

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

Ekonomika sekwestracji geologicznej CO₂ w złożach 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 ograniczenia emisji, producenci energii elektrycznej mogą być zmuszeni do separacji, przechwytywania i składowania dwutlenku węgla. W artykule przedstawiono wyniki symulacji numerycznej zatłaczania emisji dwutlenku węgla z elektrociepłowni do złoża ropy naftowej, otrzymując prognozę wpływu zatłaczania CO₂ na wydobywanie ropy naftowej. Przedstawiono również wstępną prognozę ekonomicznej efektywności takiego procesu. Wstępna analiza wskazuje na potencjalną, konieczność wspólnego finansowania całego przedsięwzięcia przez emitenta, w celu zapewnienia sobie możliwości składowania jak największej ilości CO₂ w długiej perspektywie czasowej. Spodziewane rezultaty takiego przedsięwzięcia, są bardzo ściśle uzależnione od ceny ropy i kosztu wtłaczanego dwutlenku węgla.

SŁOWA KLUCZOWE: sekwestracja, EOR, symulacja numeryczna, eksploatacja ropy naftowej, efekt ekonomiczny.

* Dr hab. inż. — Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

** Dr inż. — Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

*** Mgr inż. — Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

Recenzent: doc. dr hab. inż. Radosław TARKOWSKI

Wprowadzenie

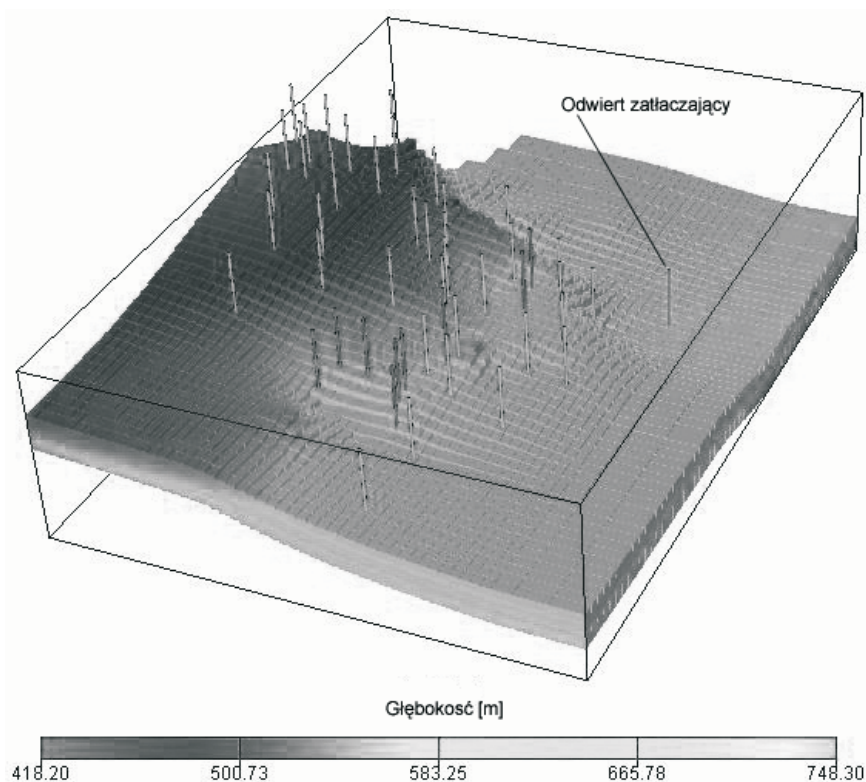
Rozwój współczesnej gospodarki powoduje stały wzrost zapotrzebowania na energię. W chwili obecnej ponad 85% energii zużywanej na świecie uzyskuje się ze spalania paliw kopalnych i istnieje małe prawdopodobieństwo, aby stosunek ten uległ szybkiej zmianie. Ponadto w wielu państwach rozwijających się następuje znaczny wzrost populacji, co wywołuje gwałtowne zwiększenie zapotrzebowania na energię. Prowadzi to do dalszego uzależnienia się tych państw od paliw kopalnych i gwałtownego wzrostu emisji gazów cieplarnianych, ponieważ produkcja energii elektrycznej w tych krajach oparta jest na paliwach kopalnych, a w szczególności na węglu i ropie naftowej. Powoduje to konieczność poszukiwania sposobów bezpiecznego składowania gazów cieplarnianych. Metodą taką jest sekwestracja geologiczna w szcerpanych złożach węglowodorów lub warstwach zawodnionych. Ograniczeniem w stosowaniu tej technologii są wysokie koszty procesu [1]. Koszty te mogą być zmniejszone w przypadku sekwestracji w złożach ropy naftowej, gdzie zatłaczanie CO₂ może spowodować dodatkowe wydobywanie ropy, a przez to poprawić ekonomikę procesu. Technologia zatłaczania CO₂ w celu zwiększenia produkcji ropy jest znana od wielu lat jako jedna z tzw. metod EOR (*Enhanced Oil Recovery*) [2, 4], jednakże w tym zastosowaniu dąży się do minimalizacji ilości zatłoczonego CO₂, gdyż jego pozyskanie wiąże się wysokim kosztem który musi być pokryty przez dodatkową produkcję ropy [5, 3]. W praktyce tylko przez stosunkowo krótki czas, rzędu kilku lat, dostarcza się CO₂ do złoża ze źródeł zewnętrznych. W późniejszym czasie, po przebicciu się CO₂ do otworów produkcyjnych, następuje separacja CO₂ i jej powtórne zatłaczanie. W przypadku sekwestracji celem jest maksymalizacja zatłoczonych ilości CO₂, co nie jest optymalne z punktu widzenia produkcji ropy. Oznacza to, że ilość dodatkowo wydobytej ropy może być niewystarczająca do pokrycia kosztów projektu.

