



## WSPOMAGANIE WYDOBYCIA ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO Z POLSKICH ZŁOŻ Z WYKORZYSTANIEM CO<sub>2</sub> I JEGO RÓWNOCZESNĄ SEKWESTRACJĄ

### ENHANCED OIL AND GAS RECOVERY FROM POLAND'S HYDROCARBON RESERVOIRS BY CO<sub>2</sub> INJECTION WITH SIMULTANEOUS CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION

JAN LUBAŚ<sup>1</sup>, WIESŁAW SZOTT<sup>1</sup>, ADAM WÓJCICKI<sup>2</sup>

**Abstrakt.** Publikację przygotowano na podstawie wyników badań uzyskanych przez Konsorcjum, składające się z Instytutu Nafty i Gazu oraz Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego, w ramach projektu realizowanego na zamówienie Ministerstwa Środowiska pt. „Program wspomagania wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO<sub>2</sub>”. Wykonano badania symulacyjne efektywności zastosowania w wybranych złóżach ropy i gazu procesów CO<sub>2</sub>-EOR, EGR z równoczesną sekwestracją CO<sub>2</sub>. W pierwszej części na przykładzie wytypowanych 10 złóż oceniono możliwości zwiększenia krajowych zasobów wydobywalnych ropy naftowej i gazu ziemnego, przy wykorzystaniu omawianych metod. Następnie określono potencjał składowania CO<sub>2</sub> w wytypowanych złóżach węglowodorów z zastosowaniem metod CO<sub>2</sub>-EOR, EGR. Na zakończenie przeprowadzono wstępną analizę opłacalności ekonomicznej symulowanych metod.

**Słowa kluczowe:** sekwestracja CO<sub>2</sub>, wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, CO<sub>2</sub>-EOR, EGR, złoża węglowodorów.

**Abstract.** The paper was prepared based on the research results obtained by the consortium of Oil and Gas Institute and Polish Geological Institute – National Research Institute within the project ordered by the Ministry of the Environment and entitled: “Program of Enhanced Oil and Gas Recovery from Domestic Hydrocarbon Reservoirs by the Application of Underground CO<sub>2</sub> Injection”. The effectiveness of the CO<sub>2</sub>-EOR, EGR methods with simultaneous CO<sub>2</sub> sequestration was studied using reservoir simulations for selected oil and gas reservoirs in Poland. The first part of the paper includes an evaluation of the potential of the above methods to increase recoverable oil or gas reserves in 10 selected reservoirs. The second part of the paper includes an assessment of the CO<sub>2</sub> storage potential of the same reservoirs using the studied methods. The paper concludes with the introductory economic analysis for the profitability of the simulated methods.

**Key words:** CO<sub>2</sub> sequestration, Enhanced Oil and Gas Recovery, CO<sub>2</sub>-EOR, EGR, hydrocarbon reservoirs.

## WSTĘP

Składowanie dwutlenku węgla w głębokich solankowych poziomach wodonośnych, których objętość sprawia, że mają one największy spośród rozpatrywanych struktur geologicznych potencjał sekwestracyjny, jest obarczone pewnym czynnikiem ryzyka, gdyż dostateczne zweryfikowanie szczelności geologicznej tych struktur przysparza

trudności. Jest to oczywiście technicznie możliwe, jednak koszt wykonania odpowiednich badań, szczególnie zastosowanie sejsmiki 4-D, jest bardzo duży. Ryzyko to praktycznie jest zminimalizowane do zera w przypadku złóż ropy i gazu, gdzie szczelność pułapki geologicznej została zweryfikowana na przestrzeni czasu geologicznego.

<sup>1</sup> Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno; e-mail: lubas@inig.pl, wieslaw.szott@inig.pl.

<sup>2</sup> Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; e-mail: adam.wojcicki@pgi.gov.pl.

Dlatego też autorzy wyrażają pogląd, że w naszym kraju najszybciej przedsięwzięcie sekwestracji CO<sub>2</sub> będzie można zrealizować w szcerpanych złożach węglowodorów, szczególnie wówczas, gdy poprzedzi je proces CO<sub>2</sub>-EOR, EGR – proces wspomaganego wydobycia węglowodorów z wykorzystaniem CO<sub>2</sub>.

Publikację przygotowano na podstawie wyników badań uzyskanych przez Konsorcjum, w skład którego wchodzi Instytut Nafty i Gazu oraz Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, w ramach projektu finansowanego przez Ministerstwo Środowiska pt. „Program

wspomagania wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO<sub>2</sub>”. W trakcie realizacji tego projektu oceniono możliwości zwiększenia krajowych zasobów wydobywalnych ropy naftowej i gazu ziemnego przy wykorzystaniu metod CO<sub>2</sub>-EOR, EGR (na przykładzie wytypowanych złóż), określono potencjał składowania CO<sub>2</sub> w wytypowanych polskich złożach węglowodorów z zastosowaniem omawianych metod oraz przeprowadzono wstępną analizę opłacalności ekonomicznej tych metod dla wytypowanych złóż.

## BAZA DANYCH, KRYTERIA WYBORU ZŁÓŻ

W celu przeprowadzenia analizy i oceny możliwości zastosowania metod CO<sub>2</sub>-EOR, EGR rozpoczęto przygotowania geologiczno-złożowej bazy danych krajowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, która zawierałaby wiadomości ujęte w bazie MIDAS PIG-PIB oraz dane dotyczące niektórych szcerpanych złóż węglowodorów skreślonych z „Bilansu zasobów kopalin i wód podziemnych w Polsce”. Wykorzystano także informacje uzyskane od operatorów złóż, zawarte w dokumentacjach złożowych i publikacjach (np. Karnkowski, 1999). Według baz danych MIDAS i CBDG PIG (<http://www.pgi.gov.pl/geologiczne-bazy-danych.html>; stan na dzień 30.09.2012) w Polsce mamy 153 złoża ropy i 291 złóż gazu (fig. 1). Różnią się one statusem – występują złoża rozpoznane wstępnie, szczegółowo, zagospodarowane, w eksploatacji próbnej, eksploatowane okresowo, o zamkniętej eksploatacji lub skreślone z ewidencji.

W przypadku złóż gazu na wstępie wykluczono nieekonomiczne, małe złoża, o pierwotnych zasobach geologicznych poniżej 0,5 mld m<sup>3</sup>. Ponadto założono że głębokość występowania złoża gazu nie może być mniejsza od głębokości występowania CO<sub>2</sub> w warunkach nadkrytycznych, dla których charakterystyczna jest wysoka gęstość CO<sub>2</sub> (głęb. min. 800 m), ponieważ składowanie CO<sub>2</sub>, ze wspomaganym wydobyciem czy też bez niego, wiąże się z prostym wypieraniem mediów złożowych wskutek wzrostu ciśnienia wywołanego zatłaczaniem nadkrytycznego dwutlenku węgla (IPCC, 2005). W przypadku złóż ropy wspomaganie wydo-

bycia przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> odbywa się dzięki innym procesom, w tym mieszania (*miscible fluids*), ale w perspektywie składowania również lepiej jest wybrać głębokość minimum 800 m. Dla złóż ropy przyjęto wielkość graniczną 0,25 mln ton pierwotnych zasobów geologicznych. Złoża węglowodorów brano pod uwagę, jeśli spełniały kryterium wielkości zasobów albo dla gazu (0,5 mld m<sup>3</sup>) albo dla ropy (0,25 mln ton). Po tak dokonanej eliminacji wytypowano 83 złoża.

