

Jan Lubaś

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Rola i znaczenie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w programie Czysta Energia

Istotnym czynnikiem gwałtownego w chwili obecnej wzrostu kosztów energii elektrycznej w Polsce jest znaczący wzrost cen europejskich uprawnień do emisji CO₂. Jednym ze sposobów zmniejszenia emisji CO₂ do atmosfery przez energetykę w Polsce może być sposób zalecany w dokumencie Ministerstwa Energii *Innowacje dla energetyki – kierunki rozwoju innowacji energetycznych* z 2017 roku [9], w którym zapisano: „Wskazany jest rozwój technologii wychwytywania i zagospodarowania CO₂ (*Carbon Capture and Utilization – CCU*)”. W licznych krajach wykazano, że technologia zatłaczania CO₂ do złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest technologią dojrzałą, mogącą stanowić jedną ze znaczących możliwości zagospodarowania CO₂ w procesach wspomaganie ich wydobywania [7, 8]. Również w Polsce na przestrzeni ostatnich dwudziestu lat wdrożono dwie instalacje zatłaczania gazów kwaśnych do złóż gazu i ropy naftowej – wprawdzie niewielkie, ale umożliwiające wykazanie technicznych możliwości w tym zakresie. W prezentowanym artykule omówiono wyniki uzyskane w ramach przedsięwzięcia zrealizowanego przez INiG – PIB i PIG – PIB na zamówienie Ministerstwa Środowiska [6], w którym dokonano pierwszej w naszym kraju metodycznej oceny wielkości potencjalnego dodatkowego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego podczas realizacji procesów CO₂-EOR/EGR (ang. *enhanced oil recovery, enhanced gas recovery*). Dla wytypowanych sześciu złóż ropy naftowej i czterech złóż gazu ziemnego, najbardziej perspektywicznych z punktu widzenia technologii CO₂-EOR/EGR na obszarze lądowym Polski, wykonano analizy geologiczno-złożowe, symulacje komputerowe i laboratoryjne, a także wstępne analizy efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia. Z przeprowadzonych obliczeń wynika relatywnie niewielki przyrost szczytowania zasobów złóż gazowych. W przypadku złóż ropnych efekty zastosowania omawianej metody EOR są znacznie większe, a przyrost szczytowania zasobów średnio przekracza 30%. Wyniki te dla kolejnych złóż są silnie zróżnicowane ze względu na dotychczasowy stopień szczytowania, charakter metody (wtórna lub trzecia), mechanizmy energetyczne (aktywność wody dopływającej do złoża) oraz inne czynniki złożowe i eksploatacyjne (takie jak system odwiertów wydobywczych). Dokonano również ilościowej oceny pojemności sekwestracyjnej CO₂ w 10 wybranych krajowych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego. Proces sekwestracji był realizowany jako część i jednocześnie rozszerzenie procesu wspomaganie wydobywania ropy naftowej / gazu ziemnego poprzez zatłaczanie CO₂. Wykonano wstępne analizy opłacalności ekonomicznej dla dwóch wariantów przyjętych scenariuszy różnicujących koszty dostawy CO₂, opierając się na modelach bilansowych, wynikach symulacji oraz historii i prognozach eksploatacji złóż. Wykazano, że wykorzystanie CO₂ w projektach zwiększenia stopnia szczytowania odkrytych i zagospodarowanych złóż, szczególnie ropy naftowej, mogłoby stanowić w najbliższej przyszłości jeden z bardziej znaczących obszarów działania polskiego górnictwa naftowego, pozwalających rocznie pozyskiwać dodatkowo znaczące ilości ropy naftowej oraz uzyskiwać dodatkowe profity z handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

Słowa kluczowe: uprawnienia do emisji CO₂, EOR-CO₂, wspomaganie wydobywania ropy naftowej.

The role and importance of oil and gas reservoirs in the Clean Energy project

The significant increase in the price of European CO₂ emission allowances is an important factor of the currently rapid increase in electricity costs in Poland. One of the ways to reduce CO₂ emissions to the atmosphere by the Power Industry in Poland may be the method recommended in the document of the Ministry of Energy, *Innovation for Energy – directions of energy innovation development 2017* [9], where it is stated that the development of CO₂ capture and utilization technology – CCU (*Carbon Capture and Utilization*) is desirable. In many countries [7, 8], it has been shown that the technology of CO₂ injection into oil and gas reservoirs is a mature technology that could be one of the significant opportunities for CO₂ utilization in the processes of oil and gas recovery. Also in Poland, during the last twenty years, two small acid gas injection installations have been implemented into the gas and oil reservoirs, admittedly small, but they have shown the potential for technical possibilities in this respect in our industry. The presented article discusses the research results obtained as part of a project implemented by the consortium of Oil and Gas Institute and Polish Geological Institute – National Research Institutes and