W pracy przedstawiono ocenę ekonomiczną hipotetycznego projektu zatłaczania CO₂ do fikcyjnego złoża ropy naftowej w Polsce południowej. Analizę wykonano w oparciu o symulację numeryczną zatłaczania CO₂ do złoża ropy naftowej, w wyniku której określono prawdopodobne oddziaływanie sekwestracji na złożo ropy naftowej oraz czas trwania projektu i ilości zatłoczonego CO₂ oraz wydobytej ropy.

Model numeryczny złoża

W celu określenia wpływu zatłaczania CO₂ na złożo ropy naftowej wykonano wariantową symulację numeryczną dla struktury jednego z polskich złóż ropy naftowej. Przedstawiony model jest geometrycznie podobny do złoża ropy Grobla leżącego między Krakowem i Tarnowem, jednakże właściwości skał i płynów złożowych zostały podane w dużym uproszczeniu [6], tak że wyniki symulacji w zasadzie służyć mogą jedynie do ocen

jakościowych. Wykonano trójwymiarowy model złoża ograniczonego z trzech stron uskokami oraz aktywną warstwą wodonośną. Rysunek 1 przedstawia przestrzenny kształt złoża. Wielkość ciśnienia złożowego przekracza wartość ciśnienia nasycenia, dlatego też w złożu brak jest wolnego gazu. Częściowe szczypanie złoża oraz duża aktywność wód złożowych, spowodowały zbliżenie się konturu ropa — woda do części odwiertów eksploatacyjnych.