Następnie odrzucono złoża nieeksploatowane, niezagospodarowane, przeznaczone na inne cele (istniejące lub planowane magazyny gazu), obejmujące obszary zurbanizowane (nieliczne) lub eksploatowane w nieznanym stopniu (współczynnik szcerpania aktualnie udokumentowanych pierwotnych zasobów wydobywalnych wynosi poniżej 15%). Z pozostałych 42 złóż, zakwalifikowanych do dalszych analiz, w uzgodnieniu z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem wybrano 10 złóż do szczegółowych badań.

Po przeanalizowaniu najpowszechniej stosowanych kryteriów wdrażania metod CO<sub>2</sub>-EOR (w szczególności: Taber i in., 1997; Bachu, 2002; Maurand, 2008; Bossie-Codreanu, 2008; Al-Jarba, Al-Anazi, 2009) zaproponowano przyjęcie do dalszych analiz zestawu kryteriów geologiczno-złożowych, który przedstawiono w tabeli 1.

Istotny jest tu parametr MMP (*minimum miscibility pressure*, czyli minimalne ciśnienie dla zaistnienia zjawiska zmieszania CO<sub>2</sub> i ropy), którego wartość wyznacza początek

Tabela 1

### Proponowane kryteria geologiczno-złożowe zastosowania procesu CO<sub>2</sub>-EOR

Proposed geological-reservoir criteria for CO<sub>2</sub>-EOR

Kryterium/ mechanizm	Gęstość ropy [°API]	Głębokość występowania złoża [m]	Skład ropy	Lepkość ropy [cP]	Nasylenie ropą przestrzeni porowych [%PV]	Temperatura w złożu [°C]	Ciśnienie (aktualne) w złożu
Wypieranie mieszające ( <i>miscible flood</i> )	>40 32–39,9 28–31,9 25–27,9	>830 >930 >1100 >1330	mini. 30 ±40% średnio ciężkich węglowodorów (zwłaszcza C5–C12)	<10–20	>20	min. 30–32	min. MMP ± 10% albo min. 6,9–8,3 MPa
Wypieranie zwykłe ( <i>immiscible</i> )	10–25	>600	–	–	–	–	–



**Fig. 1. Lokalizacja wszystkich znanych złóż węglowodorów w Polsce na tle obszarów chronionych (NATURA 2000) i zurbanizowanych oraz instalacji przemysłowych emitujących ponad 100 tysięcy ton CO<sub>2</sub> rocznie**

Location of known hydrocarbon fields in Poland on the background of protected areas (NATURA 2000) and major CO<sub>2</sub> emitters (>100 kt/yr)

najbardziej efektywnego przebiegu procesu CO<sub>2</sub>-EOR. Wartości MMP wyznacza się laboratoryjnie i zależą one od temperatury i składu ropy, w tym zawartości poszczególnych frakcji węglowodorów.

Istnieją również zależności empiryczne MMP od tych parametrów – przyjęto zależności podane w pracy Nunez-Lopez i in. (2008).

Pierwsza to zależność masy cząsteczkowej węglowodorów MW od gęstości ropy wyrażonej w °API:

$$MW = \left( \frac{7864,9}{\text{°API}} \right)^{\frac{1}{1,0386}}$$

Natomiast druga to zależność MMP (wyrażonego w psi) od MW i temperatury T (wyrażonej w °F):

$$MMP = -329,558 + (7,727 \cdot MW \cdot 1,005^T) - 4,377 \cdot MW,$$

1 Psi = 0,0068948 MPa; 1 MPa = 145,0377 Psi;  
°C do °F: (C · 9/5) + 32; °F do °C: (F – 32) · 5/9.

W przypadku wspomaganie wydobywania gazu przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EGR lub CSEGR) dodatkowa produkcja gazu ziemnego może być uzyskana przez zwykłe wypieranie (Oldenburg, Benson, 2001; Oldenburg, 2003). Problemem jest uniknięcie wymieszania gazu ziemnego z dwutlenkiem węgla, z czym wiązałyby się konieczność poniesienia dodatkowych nakładów finansowych na oczyszczanie wydobytego gazu. Preferuje się (pierwotne) ciśnienie i temperaturę, jakie umożliwiają występowanie CO<sub>2</sub> w warunkach nadkrytycznych, fazie wysoko-gęstościowej (temperatura >31,3°C, ciśnienie złożowe pierwotne >7,3 MPa – IPCC, 2005; co w polskich warunkach odpowiada głęb. min. 800–900 m), o lepkości istotnie wyższej niż gaz ziemny, a więc mniej mobilnej. Jest to zalecane także dla samego składowania CO<sub>2</sub> w szcerpanych złożach gazu, bez wspomaganie wydobywania (Schuppers i in., 2003). W procesach CO<sub>2</sub>-EGR dwutlenek węgla będzie gromadził się w dolnych partiach horyzontu gazonośnego, co spowoduje podniesienie ciśnienia w złożu, zależnie od jego geometrii. Dla złóż szcerpanych ciśnienie w złożu będzie znacząco niższe od pierwotnego i dlatego dopiero po pewnym czasie od rozpoczęcia zatłaczania CO<sub>2</sub> zostaną na powrót osiągnięte warunki nadkrytyczne (jeśli aktualne ciśnienie złożowe jest

niższe od krytycznego, a pierwotne było od niego wyższe). Pożądane jest wykonanie kilku otworów zatłaczających (zależnie od rozmiarów i pojemności złoża). Preferowane są złoża – pułapki strukturalne, najlepiej z zapadającym horyzontem gazonośnym. Po zakończeniu procesu CO<sub>2</sub>-EGR złożo można wykorzystać jako magazyn gazu (jeśli ciśnienie złożowe jest w dalszym ciągu niższe od krytycznego i miąższość złoża jest odpowiednio duża), a CO<sub>2</sub> otulający i podścielający wtłoczony gaz posłuży jako „poduszka” czy też bufor (Oldenburg, 2003; Piesik-Buś, 2010). Aktualnie jeszcze nie stosuje się technologii CO<sub>2</sub>-EGR na skalę przemysłową, nie ma też istniejących magazynów z „poduszką” CO<sub>2</sub>.

