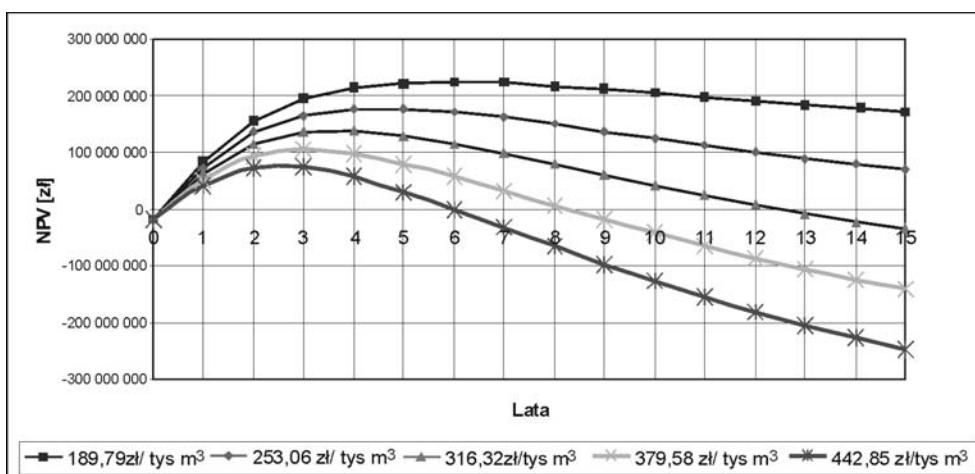
Koszty zmienne wydobycia ropy [zł/Mg]	200
Koszty stałe [zł/rok]	1 500 000
Stopa dyskontow [%]	10
Stawka amortyzacji [%]	7
Stawka opłaty koncesyjnej [zł/Mg]	25
Czas trwania inwestycji [lata]	15
Stawka podatku dochodowego	0,19

TABELA 4. Wyniki analizy ekonomicznej

TABLE 4. Results of economic evaluation

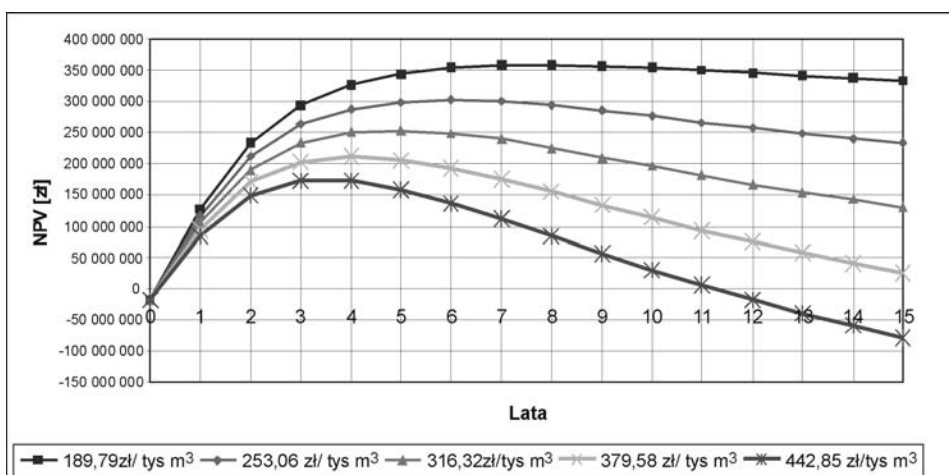
Cena ropy	40 USD/bbl (805 zł/m ³)	50 USD/bbl (1006 zł/m ³)	60 USD/bbl (1208 zł/m ³)
Cena zatłoczonego CO ₂ = 189,79 zł/tys m ³ (30 USD/tona)			
NPV [zł]	172 203 166	332 517 044	491 936 058
NPVR [%]	10,13	19,56	28,94
Okres zwrotu zdysk.[lata]	0,17	0,12	0,09
MIRR [%]	19,52	26,95	33,88
Cena zatłoczonego CO ₂ = 253,06 zł/tys m ³ (40 USD/tona)			
NPV [zł]	69 883 099	232 318 202	393 531 707
NPVR [zł]	4,11	13,67	23,15
Okres zwrotu zdysk.[lata]	0,19	0,13	0,1
MIRR [zł]	13,35	19,98	25,87
Cena zatłoczonego CO ₂ = 316,32 zł/tys m ³ (50 USD/tona)			
NPV [zł]	-34 586 186	130 319 565	293 251 415
NPVR [%]	-2,03	7,67	17,25
Okres zwrotu zdysk.[lata]	0,21	0,14	0,1
MIRR [%]	8,53	14,95	20,3
Cena zatłoczonego CO ₂ = 379,58 zł/tys m ³ (60 USD/tona)			
NPV [zł]	-140 654 830	26 315 120	19 146 467
NPVR [%]	-8,27	1,55	11,26
Okres zwrotu zdysk.[lata]	0,25	0,15	0,11
MIRR [%]	4,53	10,9	16,06
Cena zatłoczonego CO ₂ = 442,85 zł/tys m ³ (70 USD/tona)			
NPV [zł]	-247 076 632	-78 375 209	88 022 651
NPVR [%]	-14,53	-4,61	5,18
Okres zwrotu zdysk.[lata]	0,3	0,17	0,12
MIRR [%]	0,85	7,5	12,55