Rys. 1. Model 3D złoża

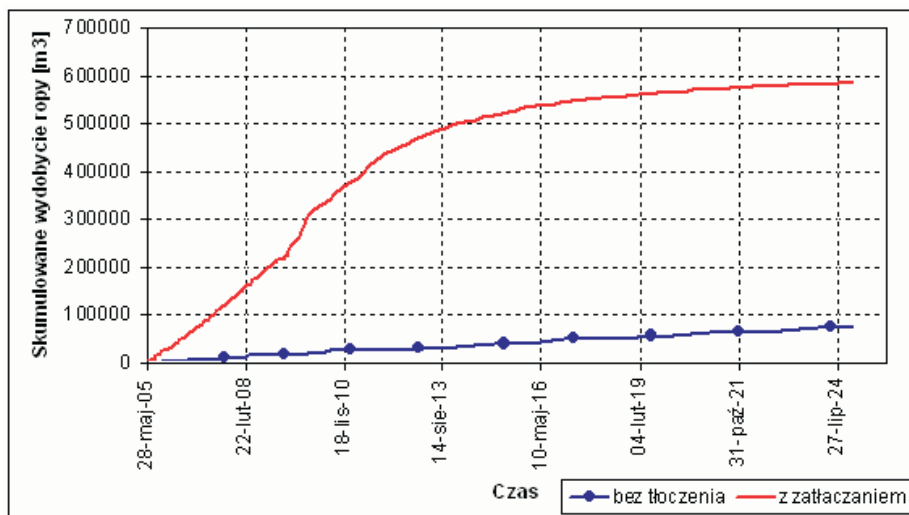
Fig. 1. 3D view of reservoir

Dla tak przygotowanego modelu wykonano obliczenia prognostyczne zakładając:

- ✧ eksploatację złoża bez zatłaczania CO₂,
- ✧ eksploatacja złoża z zatłaczaniem CO₂ z wydajnością 3 mln nm³/dobę odwiertem horyzontalnym zlokalizowanym w zawodnionej strefie złoża w znacznej odległości od konturu ropa–woda.

W obydwóch wariantach eksploatacja prowadzona jest 20 odwiertami przy sterowaniu wydobywaniem za pomocą ciśnienia dennego, co umożliwiło porównanie uzyskanych wyników. Założono ponadto 20 letni okres eksploatacji.

Na rysunku 2 przedstawiono skumulowane wydobywanie ropy naftowej uzyskane w przedstawionych wariantach.