Spośród kryteriów geologiczno-złożowych, określających możliwości zastosowania procesu CO<sub>2</sub>-EOR, EGR, najważniejszymi są:

- warunek mieszalności zatłaczanego CO<sub>2</sub> z wypieraną ropą,
- gęstość ropy 27–44 °API,
- głębokość złoża poniżej 800 m,
- skład ropy – duża zawartość średnio ciężkich węglowodorów, zwłaszcza C5-C12,
- lepkość ropy w warunkach złożowych poniżej 10 cP, najlepiej w zakresie 0,3–6,0 cP
- nasycenie ropą 15–70% pV,
- ciśnienie pierwotne złoża gazu większe od krytycznego,
- dobra przepuszczalność złoża gazu (>100 mD),
- odpowiednia miąższość i jednorodność złoża gazu – pułapka strukturalna.

Uwzględniając kryteria oraz uwagi i sugestie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa obliczenia wykonano dla następujących złóż ropy naftowej:

- 1) BMB (Barnówko–Mostno–Buszewo),
- 2) Kamień Pomorski,
- 3) Górzycza,
- 4) Radoszyn,
- 5) Nosówka,
- 6) Węglówka blok 276

oraz gazu ziemnego:

- 1) Wilków,
- 2) Grochowice,
- 3) Łąka,
- 4) Radlin.

## METODY OCENY MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA ZASOBÓW WYDOBYWALNYCH

Kolejnym etapem pracy było zagadnienie ilościowej oceny efektów wspomaganego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego (EOR i EGR) w procesie zatłaczania CO<sub>2</sub> do złoża w warunkach wypierania mieszającego. Zaproponowano dwa narzędzia odpowiednie do sporządzenia powyższej oceny: (1) dedykowane kompozycyjne symulatory złożowe (Eclipse 300, 2010) i (2) metodę bilansu materiałowego z wykorzystaniem analitycznego modelu wypierania mieszającego (Szott, 2012).

Opracowany model bilansu materiałowego dla procesu wypierania mieszającego zweryfikowano przez porównanie jego wyników z wynikami uzyskanymi metodą symulacji na szczegółowym modelu złoża. Przykład takiego porównania pokazano na figurze 2.

Szczegółowe informacje dotyczące: dokumentacji złożowych analizowanych złóż, kryteriów zaprzestania ich eksploatacji, kryteriów składowania CO<sub>2</sub>, użytych odwiertów wydobywczych i zatłaczających, szczegółowy przebieg wy-



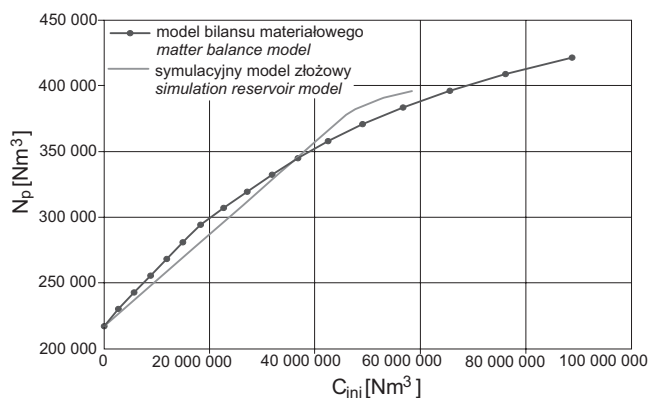
dobycia i zatłaczania CO<sub>2</sub> w czasie trwania prognozowanych procesów i inne podano w pracy Szotta i in. (2012).

Wyniki przeprowadzonych porównań i weryfikacji pozwalają wnioskować o poprawności zaproponowanej metody prognozowania efektów wspomaganego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> do złóż tych surowców.

Podstawowe wyniki wykonanych obliczeń modelowych przedstawiono w tabelach 2 i 3 oraz na figurze 3 w postaci końcowych stopni szczypania zasobów analizowanych złóż. Dla porównania zamieszczono w nich również wielkości stopni szczypania prognozowanych dla ww. złóż w przypadku nie zastosowania procesów EOR/EGR.

Z przytoczonych danych wynika niewielki przyrost szczypania zasobów złóż gazowych. Jest to konsekwencją stosunkowo wysokiego dotychczasowego szczypania tych złóż oraz intensywnych procesów mieszania się zatłaczanego CO<sub>2</sub> z gazem rodzimym i szybkiego zanieczyszczenia wydobywanego gazu dwutlenkiem węgla.

W przypadku złóż ropnych efekty zastosowania omawianej metody EOR są znacznie większe, a zwiększenie szczypania zasobów zmienia się w granicach 22–26 punktów procentowych. Wyniki te dla kolejnych złóż są silnie zróżnicowane ze względu na dotychczasowy stopień szczypania, charakter metody (wtórna lub trzecia), mechanizmy energetyczne (aktywność wody dopływającej do złoża) oraz inne czynniki złożowe i eksploatacyjne, takie jak system odwierców wydobywczych.



**Fig. 2. Sumaryczne wydobywanie ropy, N<sub>p</sub> vs. sumaryczne zatłaczanie CO<sub>2</sub>, C<sub>inj</sub>**

Cumulative oil production,  
N<sub>p</sub> vs. cumulative CO<sub>2</sub> injection, C<sub>inj</sub>

Innym parametrem opisującym efektywność metody EOR/EGR jest tzw. współczynnik zastąpienia, zdefiniowany jako objętość wydobytej ropy/gazu na jednostkę objętości CO<sub>2</sub> zmagazynowanego w złożu (odniesione do warunków normalnych, tzn. na powierzchni, nie w złożu) (tab. 4, 5).

Dla zdecydowanej większości analizowanych złóż ropy współczynnik ten przyjmuje wartość ok. 2 Nm<sup>3</sup> ropy na 1000 Nm<sup>3</sup> zatłoczonego CO<sub>2</sub>. Nieco mniejszą wartość (1,5) współczynnik ten osiąga dla złoża BMB, co wynika z wysokiego ciśnienia złożowego w trakcie stosowanej metody

**Tabela 2**

**Końcowy stopień szczypania zasobów ropy dla analizowanych złóż**

The final recovery factor for the analyzed oil fields

Złoże	Bez użycia CO <sub>2</sub> -EOR [%]	Najlepszy wynik dla CO <sub>2</sub> -EOR [%]	Przyrost szczypania [%]
BMB	29,37	52,43	23,06
Górzycza	25,20	90,03	64,83
Kamień Pomorski	25,41	47,73	22,32
Nosówka	46,44	73,14	26,70
Radoszyn	35,53	92,25	56,72
Węglówka	17,88	41,79	23,91