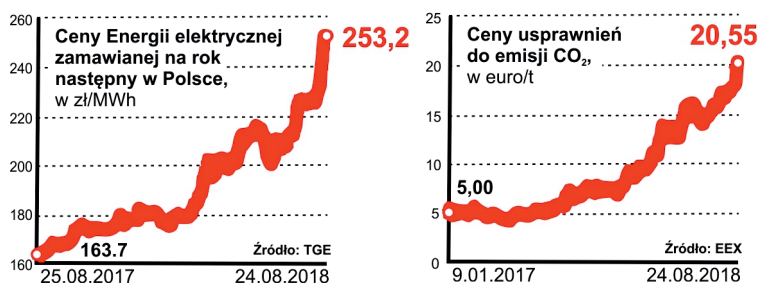
commissioned by the Ministry of Environment [6], in which the first methodical assessment of potential additional oil and gas recovery was carried out in CO₂-EOR/EGR processes, (Enhanced Oil, Gas Recovery). For the selected 6 oil and 4 gas reservoirs, the most prospective from the point of view of CO₂-EOR/EGR technology in the land area of Poland, geological and reservoirs analyzes, computer and laboratory simulations as well as preliminary analysis of the economic effectiveness were carried out. The calculations show a relatively small increase of gas recovery. In the case of oil reservoirs, the effects of the EOR method discussed here are much higher, and the increase in the recovery of resources on average exceeds 30%. These results for subsequent reservoirs are strongly diversified due to the current level of depletion, the nature of the method (secondary or third), energy mechanisms (water activity flowing into the reservoirs) and other reservoir and drilling factors (density of well grid). A quantitative assessment of CO₂ sequestration capacity in 10 selected oil and gas reservoirs was also performed. The sequestration was carried out as part of extended enhanced oil/gas recovery by CO₂ injection. Preliminary analysis of economic viability were made for two variants of adopted scenarios differentiating the costs of CO₂ supply, based on material models, simulation results and the history and forecasts of the exploitation of reservoirs. It has been shown that the use of CO₂ in EOR projects to increase the recovery from discovered and developed reservoirs, especially of oil, could be in the near future one of the most significant areas of Polish oil exploitation, allowing to obtain additional significant amounts of crude oil recovery and additional profits from trading in CO₂ emission allowances.

Key words: CO₂ emission allowances, EOR-CO₂, enhanced oil recovery.

Wprowadzenie

W ostatnim okresie w Polsce można zaobserwować gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej zamawianej na rok następny. Według „Rzeczpospolitej” [11] jej koszt na przestrzeni ostatniego roku wzrasta z 163,7 zł/MWh do 253,2 zł/MWh, to znaczy o blisko 55%. W tym momencie na tle innych krajów europejskich jest on zdecydowanie najwyższy, co w przyszłości może negatywnie wpływać na konkurencyjność polskiego przemysłu. Równocześnie wzrost cen europejskich uprawnień do emisji CO₂ wzrasta odpowiednio z 5,00 do 20,55 euro/t (rysunek 1). Do tej pory polska energetyka korzystała z puli darmowych uprawnień, jednak od 2019 roku ten system będzie stopniowo wygaszany, a emitenci nabywać je będą na zasadach rynkowych. Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach zapewne będzie trwał w latach następnych, tak więc dla gospodarki polskiej, w której głównym źródłem energii jest i pozostaje węgiel, będzie to znaczącym składnikiem w określaniu jej kosztów. Jednym ze sposobów znaczącego zmniejszenia emisji CO₂ do atmosfery może być kierunek zalecany w dokumencie Ministerstwa Energetyki *Innowacje dla energetyki – kierunki rozwoju innowacji energetycznych z 2017 roku* [9], w którym zapisano: „Wskazany jest rozwój technologii wychwytywania i zagospodarowania CO₂ (Carbon Capture and Utilization – CCU)”. Wcześniej szeroko propagowana technologia wychwytywania i składowania CO₂ – CCS (ang. *carbon capture and storage*) często napotykała na opór społeczny związany szczególnie z obawą o gwarancję szczelności podziemnych składowisk, projektowanych zwykle w głębokich strukturach solankowych o niezawy-