Rys. 2. Skumulowane wydobycie ropy w analizowanych wariantach

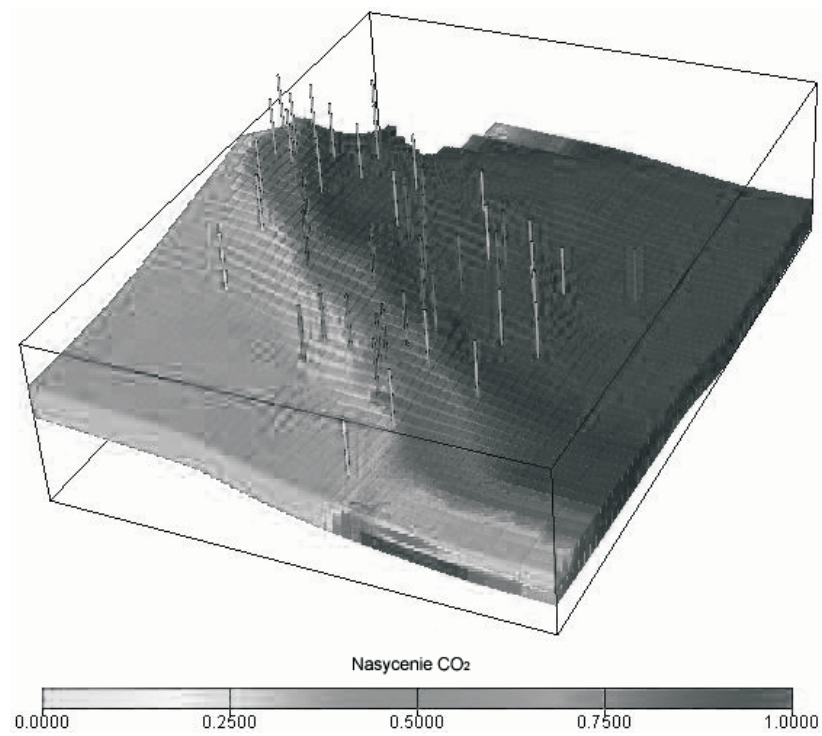
Fig. 2. Cumulated oil production

Jak widać z wykresu, zatłaczanie CO₂ powoduje znaczny przyrost wydobycia ropy zwłaszcza w początkowym okresie eksploatacji. Po 10 latach eksploatacji krzywe bieżą praktycznie równolegle, co świadczy o podobnej wydajności. Tak, więc zatłaczanie CO₂ umożliwia lepsze szczypanie złoża dzięki wypieraniu ropy przez wodę i rozpuszczony w niej dwutlenek węgla. Proces ten jednakże następuje głównie w pierwszej dekadzie zatłaczania. Ponadto znaczne oddalenie odwiertu zatłaczającego od strefy ropnej oraz jego lokalizacja w zalegającej głębiej części złoża, umożliwi zatłaczanie większych ilości dwutlenku węgla bez niebezpieczeństwa jego gwałtownego przebicia się do odwiertów eksploatacyjnych. Przyjęta lokalizacja otworu tłoczącego oraz znaczny wydatek tłoczenia CO₂ nie są więc optymalne ze względu na produkcję ropy, lecz są korzystne ze względu na jego sekwestrację. Wielkość tłoczenia wpływa także na wartość ciśnienia złożowego, powodując jego wzrost, przez co w złożu panują warunki powodujące skroplenie CO₂.

Rysunek 3 przedstawia nasycenie dwutlenkiem węgla 20 latach zatłaczania.

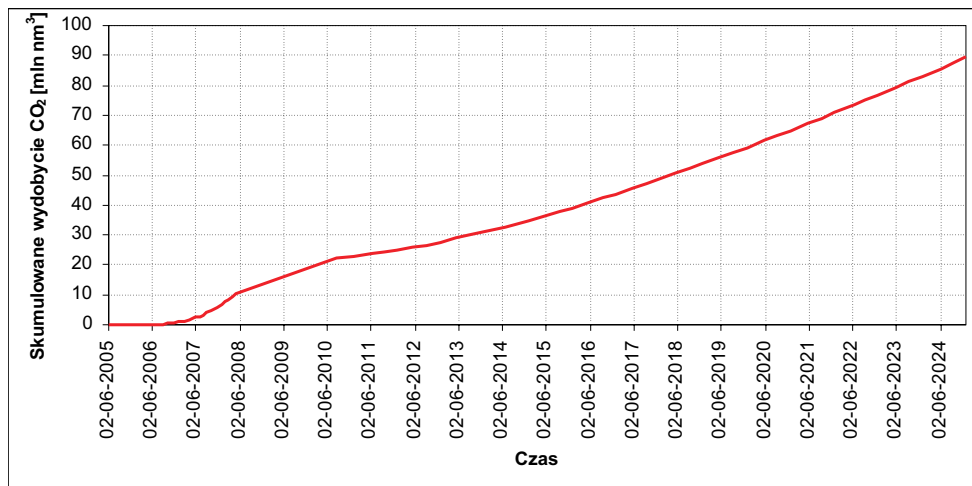
Jak widać z rysunków ropa wypierana jest w kierunku najwyższych partii złoża. W miejsce ropy wchodzi zatłaczane medium. Po okresie 5 lat tylko najniższa część złoża zajęta jest przez dwutlenek węgla. Po 20 latach tłoczenia, zasięg występowania CO₂ obejmuje znaczną część złoża. Zatłaczanie CO₂ z tak dużą wydajnością powodować może przedostawanie się tłoczonego gazu do odwiertów produkcyjnych. Jednakże tłoczenie w znacznej odległości od konturu ropa–gaz i odwiertów wydobywczych powoduje, iż w analizowanym przypadku wydobycie zatłaczanego gazu jest niewielkie w porównaniu z ilością gazu wtłoczonego do złoża (do 0,75%), co obrazuje rysunek 4.

Jak widać z rysunku 4, gaz w odwiertach produkcyjnych pojawia się po około 1,5 roku, jednakże są to wielkości stosunkowo niewielkie. Wydobyty w ten sposób gaz mógłby być ponownie zatłaczany do złoża bez istotnego wpływu na przebieg całego zabiegu.