**Tabela 3**

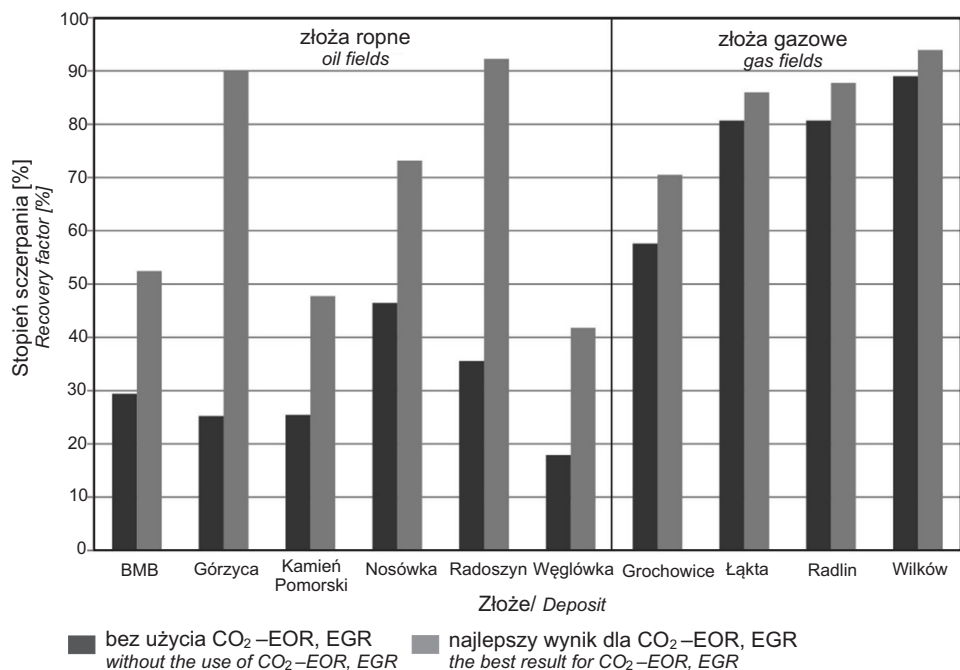
**Końcowy stopień szczypania zasobów gazu dla analizowanych złóż**

The final recovery factor for the analyzed gas fields

Złoże	Bez użycia CO <sub>2</sub> -EGR [%]	Najlepszy wynik dla CO <sub>2</sub> -EGR [%]	Przyrost szczypania [%]
Grochowice	57,59	70,48	12,89
Łąka	80,67*	85,99	5,32
Radlin	80,67	87,73	7,06
Wilków	89,00	93,93	4,93

\* Symulacje na modelu złoża wykazały teoretyczną możliwość zwiększenia stopnia szczypania powyżej poziomu osiągniętego aktualnie (60%)

\* Simulations on gas field model proved theoretically the recovery factor can be increased above the current one (60%)



**Fig. 3. Końcowy stopień szczypania zasobów ropy/gazu dla analizowanych złóż**

The final recovery factor for the analyzed oil/gas fields

**Tabela 4**

**Współczynnik zastąpienia ropy przez zmagazynowany CO<sub>2</sub>**

The oil – stored CO<sub>2</sub> substitution factor

Złoże	Współczynnik zastąpienia – najlepszy wynik dla CO <sub>2</sub> -EOR [Nm <sup>3</sup> ropy/1000 Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> ]
BMB	1,50
Górzycza	0,29
Kamień Pomorski	2,24
Nosówka	2,00
Radoszyn	2,01
Węglówka	1,95

**Tabela 5**

**Współczynnik zastąpienia gazu przez zmagazynowany CO<sub>2</sub>**

The gas – stored CO<sub>2</sub> substitution factor

Złoże	Współczynnik zastąpienia – najlepszy wynik dla CO <sub>2</sub> -EGR [Nm <sup>3</sup> gazu/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> ]
Grochowice	0,34
Łąka	0,31
Radlin	0,45
Wilków	3,52

**Tabela 6**

**Współczynnik przyrostu wydobywania ropy ze złóż  
(na jednostkę objętości zatłaczanego CO<sub>2</sub>)**

The production increase factor of oil fields  
(per unit volume of CO<sub>2</sub> injected)

Złoże	Współczynnik przyrostu wydobywania – najlepszy wynik dla CO <sub>2</sub> -EOR [Nm <sup>3</sup> ropy/1000 Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> ]
BMB	0,50
Górzycza	0,25
Kamień Pomorski	2,00
Nosówka	1,34
Radoszyn	1,46
Węglówka	1,83

**Tabela 7**

**Współczynnik przyrostu wydobywania gazu ze złóż  
(na jednostkę objętości zatłaczanego CO<sub>2</sub>)**

The production increase factor of gas fields  
(per unit volume of CO<sub>2</sub> injected)

Złoże	Współczynnik przyrostu wydobywania – najlepszy wynik dla CO <sub>2</sub> -EGR [Nm <sup>3</sup> gazu/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> ]
Grochowice	0,18
Łąka	0,06
Radlin	0,08
Wilków	0,16

(290–560 barów) oraz z faktu, że zatłaczanie CO<sub>2</sub> jest tutaj tzw. metodą trzecią (następuje po zastosowaniu nawadniania jako metody wtórnej).

Zdecydowanie niższą wartość współczynnik ten przyjmuje dla złoża Górzycy (0,29), co jest konsekwencją nie tylko wysokiego ciśnienia złożowego, lecz przede wszystkim obecności w złożu dużej czapy gazowej, co zdecydowanie obniża omawiane efekty dla ropy.

W przypadku złóż gazowych omawiany współczynnik przeważnie (dla 3 z 4 złóż) przyjmuje wartość w przedziale 0,31–0,45, a jedynie dla złoża Wilków jest zdecydowanie

wyższy (3,52), co jest efektem bardzo niskiego ciśnienia złożowego (23–29 barów) i temperatury złożowej (53°C) w trakcie zatłaczania CO<sub>2</sub>, w porównaniu do ciśnienia (>100 barów) i temperatury (>60°C) panujących w pozostałych złożach.

Podobną choć zwiększoną zmienność obserwuje się dla współczynnika przyrostu wydobycia ropy/gazu na jednostkową objętość zatłaczanego CO<sub>2</sub> (tab. 6, 7).

Na efekt ten mają wpływ nie tylko warunki ciśnienia i temperatury panujące w złożu, lecz także szczegóły procesu (np. lokalizacja odwiertów), decydujące o ilości CO<sub>2</sub> wydobytego razem z gazem rodzimym ze złoża.

## OSZACOWANIE POTENCJAŁU SKŁADOWANIA DWUTLENKU WĘGLA PRZY ZASTOSOWANIU METOD CO<sub>2</sub>-EOR, EGR

Dokonano ilościowej oceny pojemności sekwestracyjnej CO<sub>2</sub> w 10 wybranych krajowych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego. Proces sekwestracji był realizowany jako część i jednocześnie jako rozszerzenie procesu wspomaganego wydobycia ropy naftowej/gazu ziemnego przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR, EGR). Obliczenia pojemności sekwestracyjnej struktur powyższych złóż wykonano przy użyciu modeli złożowych dwojakiego rodzaju, tj. pełnowymiarowych kompozycyjnych modeli symulacyjnych (5 złóż) i rozszerzonych modeli bilansowych uwzględniających mechanizm wypierania mieszającego ropy lub gazu zatłaczanym CO<sub>2</sub> (5 złóż).