Analiza przeprowadzona została metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych i w jej trakcie dla każdego z wariantów ceny ropy naftowej i włączanego dwutlenku węgla obliczono wskaźniki: NPV (wartość zaktualizowana netto), NPVR (stosunek NPV do zdyskontowanej wielkości nakładów inwestycyjnych), zdyskontowany okres zwrotu oraz MIRR (zmodyfikowaną wewnętrzną stopę zwrotu). Nie wykorzystano popularnego wskaźnika IRR (wewnętrzna stopa zwrotu) ze względu na fakt, iż w analizowanym projekcie wystę-



Rys 6. NPV projektu włączania CO₂ dla ceny ropy naftowej 40 USD/baryłka i poszczególnych wariantów ceny CO₂

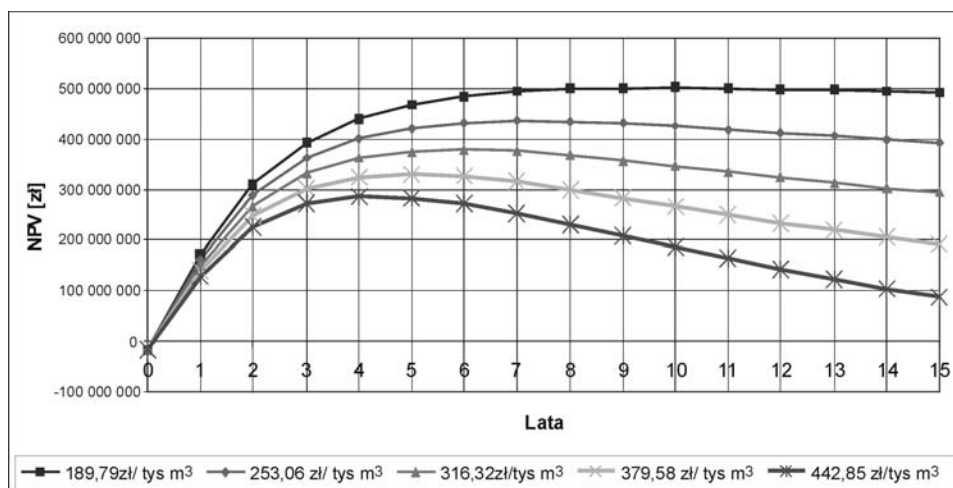
Fig. 6. NPV of the project for the crude oil price USD 40/bbl



Rys 7. NPV projektu włączania CO₂ dla ceny ropy naftowej 50 USD/baryłka i poszczególnych wariantów ceny CO₂