Rys. 3. Nasylenie CO₂ po 20 latach zatłaczania

Fig. 3. CO₂ saturation after 20 years of injection

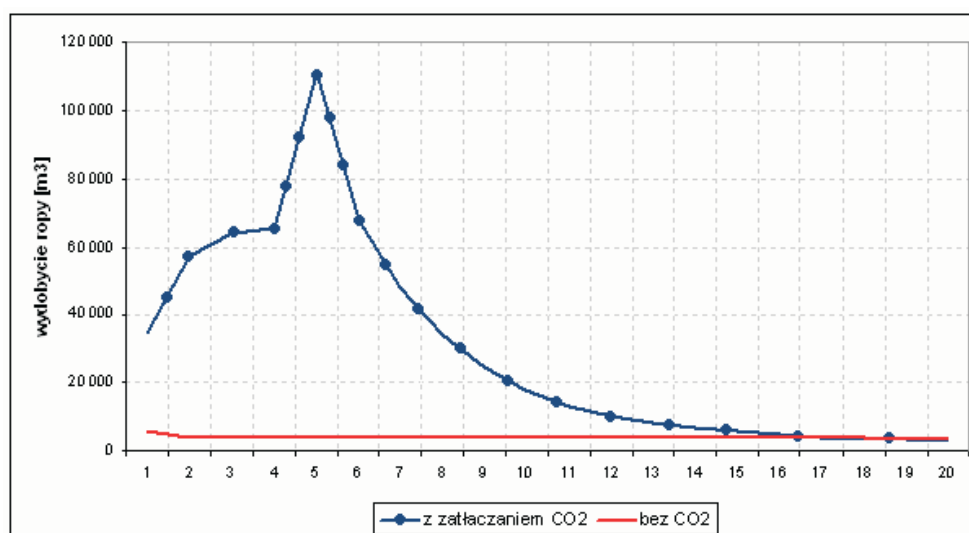


Rys. 4. Skumulowane wydobycie CO₂

Fig. 4. Cumulated CO₂ production

Ekonomika sekwestracji CO₂

Zaprezentowane w artykule podejście do podziemnej sekwestracji dwutlenku węgla łączy w sobie składowanie tego gazu z zastosowaniem metod EOR. Wtłaczanie CO₂ pozwala na uzyskanie dodatkowego wydobywania ropy naftowej, które nie byłoby możliwe w inny sposób. Porównanie rocznego wydobywania w wariantach bez zatłaczania i z zatłaczaniem CO₂ przedstawia rysunek 5. Łączny przyrost wydobywania to ponad 500 tys. m³, stanowiący około 10% początkowych zasobów geologicznych w złożu.



Rys. 5. Wydobywanie ropy naftowej bez i z zatłaczaniem CO₂

Fig. 5. Oil production with and without CO₂ injection

Należy zwrócić uwagę na fakt, że do uzyskania takiego przyrostu wydobywania wystarczą o wiele mniejsze dzienne wydatki zatłaczania dwutlenku węgla — około 100 tys. nm³, a nie przyjęte 3 mln nm³, stanowiące dzienną emisję CO₂ jednej z polskich elektrociepłowni. Pojawia się, więc sprzeczność interesów pomiędzy firmą wydobywającą ropę naftową a elektrociepłownią. Z punktu widzenia firmy wydobywczej nie opłaca się kupować takich ilości dwutlenku węgla, ponieważ uzyskany przyrost wydobywania nie rekompensuje kosztów zakupu zatłaczanego gazu.

Analiza ekonomiczna została oparta na założeniu, że firma energetyczna płaci za składowanie dwutlenku węgla. Obliczono minimalną cenę, jaką byłaby w stanie przyjąć firma wydobywcza, aby opłacało się jej składować w złożu dwutlenek węgla. Przyjęte założenia przedstawia tabela 1.

TABELA 1. Założenia analizy ekonomicznej

TABLE 1. Project data

Wyszczególnienie	Wielkość
Koszt kompresji i włączania CO ₂ [zł/tys m ³]	55,69
Koszty zmienne wydobycia ropy [zł/m ³]	50
Koszty stałe [zł]	1 000 000
Nakłady inwestycyjne [zł]	50 000 000
Stopa podatku dochodowego	0,19
Stopa dyskontowa	0,1

Obliczenia przeprowadzono z uwzględnieniem dodatkowego wydobycia uzyskanego dzięki włączaniu dwutlenku węgla dla trzech wariantów ceny ropy naftowej — 30, 50 i 70 USD za baryłkę (odpowiednio 585, 975 i 1365 zł za m³).

Obliczenia przeprowadzono z wykorzystaniem metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Dla każdego wariantu ceny ropy szukano takiej ceny za składowanie CO₂, by NPV inwestycji, przy stopie dyskontowej 10%, było równe zero. Znalaziona w ten sposób cena zapewnia średnią roczną rentowność na poziomie stopy dyskontowej. Wyniki obliczeń przedstawia tabela 2.