Podstawowe wyniki obliczeń w postaci maksymalnych osiągniętych pojemności sekwestracyjnych dla analizowanych złóż przedstawiono w tabelach 8 i 9 oraz na figurze 4.

Wielkości te dla poszczególnych złóż są bardzo zróżnicowane, co jest spowodowane przede wszystkim wielkością poszczególnych struktur.

Miarą efektywności magazynowania CO<sub>2</sub> niezależną od wielkości struktury, ale opisującą pozostałe czynniki o charakterze intensywnym, może być uznany współczynnik magazynowania, zdefiniowany jako ilość zmagazynowanego CO<sub>2</sub> na jednostkową objętość porów złoża nasyconych węglowodorami. Współczynniki te dla poszczególnych złóż, odpowiadające maksymalnej uzyskanej pojemności sekwestracyjnej, podano w tabelach 10 i 11.

Dla prawie wszystkich (9 z 10) złóż współczynnik ten przyjmuje wartość w przedziale 300–600 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>. Widoczne zróżnicowanie jest efektem takich parametrów jak:

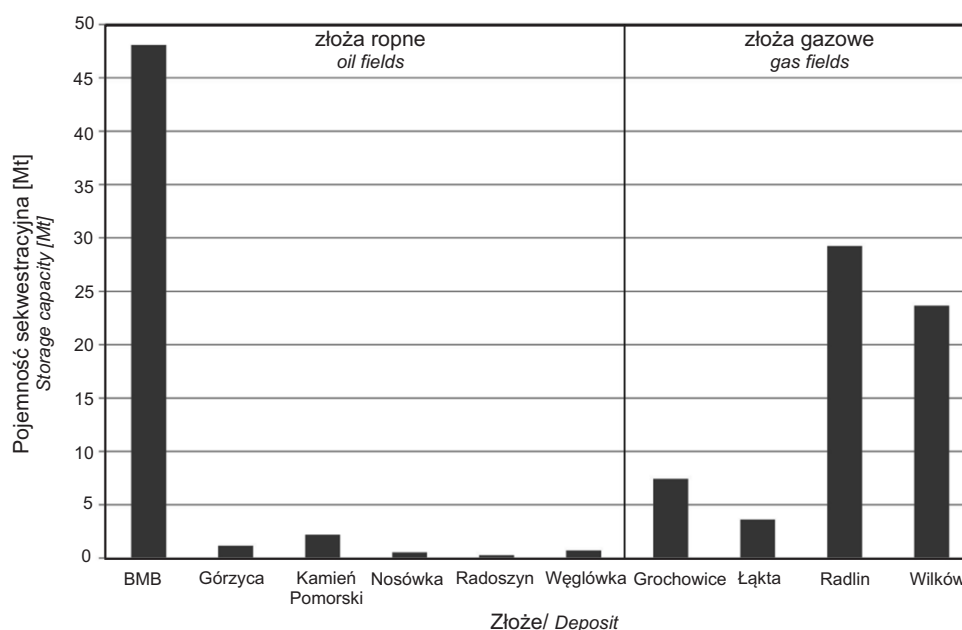


Fig. 4. Pojemności sekwestracyjne CO<sub>2</sub> analizowanych złóż ropy naftowej/ gazu ziemnego

CO<sub>2</sub> storage capacities of the analyzed oil/ gas fields

Tabela 8

**Pojemności sekwestracyjne CO<sub>2</sub>  
analizowanych złóż ropy naftowej**  
CO<sub>2</sub> storage capacities of the analyzed oil fields

Złoże	Pojemność sekwestracyjna – wynik maksymalny	
	[mld Nm <sup>3</sup> ]	[Mt]
BMB	25,82	48,07
Górzycza	0,62	1,16
Kamień Pomorski	1,18	2,19
Nosówka	0,28	0,53
Radoszyn	0,15	0,27
Węglówka	0,38	0,71

Tabela 9

**Pojemności sekwestracyjne CO<sub>2</sub>  
analizowanych złóż gazu ziemnego**  
CO<sub>2</sub> storage capacities of the analyzed gas fields

Złoże	Pojemność sekwestracyjna – wynik maksymalny	
	[mld Nm <sup>3</sup> ]	[Mt]
Grochowice	4,00	7,43
Łąka	1,94	3,61
Radlin	15,61	29,24
Wilków	12,71	23,65

Tabela 10

**Współczynniki magazynowania CO<sub>2</sub>  
dla analizowanych złóż ropy naftowej**  
CO<sub>2</sub> storage coefficients for analyzed oil fields

Złoże	Współczynnik magazynowania [kg/m <sup>3</sup> ]
BMB	427
Górzycza	326
Kamień Pomorski	197
Nosówka	492
Radoszyn	342
Węglówka	385

Tabela 11

**Współczynniki magazynowania CO<sub>2</sub>  
dla analizowanych złóż ropy naftowej**  
CO<sub>2</sub> storage coefficients for analyzed oil fields

Złoże	Współczynnik magazynowania [kg/m <sup>3</sup> ]
Grochowice	495
Łąka	596
Radlin	539
Wilków	615

(1) końcowe ciśnienie złożowe, (2) temperatura złożowa, (3) stopień szczypania zasobów złoża (5–55 MPa, 36–118°C, 27–94%).

W przypadku złoża ropnego Kamień Pomorski bardzo niski współczynnik magazynowania (<200 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>) jest

spowodowany znaczącą rolą wody złożowej oraz wody zatłaczanej do złoża (Szott i in., 2012), powodującej istotne zmniejszenie objętości porów dostępnych dla zatłaczanego CO<sub>2</sub>, który zajmuje efektywnie głównie objętość wypełnioną przez węglowodory.