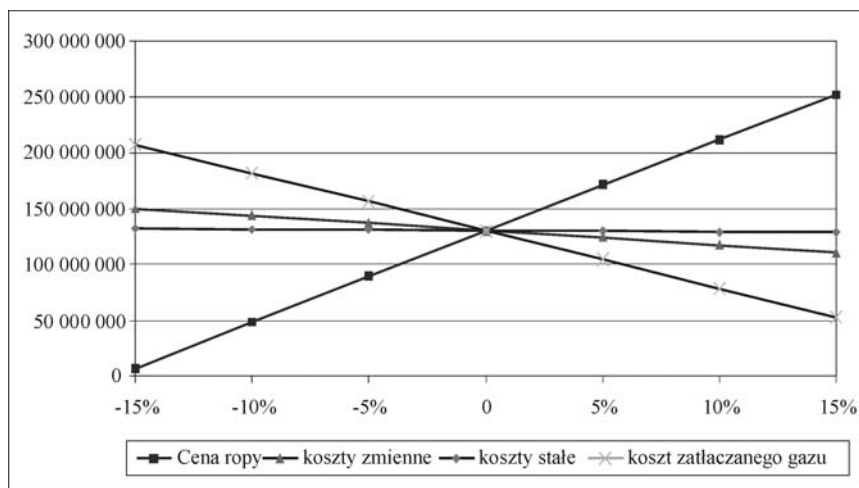
Fig. 7. NPV of the project for the crude oil price USD 50/bbl

pują w późniejszych latach ujemne przepływy finansowe. W takim przypadku wielomian $NPV = 0$, z którego otrzymujemy wartość IRR ma wiele rozwiązań, co znacznie utrudnia interpretację i podaje w wątpliwość praktyczne wykorzystanie tego wskaźnika. W tej sytuacji zamiast IRR stosuje się zmodyfikowaną wewnętrzną stopę zwrotu — MIRR. Wyniki analizy przedstawia tabela 4 oraz rysunki 6–9,



Rys 8. NPV projektu włączania CO₂ dla ceny ropy naftowej 60 USD/baryłka i poszczególnych wariantów ceny CO₂

Fig. 8. NPV of the project for the crude oil price USD 60/bbl



Rys 9. Wrażliwość NPV na zmianę parametrów projektu dla ceny ropy naftowej 40 USD/baryłka i ceny CO₂ 50 USD/Mg

Fig. 9. Sensivity of NPV for the crude oil price USD 40/bbl and the CO₂ price 50/Mg

Analiza wskazuje na bardzo wysoka opłacalność inwestycji w przypadku wysokich cen ropy — 50 i 60 USD/bbl. Dla ceny na poziomie 60 USD/bbl opłacalne są wszystkie warianty ceny dwutlenku węgla. Dla ceny ropy naftowej na poziomie 50 USD/bbl projekt jest nieopłacalny tylko dla najwyższej ceny CO₂. W przypadku najniższej, zakładanej ceny ropy — 40 USD/bbl projekt jest opłacalny tylko dla dwóch najniższych wariantów ceny dwutlenku węgla — 30 i 40 USD/Mg.

Należy zwrócić jednak uwagę na to, że każdy z nieopłacalnych wariantów po odpowiednim skróceniu okresu eksploatacji stałby się opłacalny, co widać na rysunkach 6–8. Skrócenie czasu eksploatacji wpłynęłoby zresztą pozytywnie na opłacalność wszystkich wariantów. Spowodowane jest to bardzo dużym wzrostem wydobywania w początkowym okresie, w którym wypracowane zostaje większość zysków i niewielką nadwyżką w następnych latach powodującą straty (rys. 4). Skrócenie okresu eksploatacji jest korzystne z punktu widzenia firmy naftowej, jednak zupełnie nieopłacalne ze względu na interes emitenta dwutlenku węgla oraz cele inwestycji, mającej na celu ograniczenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery.

Analiza wrażliwości wskazuje na bardzo dużą zależność wielkości NPV od ceny ropy naftowej oraz ceny wtłaczanego dwutlenku węgla. Wpływ kosztów stałych oraz zmiennych (oprócz ceny CO₂) na wielkość NPV jest niewielki.