fikowanej w czasie geologicznym integralności. Zalecane w cytowanym dokumencie zastosowanie metody wychwytywania i zagospodarowania CO₂ – CCU nadaje się do realizacji również w ramach technologii wspomaganego wydobycia ropy naftowej oraz gazu ziemnego znanej m.in. w USA i Kanadzie jako *CO₂ enhanced oil recovery* (CO₂-EOR), *enhanced gas recovery* (CO₂-EGR). Jest to technologia dojrzała i wielokrotnie sprawdzona również w innych krajach, takich jak Węgry, Turcja czy Brazylia. Początkowo, szczególnie w USA [7] i na Węgrzech [2], do złóż ropy naftowej, celem zwiększenia stopnia szczypania zasobów geologicznych, zatłaczany był gaz ziemny zawierający duże ilości CO₂, często przekraczające 90% jego składu. Jednak od kilkunastu lat ze względów ekologicznych stosuje się pozyskiwanie strumienia CO₂ do tych procesów z instalacji przemysłowych. W USA do setek złóż ropy naftowej zatłoczono już znacznie ponad miliard ton CO₂, a jednym z największych jest złożo ropy w piaskowcach Cranfield, do którego zatłoczono ponad milion ton CO₂ [7].



Rys. 1. Ilustracja zależności wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce w powiązaniu ze wzrostem cen europejskich uprawnień do emisji CO₂ [11]

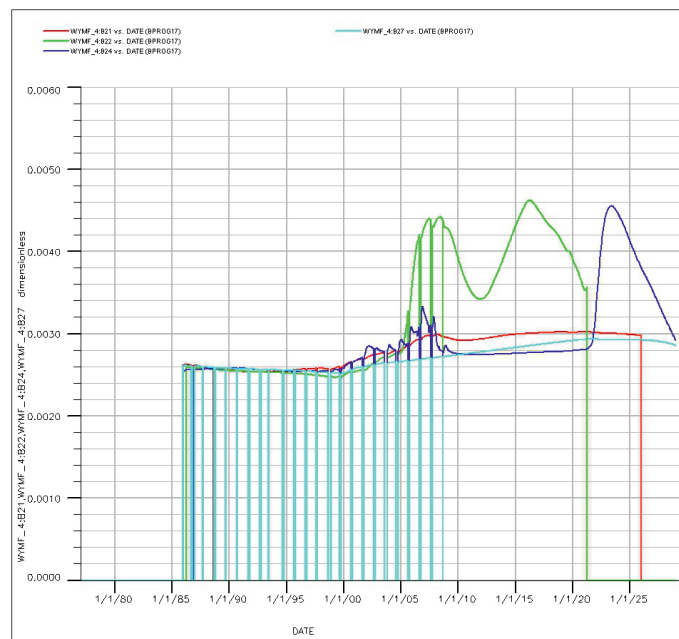
Dotychczasowe doświadczenia górnictwa naftowego w Polsce

W styczniu 1996 roku, po raz pierwszy w Europie, w poziomach zawodnionych złoża Borzęcin rozpoczęto proces powrotnego zatłaczania gazów kwaśnych zawierających w swym składzie dominującą ilość dwutlenku węgla. Nieco później podobny proces, choć składowania nie w tym samym złożu, z którego wydobywany jest gaz zanieczyszczony składnikami kwaśnymi, wdrożono na Morzu Północnym w Norwegii. W ramach powstałego w 1993 roku projektu celowego współfinansowanego przez Komitet Badań Naukowych i PGNiG wykonano prace koncepcyjne, modelowe i projektowe. Opracowany w wyniku podjętych w IGNiG prac *Projekt Techniczny Instalacji Zatłaczania Gazów Kwaśnych do Strefy Zawodnionej Złoża Borzęcin* przekazano w 1995 roku do inwestora, który już w styczniu 1996 roku uruchomił instalację zatłaczania. W owym czasie w światowym przemyśle naftowym dopiero rozpoczynano zatłaczanie gazów kwaśnych pozyskiwanych z instalacji oczyszczania gazu ziemnego i ropy naftowej. Gazy zatłaczano jednak nie do eksploatowanego złoża, lecz do wytypowanych struktur spełniających warunki bezziornikowego magazynowania. Projekt dla KGZ Borzęcin był wówczas innowacją, również w zakresie inżynierii złożowej. Wymagał wykonania szczegółowych symulacji z założeniem, że istnieje możliwość racjonalnego pogodzenia równoczesnej eksploatacji złoża gazu i powrotnego zatłaczania gazów kwaśnych w jego zawodnione partie, a ponadto że będzie to zgodne z obowiązującym prawem i zasadami racjonalnej eksploatacji. Wyzwanie stanowiło również przedsięwzięcie zatłaczania nie tylko gazu zasiarczonego, co już robiono w Kanadzie, lecz agresywnej mieszaniny siarkowodoru i dwutlenku węgla. Wykonane w INiG – PIB symulacje komputerowe wykazały, że do 2025 roku zawartość CO₂ w wydobywanym gazie, pomimo jego powrotnego zatłaczania, nie przekroczy 0,5%. Badania PVT wykonane w INiG – PIB wykazały, że objętość metanu wypieranego z fazy rozpuszczonej w wodzie złożowej jest proporcjonalna do objętości zatłoczonego CO₂. Proces ten pozwala na uzupełnianie zasobów gazu w czapie gazowej [4].