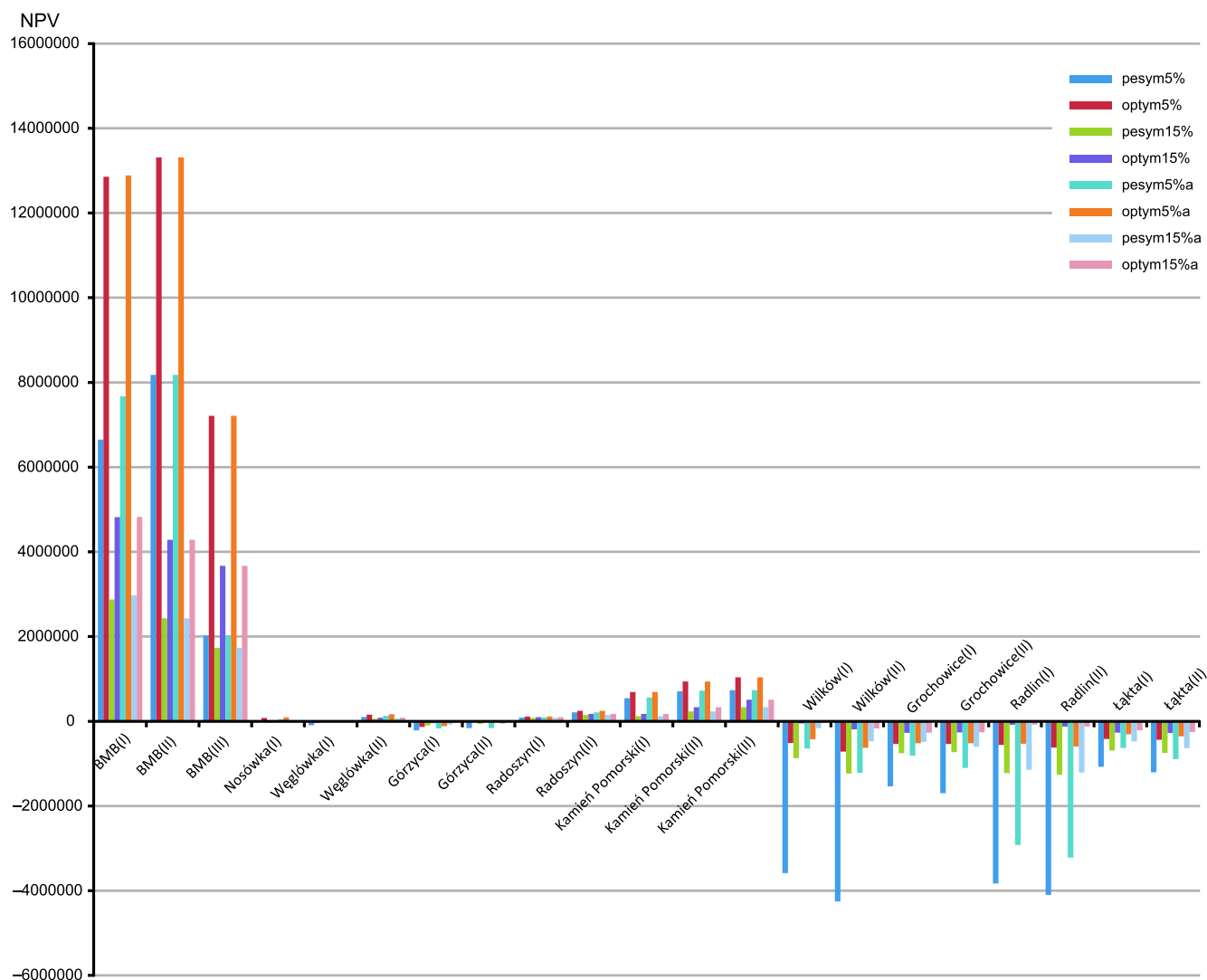
## WSTĘPNA ANALIZA OPŁACALNOŚCI EKONOMICZNEJ METOD CO<sub>2</sub>-EOR, EGR DLA WYTYPOWANYCH ZŁÓŻ

Wykonano wstępne analizy opłacalności ekonomicznej (apendyks) dla dwóch wariantów przyjętych scenariuszy na podstawie modeli bilansowych, wyników symulacji oraz historii i prognozy eksploatacji złóż. W pierwszym wariantcie, optymistycznym, operator złoża ponosi tylko koszty transportu CO<sub>2</sub>, w wariantcie pesymistycznym natomiast przewi-

dziano jego zakup na rynku po cenie odpowiadającej kosztom projektów demonstracyjnych CCS (65 €/t), z dostawą na złożo.

Otrzymane wyniki (fig. 5) sugerują, że działalność ta byłaby rentowna zwłaszcza dla większych złóż ropy (BMB, Kamień Pomorski) oraz złoża ropy Radoszyn (najlepsze dla





**Fig. 5. Szacunki efektywności ekonomicznej CO<sub>2</sub>-EOR, EGR wyrażone w NPV (rok likwidacji składowiska) dla różnych stóp dyskontowych wariantów pesymistycznego i optymistycznego**

Ceny ropy i gazu założono z 2012 r., tzn. 80 USD/baryłkę i 150 USD/1000 m<sup>3</sup>

Economic analyses of CO<sub>2</sub>-EOR, EGR using NPV (by storage site closure)  
for various discount rates of pessimistic and optimistic case

Oil and gas prices as of 2012, *i.e.* 80 USD/barrel and 150 USD/1000 m<sup>3</sup>

eksperymentalnego przetestowania technologii CO<sub>2</sub>-EOR w warunkach polskich w skali pilotowej). Dla mniejszych złóż działalność ta może być jeszcze opłacalna (Węglówka,

w mniejszym stopniu Nosówka) lub nie (Górzycza). W przypadku złóż gazu, z wyjątkiem złoża Wilków, zastosowanie technologii CO<sub>2</sub>-EGR wydaje się nierentowne.

## PODSUMOWANIE

Przy wdrożeniu wszystkich rentownych projektów na rozpatrywanych złóżach wzrost zasobów wydobywanych wyniósłby dla ropy naftowej 18,05 mln ton, dla gazu z separacji ropy – 1,422 mld nm<sup>3</sup> i 1,814 mld nm<sup>3</sup> dla gazu ze złóż gazu ziemnego. Do realizacji zaproponowano cztery projek-

ty ze złóż ropy i jeden ze złóż gazu ziemnego. Oczekiwane efekty powinny wynosić: 17,69 mln ton ropy, 0,998 mld nm<sup>3</sup> gazu z separacji ropy oraz 1,814 mld nm<sup>3</sup> gazu ze złoża gazu. Uzyskany potencjał sekwestracyjny w tych złóżach wyniósłby ponad 75 Mt CO<sub>2</sub>.