Wnioski

Współpraca dużych, stacjonarnych emitentów dwutlenku węgla z sektorem naftowym, może okazać się niezbędna w przypadku potwierdzenia się hipotezy o globalnym ociepleniu, wynikającym z antropogenicznej emisji CO₂. Nakazy administracyjne, dotyczące zmniejszenia emisji CO₂, które mogą zostać wprowadzone, zmuszą emitentów do przechwytywania i składowania dwutlenku węgla. Naturalnym partnerem w takim przypadku stanie się sektor naftowy, dysponujący wiedzą dotyczącą składowania gazów w podziemnych strukturach geologicznych. Współpraca ta może być również bardzo korzystna dla tych firm ze względu na możliwość wykorzystania składowanego dwutlenku węgla do zwiększenia wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, co zostało wykazane we wstępnej analizie przedstawionej w rzykule. Może wystąpić jednak konflikt interesów emitentów, którym zależy na jak najdłuższym składowaniu dwutlenku węgla po jak najniższym koszcie (najwyższym zysku) oraz firmy naftowej, kładącej nacisk na optymalizację swoich własnych wyników ekonomicznych. Przykład takiej sytuacji występuje w analizowanym przez nas przykładzie. Należy w takim przypadku przyjąć najbardziej odpowiedni dla wszystkich model rozliczania kosztów i zysków takiej inwestycji, biorąc pod uwagę nadrzędny cel, jakim jest ochrona środowiska naturalnego przed globalnym ociepleniem.

Artykuł opracowano w ramach badań własnych

Literatura

- [1] DOBITZ J.K., PRIEDITIS J., 1994 —A Stream Tube Model for the PC, SPE/DOE 27750.
- [2] KOSOWSKI P., RYCHLICKI St., STOPA J., 2005 —Analiza kosztów separacji CO₂ ze spalin w związku z możliwością jego podziemnego składowania. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz.* — 2005 R. 22/1 s. 205–210.
- [3] NUMMEDAL D., TOWLER B., MASON Ch., MYRON A., 2003 — Enhanced oil recovery in Wyoming —prospects and challenges. University of Wyoming.
- [4] SLIDER H.C., 1983 —Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, PennWell Publishing Company, Tulsa.
- [5] STOPA J., RYCHLICKI St., WOJNAROWSKI P., KOSOWSKI P., 2004 — Prognoza efektywności włączania gazu do złoża ropy naftowej. *Polityka Energetyczna* t. 7, z. spec., s. 321–333, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- [6] STOPA J., RYCHLICKI St., KOSOWSKI P., 2004 —Ekonomiczne aspekty stosowania ulepszonych metod eksploatacji złóż ropy naftowej. *Prace Instytutu Nafty i Gazu* ; nr 130 wyd. konferencyjne, s. 509–513, INiG, Kraków.
- [7] STOSUR G.J., 2003 —“EOR: Past, present and what the next 25 years may bring”. SPE 84864.
- [8] TODD M.R., LONGSTAFF W.J., 1972 —The Development, Testing, and application of a numerical simulator for predicting miscible flood performance. SPE 3484.
- [9] ZEKRI A.Y., 2000 — Economic evaluation of enhanced oil recovery. SPE 64727.

Jerzy STOPA, Paweł WOJNAROWSKI, Piotr KOSOWSKI

Forecast of economic effectivity of CO₂ sequestration in oil reservoir

Abstract

Problem of anthropogenic emission of carbon dioxide becomes more and more serious. The hypothesis of global warming is not fully confirmed but many efforts are taken to decrease emission of CO₂. In the case of administrative decision of reduction of CO₂ emission, energy producers will have to separate, capture and storage carbon dioxide. The paper presents results of simplified computer modeling based on the streamline model of CO₂ injection into an oil reservoir. During this simulation total emission from one of the polish heat and power stations is being injected into an oil reservoir. Basic economic evaluation of the simulation results shows that such project may be profitable and the feasibility of such projects depends mainly on the crude oil price and the costs of injected carbon dioxide.

KEY WORDS: sequestration, oil exploitation, economic effectivity, EOR