Ponad dwudziestoletni okres stosowania technologii sekwestracji gazów kwaśnych w Borzęcinie potwierdził pełną przydatność i konkurencyjność procesu. Może stanowić on wzór optymalnego rozwiązania dla złóż ropy i gazu zawierających

składniki kwaśne oraz prototyp podobnego przedsięwzięcia dla przemysłu energetycznego, stojącego przed koniecznością zagospodarowania dwutlenku węgla z procesów spalania węgla kamiennego i brunatnego. Należy dodać, że Borzęcin jest pierwszym spośród znanych przykładów powrotnego zatłaczania gazów kwaśnych do tej samej, czynnej struktury złożowej, z której ciągle wydobywany jest gaz ziemny. Podobny projekt, chociaż o znacznie większej skali, wdrożyły w 2004 roku w Algierii firmy BP i Statoil [8].

Drugim podobnym obiektem w Polsce jest złożo ropy naftowej Radoszyn, do którego w 2017 roku rozpoczęto zatłaczanie gazów kwaśnych będących produktem odpadowym z aminowej instalacji odsiarczania gazu ziemnego wydobywanego wraz z ropą naftową [12]. Obydwa obiekty złożowe Borzęcin i Radoszyn świadczą o technologicznym przygotowaniu polskiego górnictwa naftowego do możliwego w przyszłości zagospodarowania na znacznie większą skalę dwutlenku węgla w ramach projektów wspomaganie wydobywania ropy naftowej i znacznego wzrostu współczynnika szczypania zasobów zagospodarowanych złóż.



Rys. 2. Wyniki symulacji wzrostu koncentracji zatłaczanego CO₂ w wydobywanym gazie w poszczególnych odwiertach kopani Borzęcin [3]

Możliwości zagospodarowania CO₂ w polskich złożach ropy i gazu

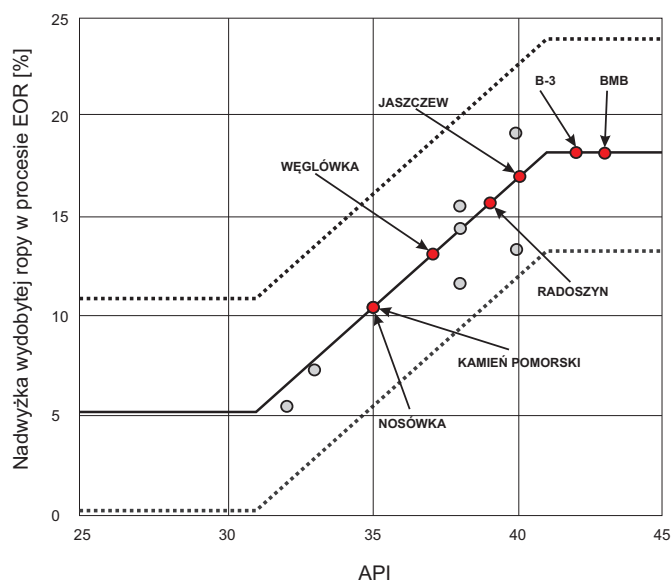
W ramach przedsięwzięcia zrealizowanego przez INiG – PIB i PIG – PIB na zamówienie Ministerstwa Środowiska i sfinansowanego przez NFOŚiGW [6] dokonano pierwszej w naszym kraju metodycznej oceny wielkości potencjal-

nego dodatkowego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego podczas realizacji procesów CO₂-EOR/EGR. Dla wytypowanych sześciu złóż ropy naftowej (B., K., N., W., G., R.), najbardziej perspektywicznych z punktu widzenia technologii

CO₂-EOR na obszarze lądowym Polski, wykonano analizy geologiczno-złożowe, symulacje komputerowe i laboratoryjne, a także wstępne analizy efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia. Przy typowaniu złóż preferowano warunki geologiczno-złożowe umożliwiające wystąpienie zjawiska zmieszania faz, zapewniającego optymalny przebieg procesu wypierania ropy zatłaczanym CO₂. Pod uwagę wzięto również dostępność złóż, jak i wykonalność procesu obecnie lub w nieodległej przyszłości. Zastosowanie w warunkach polskich przedmiotowej technologii umożliwia znaczące zwiększenie współczynnika szczypania złoża, średnio o ponad 30% [6]. Podobne wyliczenia przeprowadzono również dla wybranych złóż gazu ziemnego.