## LITERATURA

- AL-JARBA M., AL-ANAZI B.D., 2009 — A comparison study of the CO<sub>2</sub>-Oil Physical Properties Literature Correlations Accuracy using Visual Basic Modelling Technique. *NAFTA*, **60**, 5: 287–291.
- BACHU S., 2002 — Screening and Ranking of Hydrocarbon Reservoirs for CO<sub>2</sub> Storage in the Alberta Basin, Canada. *J. Can. Petrol. Technol.*, **41**, 9: 51–61.
- BOSSIE-CODREANU D. (red.), 2008 — GeoCapacity economic use of CO<sub>2</sub> in hydrocarbon fields. Report D19 of EU GeoCapacity project.
- ECLIPSE, 2010 — Symulator złożowy Eclipse 300, 2010.1 firmy GeoQuest Schlumberger.
- IPCC, 2005 — IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (red. B. Metz i in.). Cambridge University Press, Cambridge.
- KARNKOWSKI P., 1999 — Oil and Gas deposits in Poland. GEOS, Kraków.
- LEEUEWEN VAN T., FERGUSON R., KUUSKRAA V., 2009 — Electricity Use of Enhanced Oil Recovery with Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>-EOR). Raport DOE/NETL-2009/1354.
- MAURAND N. (red.), 2008 — Economic uses of CO<sub>2</sub>. Report D19 of EU GeoCapacity project (published: www.geocapacity.eu).
- NUNEZ-LOPEZ V., HOLTZ M.H., WOOD D.J., AMBROSE W.A., HOVORKA S., 2008 — Quick-look assessments to identify optimal CO<sub>2</sub> EOR storage sites. *Environ. Geol.*, **54**: 1695–1706.
- OLDENBURG C.M., 2003 — Carbon Sequestration in Natural Gas Reservoirs: Enhanced Gas Recovery and Natural Gas Storage. *W: Proceedings, TOUGH Symposium*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, 12–14 May:1–8.
- OLDENBURG C.M., BENSON S.M., 2001 — Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery: Identifying Candidate Sites for Pilot Study. *W: First National Conference on Carbon Sequestration*. Washington, 14–17 May: 1–11.
- PIESIK-BUŚ W., 2010 — Analiza modelu geologicznego wytypowanego złoża gazu ziemnego do konwersji na PMG, z wykorzystaniem CO<sub>2</sub> jako gazu buforowego. *Nafta-Gaz*, **66**, 11: 1000–1007.
- SCHUPPERS J.D., HOLLOWAY S., MAY F., GERLING P., BØE R., MAGNUS C., RIIS F., OSMUNDSSEN P.T., LARSEN M., ANDERSEN P.R., HATZYANNIS G., 2003 — Storage capacity and quality of hydrocarbon structures in North Sea and the Aegean region. GESTCO WP2 Final Report, TNO, Utrecht.
- SVENSSON R., ODENBERGER M., JOHNSON F., STROMBERG L., 2004 — Transportation systems for CO<sub>2</sub> – application to carbon capture and storage. *Energ. Convers. Manage.*, **45**: 2343–2353.
- SZOTT W., 2012 — Bilansowa metoda modelowania wypierania mieszającego w osrodku porowatym. *Nafta-Gaz*, **12**: 965–975.
- SZOTT W., LĘTKOWSKI P., GOŁĄBEK A., MILEK K., 2012 — Ocena efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z wybranych złóż krajowych z zastosowaniem zatłaczania CO<sub>2</sub>. *Pr. Nauk. Inst. Nafty i Gazu*, **184**.
- TABER J.J., MARTIN F.D., SERIGHT R.S., 1997a — EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, **12**, 3: 189–198.
- TABER J.J., MARTIN F.D., SERIGHTR.S., 1997b — EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Reservoir Engineering*, **12**, 3: 199–205.

## SUMMARY

Carbon dioxide storage in deep saline aquifers, characterized by a huge storage potential, is subjected to a certain risk factor. The reason is that it is difficult to undertake a sufficient verification of integrity of these geological structures. This risk is minimized almost to zero in the case of oil and gas fields, where the integrity of geological traps was verified over geological time. Therefore, the authors express the view that the fastest way to implement CO<sub>2</sub> sequestration projects in Poland is to use depleted hydrocarbon fields, especially if CO<sub>2</sub> sequestration is preceded by the CO<sub>2</sub>-EOR or EGR process – enhanced hydrocarbon recovery with the use of CO<sub>2</sub> injection.

The paper was prepared based on the research results obtained by the consortium of Oil and Gas Institute and Polish Geological Institute – National Research Institute within the project ordered by the Ministry of the Environment and entitled: “Program of Enhanced Oil and Gas Recovery from Domestic Hydrocarbon Reservoirs by the Application of Underground CO<sub>2</sub> Injection”. The effectiveness of the CO<sub>2</sub>-EOR, EGR methods with simultaneous CO<sub>2</sub> sequestration

was studied using reservoir simulations for selected oil and gas reservoirs in Poland. The first part of the paper includes an evaluation of the potential of the above methods to increase recoverable oil or gas reserves in 10 selected reservoirs. The second part of the paper includes an assessment of the CO<sub>2</sub> storage potential of the same reservoirs using the studied methods. The paper concludes with the introductory economic analysis for the profitability of the simulated methods.

According to the results of our study the implementation of all potentially cost-effective projects in hydrocarbon fields in question would bring the following increase of recoverable reserves: 18.05 million tons of crude oil, 1.422 bcm of gas separated from oil (out of solution) and 1.814 bcm of natural gas from gas field(s) only. It was proposed to implement four of the most cost-effective projects in oil fields and one such project in a gas field. Expected results should be as follows: 17.69 million tons of oil, 0.998 bcm of gas separated from oil (out of solution) and 1.814 bcm of natural gas from a gas field. The resulting sequestration potential of these fields amounts to more than 75 Mt of CO<sub>2</sub>.

## ZAŁOŻENIA DO MODELI EKONOMICZNYCH

Modele ekonomiczne wykonano z uwzględnieniem modeli bilansowych, wyników symulacji, historii i prognoz eksploatacji złóż, a w szczególności na podstawie scharakteryzowanych poniżej założeń.

### NAKLADY INWESTYCYJNE

#### Budowa składowiska

**Otwory zatłaczające** – adaptacja istniejących, wykonanie nowych otworów zatłaczających i ewentualnie produkcyjnych; dla przyjętych za schematami produkcyjnymi liczby otworów przyjęto szacunki kosztów rzędu 10–15 mln zł netto za kilometr wiercenia nowego otworu (im głębszy otwór tym koszt jednostkowy większy), a koszt rekonstrukcji/ adaptacji istniejącego otworu wraz z niezbędną infrastrukturą za około jednej czwartej kosztów nowego otworu.

**Stacja sprężania CO<sub>2</sub>, stacja sprężania gazu, instalacja do oczyszczania gazu z CO<sub>2</sub>, manifold** – najistotniejszą pozycją kosztową jest tu instalacja do oczyszczania gazu z CO<sub>2</sub> – w projekcie Sleipner (<http://www.zero2.no/projects/sleipner-west>; dostęp: grudzień 2015 r.) nakłady inwestycyjne instalacji na morzu wyniosły ok. 100 mln USD przy wychwyicie 1 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie, stąd na lądzie przyjęto 300 mln zł dla wychwytu 1 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie (odpowiednio to przeskalowano i uwzględniono, że przy mniejszych instalacjach nakłady nie maleją liniowo tylko nieco wolniej), dla stacji sprężania przyjęto natomiast nakłady o rząd wielkości mniejsze.

**Dokumentacja, zarządzanie projektem, etc.** to także aktualizacja wniosku koncesyjnego, planów zagospodarowania złoża, planów ruchu, opracowywanie raportów oraz zarządzanie całością działalności w ramach projektu – w zależności od wielkości projektu przyjęto 1–6 mln zł.

**Odbiór (nadzór/ testowanie)** to wszelkie działania związane z oddaniem do użytku nowych i rekonstruowanych otworów i instalacji powstałych w tej fazie – w zależności od wielkości projektu przyjęto 1–6 mln zł.