TABELA 2. Wyniki obliczeń ceny za składowanie dwutlenku węgla

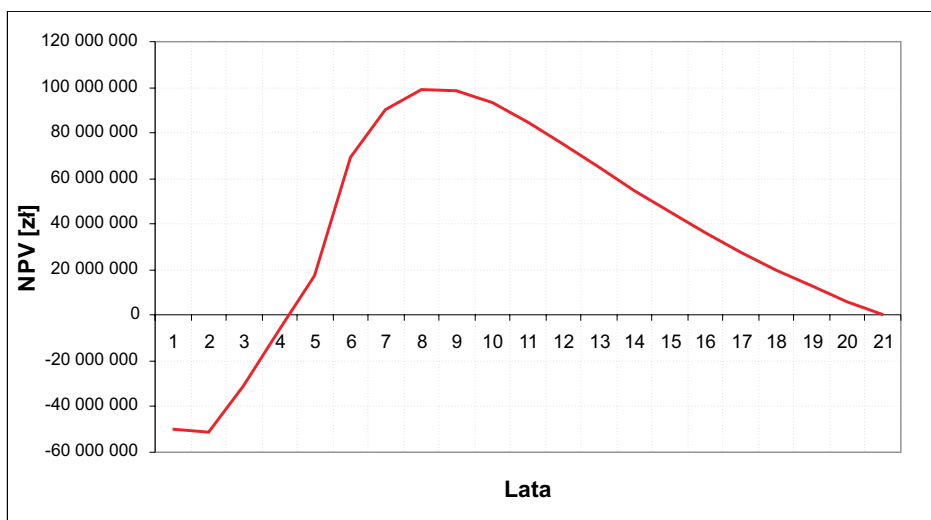
TABLE 2. Results of economic evaluation

Ceny ropy [zł/nm ³]	Minimalna cena za składowanie CO ₂ [zł/tys. nm ³]
585	44,70
975	32,55
1 365	20,39

Obliczona cena za składowanie ściśle zależy od ceny ropy naftowej i wynosi od 20,39 poprzez 32,55 do 44,70 zł/tys. nm³ CO₂.

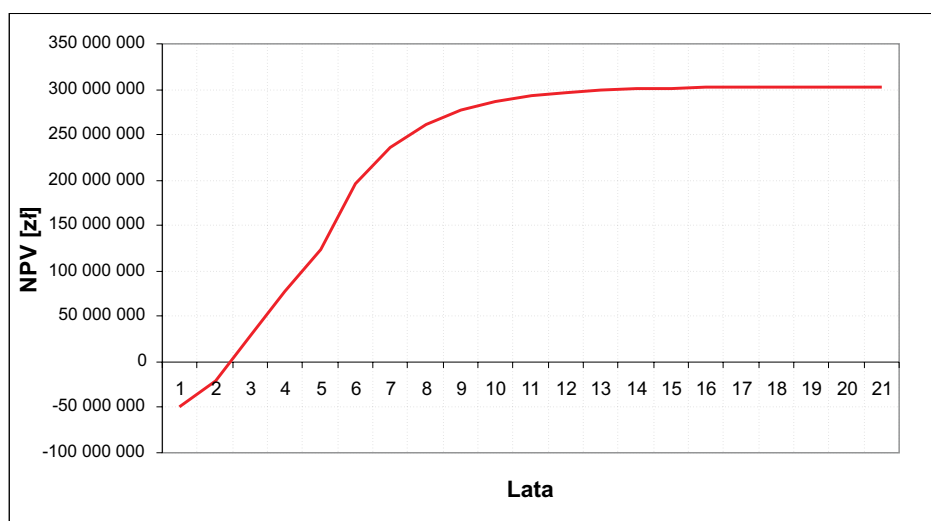
Rysunek 6 przedstawia NPV inwestycji dla ceny ropy 70 USD za baryłkę i ceny za składowanie 20,39 zł/tys. nm³.