Program wspomaganego wydobycia z zastosowaniem CO₂

Przystępując do badań i analiz w programie zleconym przez Ministerstwo Środowiska [6], wykorzystano dotychczasowe dane ze złóż ropy naftowej w USA [10]. Na rysunku 3 przedstawiono wykres wpływu gęstości ropy na efektywność metod EOR-CO₂ na podstawie wyników przemysłowych zebranych ze złóż siedmiu basenów permickich Ameryki Północnej [12].



Rys. 3. Wpływ gęstości ropy naftowej na wielkość prognozowanej nadwyżki wydobytej ropy w procesach CO₂-EOR na podstawie danych ze złóż USA [12]

Na zależność naniesiono wartości gęstości ropy ze złóż polskich i korzystając z doświadczeń USA, określono perspektywiczność zastosowanej metody CO₂-EOR w poszczególnych warunkach złożowych. Z wykresu wynika, że największych efektów należy się spodziewać dla złóż BMB, B-3, Górzycy i Jaszczwi (efekt wydobycia dodatkowo 17÷18% zasobów geologicznych ropy), a najmniejszych na złożach Nosówka i Kamień Pomorski (nadwyżka na poziomie 10% zasobów

geologicznych). Są to dane bardzo orientacyjne, dokładne obliczenia wykonane w programie [13] zostały przeprowadzone na podstawie danych bilansowych i symulacyjnych.

Do ilościowej oceny efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego (EOR i EGR) w procesie zatłaczania CO₂ do złoża w warunkach wypierania mieszającego zaproponowano dwa narzędzia odpowiednie do sporządzenia powyższej oceny: (1) kompozycyjne symulatory złożowe i (2) metodę bilansu materiałowego z wykorzystaniem analitycznego modelu wypierania mieszającego. Opracowany model bilansu materiałowego dla procesu wypierania mieszającego zweryfikowano poprzez porównanie jego wyników z wynikami uzyskanymi metodą symulacji na szczegółowym

geologicznych). Są to dane bardzo orientacyjne, dokładne obliczenia wykonane w programie [13] zostały przeprowadzone na podstawie danych bilansowych i symulacyjnych.

Do ilościowej oceny efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego (EOR i EGR) w procesie zatłaczania CO₂ do złoża w warunkach wypierania mieszającego zaproponowano dwa narzędzia odpowiednie do sporządzenia powyższej oceny: (1) kompozycyjne symulatory złożowe i (2) metodę bilansu materiałowego z wykorzystaniem analitycznego modelu wypierania mieszającego. Opracowany model bilansu materiałowego dla procesu wypierania mieszającego zweryfikowano poprzez porównanie jego wyników z wynikami uzyskanymi metodą symulacji na szczegółowym

Tablica 1. Końcowy stopień szczypania zasobów ropy dla analizowanych złóż

Złoże	Najkorzystniejszy wynik dla CO ₂ -EOR	Przyrost szczypania
B.	52,43%	23,06%
G.	90,03%	64,83%
K.	47,73%	22,32%
N.	73,14%	26,70%
R.	92,25%	56,72%
W.	41,79%	23,91%

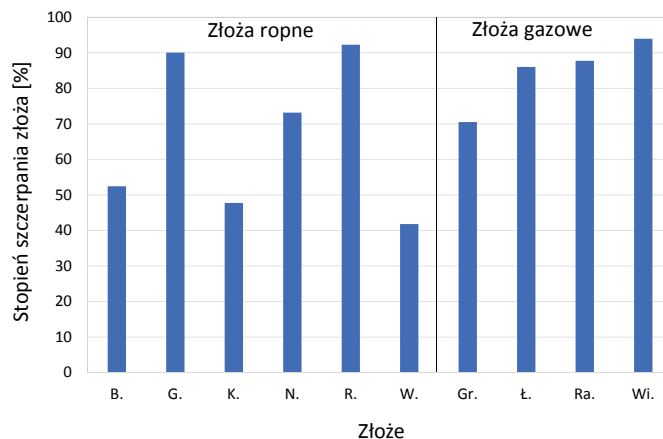
Tablica 2. Końcowy stopień szczypania zasobów gazu dla analizowanych złóż

Złoże	Najlepszy wynik dla CO ₂ -EGR	Przyrost szczypania
Gr.	70,48%	12,89%
Ł.	85,99%	5,32%
Ra.	87,73%	7,06%
Wi.	93,93%	4,93%

modelu złoża. Rezultaty przeprowadzonych porównań i weryfikacji pozwalają wnioskować o poprawności zaproponowanej metody prognozowania efektów wspomaganie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego poprzez zatłaczanie CO₂. Podstawowe wyniki wykonanych obliczeń modelowych przedstawiono w tablicach 1 i 2 oraz na rysunku 4 w postaci przyrostu stopni szczypania zasobów analizowanych złóż.