#### Budowa rurociągu

Dla optymistycznego wariantu pozyskiwania CO<sub>2</sub> w przypadku dużych złóż oszacowano nakłady na podstawie literatury (Svensson i in., 2004; IPCC, 2005), odległości od potencjalnych emitentów CO<sub>2</sub> (BMB – elektrownia Dolna Odra, Wilków i Grochowice – elektrociepłownia LGOM, Radlin – elektrociepłownia w Poznaniu, Łąka – emitenci z Krakowa albo Tarnowa) (<http://skladowanie.pgi.gov.pl/>; dostęp: grudzień 2015 r.) oraz strumieni CO<sub>2</sub> zakładanych na podstawie prognoz eksploatacji złóż.

#### Rezerwa

10% na nieprzewidziane wydatki w fazie inwestycyjnej.

### KOSZTY OPERACYJNE

Zgodnie z wymogami Dyrektywy unijnej w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla (2009/31/WE) i Ustawą z dnia

27 września 2013 r. o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw implementującą tę Dyrektywę do prawa krajowego składowanie dwutlenku węgla będzie wiązać się, po zakończeniu zatłaczania do warstw geologicznych, z 20-letnim okresem likwidacji (zamknięcia) składowiska z prowadzeniem monitoringu, po którym operator przekaze (o ile nie będzie żadnych problemów z zatłoczonym do składowiska CO<sub>2</sub>) je organowi rządowemu. Organ rządowy ma prowadzić monitoring przez kolejne 30 lat. Co prawda zatłaczanie CO<sub>2</sub> na potrzeby wspomaganie wydobycia węglowodorów to nie to samo składowanie, ale po zakończeniu eksploatacji złoża stanie się ono składowiskiem, stąd okres eksploatacji złoża uzupełniono w każdej z tabel o 20 lat monitoringu (wraz z likwidacją otworów zatłaczających i instalacji składowiska). Koszty monitoringu „rządowego” (przez 30 lat, po przejęciu odpowiedzialności przez państwo od operatora złoża/składowiska) rozkładają się na cały wspomniany sumaryczny okres.

#### Oplaty za składowanie CO<sub>2</sub>

Zgodnie z ustawą implementującą Dyrektywę w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla do prawa krajowego opłaty te będą wynosić 5,06 zł od tony zatłoczonego CO<sub>2</sub> (przyjęto też, że CO<sub>2</sub> wydobyte z gazem, oddzielone i zatłoczone ponownie będzie również podlegać tym opłatom).

#### Koszt pozyskania CO<sub>2</sub>

**Zakup na rynku (65 €/t):** wariant pesymistyczny – operator kupuje przemysłowe CO<sub>2</sub> na rynku, po cenie zbliżonej do kosztów przyjmowanych aktualnie dla projektów demonstracyjnych CCS, z dostawą na złożo.

**Transport rurociągiem (2 €/t), transport drogowy (25 €/t) lub transport wodny (2 €/t):** wariant optymistyczny – operator koncesji otrzymuje CO<sub>2</sub> za darmo od emitenta na instalacji wychwytu i zajmuje się jego transportem, a więc buduje rurociąg w przypadku relatywnie dużych złóż, wynajmuje samochody cysterny dla małych złóż albo barkę do transportu wodnego, jeśli są takie możliwości (złożo Kamień Pomorski); koszty transportu oszacowano na podstawie literatury (Svensson i in., 2004; IPCC, 2005), odległości od potencjalnych emitentów CO<sub>2</sub> oraz strumieni CO<sub>2</sub> zakładanych na podstawie prognoz eksploatacji złóż.

#### Oplaty eksploatacyjne związane z wydobyciem węglowodorów

**Ropa** – przyjęto stawkę obowiązującą w 2012 r. (34,89 zł/t – Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze).

**Gaz** – przyjęto stawkę obowiązującą w 2012 r. (5,89 zł – gaz wysokometanowy albo 4,90 zł/tys. m<sup>3</sup> – Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze).

**Kondensat** – przyjęto opłaty takie jak dla ropy (w przeliczeniu na tonę).

### Oddzielanie CO<sub>2</sub> od gazu

Przyjęto, na podstawie dostępnej literatury (Leeuwen i in., 2009; IPCC, 2005), że do oddzielenia tony CO<sub>2</sub> z gazu potrzeba ok. 200 kWh (czyli ok. 50 zł po aktualnych cenach energii w sieci).

### Wynagrodzenia z narzutami

Założono średni koszt wynagrodzeń z narzutami 5 tys. zł (ceny obecne) i przyjęto szacunkowe zatrudnienie na podstawie wielkości i produkcji rozpatrywanych złóż, według informacji z biuletynu PGNiG Oddział Zielona Góra (<http://zielonagora.pgnig.pl//szejk/>; dostęp: 2012) dla kilku złóż, od kilku do 45 osób dla największego złoża, przy czym założono, że w okresie likwidacji/ zamknięcia składowiska zatrudnienie nie przekroczy jednej trzeciej stanu z okresu produkcji/ eksploatacji.

### Koszty monitoringu i likwidacji otworów

**Monitoring (otworowy) po stronie operatora koncesji i likwidacja otworów** – przyjęto koszty rzędu 1 mln zł na otwór w ciągu roku (mniej intensywny w okresie likwidacji/ zamknięcia składowiska niż podczas eksploatacji), koszty likwidacji otworu też rzędu 1 mln zł.

**Przyszły monitoring „rządowy”** – przyjęto podobne koszty monitoringu „rządowego” na 30 lat jak monitoringu w 20-letnim okresie likwidacji/ zamknięcia składowiska (czyli ok. 2/3 rocznie).

Koszty te rozrzucano na poszczególne lata w okresie, w którym złożę będzie w gestii operatora.

### Inne koszty

Energia, materiały, ubezpieczenia – wchodzi tu koszty sprężania/ zatłaczania CO<sub>2</sub>, materiały eksploatacyjne, ubezpieczenia i wszelkie inne koszty nieuwzględnione powyżej (np. podatek gruntowy, woda); dla uproszczenia roczne koszty stałe przyjęto na poziomie ok. 1% nakładów inwestycyjnych, a koszty zmienne to głównie sprężanie/ zatłaczanie CO<sub>2</sub> (tego rzędu co oddzielanie CO<sub>2</sub> z gazu, czyli 200 kWh albo 50 zł na tonę CO<sub>2</sub>).

### SPRZEDAŻ WĘGLOWODORÓW

**Sprzedaż ropy** – na podstawie informacji ustnych od pracowników PGNiG SA cenę ropy netto oszacowano na ok. 80 USD za baryłkę (kurs USD z końca maja 2012 r.), jako przychód operatora koncesji wydobywczej.

**Sprzedaż gazu** – na podstawie informacji ustnych od pracowników PGNiG SA cenę gazu netto oszacowano na ok. 150 USD za 1000 m<sup>3</sup> (kurs USD z końca maja 2012 r.), jako przychód operatora koncesji wydobywczej.

**Sprzedaż kondensatu** – na podstawie informacji z Internetu przyjęto za cenę kondensatu 85% ceny ropy (w przeliczeniu na tony), jako przychód operatora koncesji wydobywczej.