Maksymalną wartość NPV osiąga w ósmym roku, a później spada ponieważ maleją przyrosty wydobycia ropy naftowej, a wpływy z opłat za składowanie nie pokrywają rocznych kosztów działalności i przedsięwzięcie przynosi straty. Cena zapewniająca zyski przez cały okres analizy, dla wszystkich wariantów ceny ropy naftowej, to około 57 zł/tys. nm³. NPV dla takiej ceny przedstawia rysunek 7.



Rys. 6. NPV inwestycji dla ceny ropy 70 USD za baryłkę i ceny za składowanie 20,39 zł/tys. nm³

Fig. 6. NPV of the project for the crude oil price USD 70/bbl and storage price 20,39 zł/tys. nm³



Rys. 7. NPV inwestycji dla ceny ropy 70 USD za baryłkę i ceny za składowanie 57 zł/tys. nm³

Fig. 7. NPV of the project for the crude oil price USD 70/bbl and storage price 57 zł/tys. nm³

Obliczono również cenę za składowanie, gdyby zatłaczanie nie powodowało zwiększonego wydobycia ropy naftowej, a tym samym nie generowało dodatkowych strumieni pieniężnych. Cena za składowanie w takim przypadku wyniosła 62,3 zł/tys. nm³.

Przedstawione obliczenia nie obejmują kosztów separacji oraz transportu dwutlenku węgla, a także kosztów stworzenia potrzebnej do tego infrastruktury znajdującej się poza terenem kopalni (np. instalacji do separacji CO₂ ze spalin, rurociągu).

Podsumowanie

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. Firmy naftowe stać się mogą naturalnym partnerem, dysponującym 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 wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Jak wykazała przeprowadzona analiza, może wystąpić jednak konflikt interesów emitentów, którym zależy na jak najdłuższym składowaniu dużych ilości dwutlenku węgla po jak najniższym koszcie (najwyższym zysku) oraz firmy naftowej, kładącej nacisk na optymalizację swoich własnych wyników ekonomicznych. Z punktu widzenia firmy naftowej nie jest niezbędne zatłaczanie dużych ilości CO₂ do złoża w celu zwiększenia wydobycia, a istotniejsza jest lokalizacja odwiertów tłoczących. Dlatego też konieczne jest wspólnie finansowanie całego przedsięwzięcia przez emitenta, w celu zapewnienia sobie możliwości składowania jak największej ilości CO₂ w długiej perspektywie czasowej. W takiej sytuacji należy przyjąć najbardziej odpowiedni dla wszystkich model rozliczania kosztów i zysków takiej inwestycji, biorąc pod uwagę nadrzędny cel, jakim jest ochrona środowiska naturalnego.

Literatura

- [1] KOSOWSKI P., RYCHLICKI St., STOPA J., 2005 — Analiza kosztów separacji CO₂ ze spalin w związku z możliwością jego podziemnego składowania. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz.* — r. 22/1, s. 205–210.
- [2] NUMMEDAL D., TOWLER B., MASON Ch., MYRON A., 2003 — Enhanced oil recovery in Wyoming – prospects and challenges. University of Wyoming.
- [3] STOPA J., RYCHLICKI St., KOSOWSKI P., 2004 — Ekonomiczne aspekty stosowania ulepszonych metod eksploatacji złóż ropy naftowej. *Prace Instytutu Nafty i Gazu. Wyd. konferencyjne.* INiG, Kraków, Nr 130, s. 509–513
- [4] STOSUR G.J., 2003 — EOR: Past, present and what the next 25 years may bring. SPE 84864.
- [5] ZEKRI A.Y., 2000 — Economic evaluation of enhanced oil recovery. SPE 64727.
- [6] KARNKOWSKI P., 1993 — Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Geos, Kraków.

Jerzy STOPA, Paweł WOJNAROWSKI, Piotr KOSOWSKI

Economics of geological sequestration of CO₂ in oil reservoirs

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 numerical modeling of CO₂ injection into an oil reservoir. During this simulation CO₂ emission from heat and power plant is being injected into oil reservoir. Basic economic evaluation of the simulation results shows that such project must be co-financed by energy producers for secure high capacity storage for long time period. Expected results of such projects depend mainly on the crude oil price and the costs of injected carbon dioxide.

KEY WORDS: sequestration, EOR, numerical simulation, oil exploitation, economic effect