Z przytoczonych danych wynika niewielki przyrost szczypania zasobów złóż gazowych. Jest to konsekwencją faktu stosunkowo wysokiego dotychczasowego szczypania tych złóż, intensywnych procesów mieszania się zatłaczanego CO₂ z gazem rodzimym i szybkiego zanieczyszczenia wydobywanego gazu dwutlenkiem węgla.

W przypadku złóż ropnych efekty zastosowania omawianej metody EOR są znacznie większe, a wzrost szczypania zasobów średnio znacznie przekracza 30%. Wyniki te dla kolejnych złóż są silnie zróżnicowane ze względu na dotychczasowy stopień szczypania, charakter metody (wtórna lub trzecia),



Rys. 4. Końcowy stopień szczypania zasobów ropy/gazu dla analizowanych złóż po wdrożeniu procesów CO₂-EOR/EGR

mechanizmy energetyczne (aktywność wody dopływającej do złoża) oraz inne czynniki złożowe i eksploatacyjne (takie jak rodzaj siatki odwiertów wydobywczych).

Oszacowanie potencjału składowania dwutlenku węgla przy zastosowaniu metod CO₂-EOR i CO₂-EGR

Dokonano ilościowej oceny pojemności sekwestracyjnej CO₂ w 10 wybranych krajowych złóżach ropy naftowej i gazu ziemnego. Proces sekwestracji był realizowany jako część i jednocześnie rozszerzenie procesu wspomaganie wydobywania ropy naftowej / gazu ziemnego poprzez zatłaczanie CO₂ (CO₂-EOR/EGR). Obliczenia pojemności sekwestracyjnej struktur powyższych złóż wykonano przy użyciu modeli złożowych dwojakiego rodzaju, to jest (1) pełnowymiarowych kompozycyjnych modeli symulacyjnych (dla pięciu złóż) i (2) rozszerzonych modeli bilansowych uwzględniających mechanizm wypierania mieszającego ropy lub gazu zatłaczanym CO₂ (dla pięciu złóż).

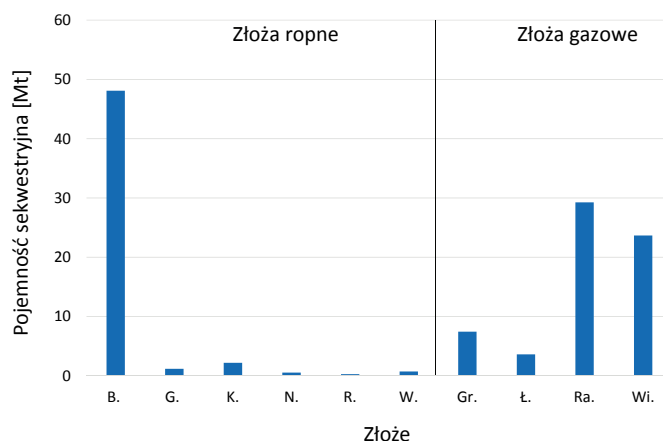
Podstawowe wyniki obliczeń w postaci maksymalnych osiągniętych pojemności sekwestracyjnych dla analizowanych złóż przedstawiono w tablicach 3 i 4 oraz na rysunku 5.

Tablica 3. Pojemności sekwestracyjne analizowanych złóż ropy naftowej

Złoże	Pojemność sekwestracyjna Wynik maksymalny	
	mld Nm ³	Mt
B.	25,82	48,07
G.	0,62	1,16
K.	1,18	2,19
N.	0,28	0,53
R.	0,15	0,27
W.	0,38	0,71

Tablica 4. Pojemności sekwestracyjne analizowanych złóż gazu ziemnego

Złoże	Pojemność sekwestracyjna Wynik maksymalny	
	mld Nm ³	Mt
Gr.	4,00	7,43
Ł.	1,94	3,61
Ra.	15,61	29,24
Wi.	12,71	23,65



Rys. 5. Pojemności sekwestracyjne analizowanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego

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

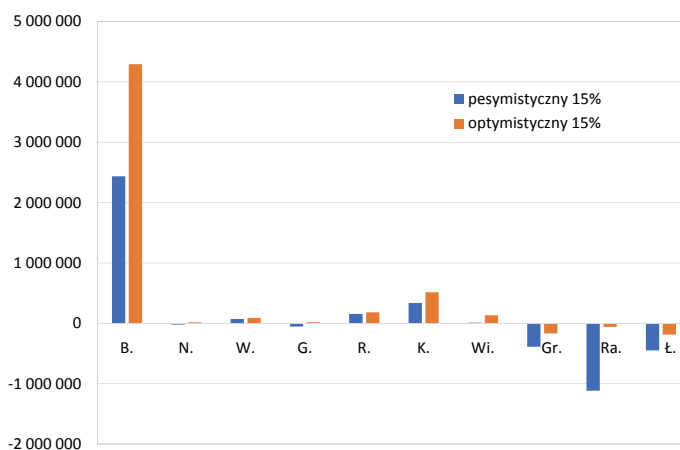
Wstępna analiza opłacalności ekonomicznej metod CO₂-EOR/EGR dla wytypowanych złóż

Wykonano wstępne analizy opłacalności ekonomicznej dla dwóch wariantów przyjętych scenariuszy, opierając się na modelach bilansowych, wynikach symulacji oraz historii i prognozach eksploatacji złóż. W pierwszym wariantcie, optymistycznym, operator złoża ponosi tylko koszty transportu CO₂, zaś w wariantcie pesymistycznym przewidziano jego zakup na rynku, po cenie odpowiadającej kosztom projektów demonstracyjnych CCS (65 €/t), z dostawą na złożo.

Efektywność ekonomiczną analizowano na podstawie wskaźnika NPV (ang. *net present value*, wartość bieżąca netto) dla wariantu pesymistycznego i optymistycznego, stopy dyskontowej 5% i 15%. Wzięto także pod uwagę modyfikacje powyższych wariantów polegające na przerzuceniu kosztów pozyskiwania CO₂ na emitenta w przypadku, gdy nie zachodzi już proces wydobywania węglowodorów.

Wyniki przedstawione na rysunku 6 dla wariantu 15% stopy dyskontowej sugerują, że działalność ta byłaby rentowna zwłaszcza w przypadku większych złóż ropy, natomiast przetestowanie w warunkach polskich technologii CO₂-EOR powinno rozpocząć się na mniejszym złożu. W przypadku złóż

gazu, z wyjątkiem przypadków szczególnych, zastosowanie technologii CO₂-EGR wydaje się nierentowne.



Rys. 6. Szacunki efektywności ekonomicznej zatłaczania CO₂-EOR/EGR dla poszczególnych złóż wyrażone w NPV (w roku likwidacji składowiska) dla stopy dyskontowej wynoszącej 15% w wariantcie pesymistycznym i optymistycznym (założono ceny ropy i gazu z 2012 roku)

Podsumowanie

Według przeprowadzonych wyliczeń symulacyjnych, po wdrożeniu wszystkich rentownych projektów na rozpatrywanych 10 złożach, wzrost zasobów wydobywalnych wyniósłby kilkanaście milionów ton ropy naftowej oraz ponad miliard metrów sześciennych gazu ziemnego. Uzyskany potencjał sekwencyjny w tych złożach wyniósłby ponad 75 Mt CO₂. Są to oczywiście tylko wyliczenia symulacyjne, obciążone różnymi ograniczeniami praktycznymi. Pokazują one jednak ogromny potencjał zasobowy, szczególnie w odniesieniu do złóż ropy, tym bardziej istotny na tle obecnych wyników poszukiwawczych. Wykorzystanie CO₂ w projektach zwiększe-

nia stopnia szczypania odkrytych i zagospodarowanych złóż węglowodorów mogłoby stanowić w najbliższej przyszłości jeden z bardziej znaczących obszarów działania polskiego górnictwa naftowego, pozwalających rocznie pozyskiwać dodatkowo znaczące ilości ropy naftowej oraz uzyskiwać dodatkowe profity z handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Będzie to szczególnie istotne, jeśli przyrost nowo odkrywanych zasobów ropy naftowej podobnie jak obecnie będzie znikomy. Przyjmując aktualną cenę uprawnień do emisji 1 tony CO₂ na poziomie 20 euro, wyliczony potencjał składowania 75 Mt stanowi wartość 1,5 mld euro.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2018, nr 12, s. 944–950, DOI: 10.18668/NG.2018.12.09

Artykuł nadesłano do Redakcji 31.10.2018 r. Zatwierdzono do druku 18.12.2018 r.

Literatura

- [1] Ecofys: *Global carbon dioxide storage potential cost*. 2004; www.ecofys (dostęp: 12.07.2018).
- [2] Hegedus E., Falus G.: *Enhanced Oil Recovery through CO₂ Injection in Hungary*. The Newsletter of the ENERG Network, Dec. 2004, s. 4–5.
- [3] Lubaś J., Szott W.: *15-year experience of acid gas storage in natural gas structure of Borzęcin – Poland*. Nafta-Gaz 2010, nr 5, s. 333–338.
- [4] Lubaś J., Warchol M., Krępec P., Wolnowski T.: *Greenhouse gas sequestration in aquifers saturated by natural gases*. XXI World Gas Mining Congress. Gospodarka Surowcami Mineralnymi 2008, t. 24, s. 299–308.
- [5] Lubaś J., Warnecki M., Wojnicki M., Stopa J.: *Możliwości zastosowania zaawansowanych metod wspomagania wydobywania ropy naftowej ze złóż dojrzałych*. Materiały konferencyjne Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej Geopetrol 2018, s. 705–710.
- [6] Lubaś J. wraz z zespołem: *Program wspomagania wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO₂*. Praca

- konsorcjum INiG, PIG na zlecenie Ministerstwa Środowiska, 2012.
- [7] Makiko Takagishi et al.: *Microseismic Monitoring of the Large-Scale CO₂ Injection Site, Cranfield USA*. Energy Procedia 2014, vol. 63, s. 4412–4417.
- [8] Mathieson A., Midgley J., Dodds K., Wright I.: *CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria*. The Leading Edge 2010, vol. 29, nr 2, s. 216–222.
- [9] Ministerstwo Energetyki: *Innowacje dla energetyki – kierunki rozwoju innowacji energetycznych*. Warszawa, maj 2017 r.; www.iis.uz.zgora.pl/files/KRIE.pdf (dostęp: 10.12.2018).
- [10] Núñez-López V., Holtz M.H., Wood D.J., Ambrose W.A., Hovorka S.: *Quick-look assessments to identify optimum CO₂ EOR storage sites*. Environ. Geol. 2008, vol. 54, nr 8, s. 1695–1706.
- [11] Rzeczpospolita, 27 sierpnia 2018 r., nr 198 (11138).
- [12] Strona internetowa PBG SA, www.pbg-sa.pl/pub/informacja-prasowa-kopalnia-ropy-w-radoszynie (dostęp: 07.11.2018).
- [13] Szott W. et al.: *Ocena efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z wybranych złóż krajowych z zastosowaniem zatłaczania CO₂*. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu 2012, nr 184, s. 1–161.



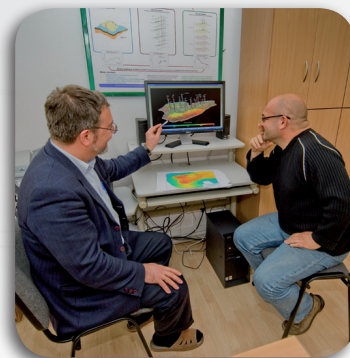
Dr hab. inż. Jan LUBAŚ
Zastępca Dyrektora ds. Eksploatacji Złóż Węglowodorów; kierownik krośnieńskiego Oddziału INiG – PIB
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
E-mail: jan.lubas@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD SYMULACJI ZŁÓŻ WĘGLOWODORÓW I PMG

Zakres działania:

- sporządzanie ilościowych charakterystyk złóż naftowych (konstruowanie statycznych modeli złożowych);
- analizy geostatystyczne dla potrzeb projektowania modeli złóż naftowych, w tym PMG i wielofazowych obliczeń wolumetrycznych;
- konstruowanie dynamicznych symulacyjnych modeli złóż i ich kalibracja;
- wszechstronne badania symulacyjne dla potrzeb:
 - » weryfikacji zasobów płynów złożowych,
 - » wtórnych metod zwiększania wydobycia (zatłaczanie gazu lub wody, procesy WAG, procesy wypierania mieszającego, oddziaływanie chemiczne),
 - » optymalizacji rozwiercania i udostępniania złóż,
 - » prognozowania złożowych i hydraulicznych (w tym termalnych) charakterystyk odwiertów (w szczególności poziomych) dla celów optymalnego ich projektowania,
 - » sekwestracji CO₂;
- projektowanie, realizacja i wdrażanie systemów baz danych dla potrzeb górnictwa naftowego.



Kierownik: dr Wiesław Szott
Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno
Telefon: 13 436 89 41 w. 5104
Faks: 13 436 79 71
E-mail: wieslaw.szott@inig.pl

