

Roman MAGDA\*

## Ekonomiczne aspekty podziemnego zgazowania węgla – na przykładzie Carbon Energy

**STRESZCZENIE.** Podziemne zgazowanie węgla jest technologią posiadającą znaczące zalety z punktu widzenia ekonomicznego, bezpieczeństwa dostaw, możliwości wychwytywania i zagospodarowania dwutlenku węgla. W ostatnim okresie można zaobserwować szczególną aktywność naukowo-badawczą i technologiczną ukierunkowaną na wypracowanie komercyjnych instalacji podziemnego zgazowania węgla. Zasadniczym celem niniejszej pracy jest charakterystyka i ocena aspektów ekonomicznych podziemnego zgazowania węgla, głównie na przykładzie australijskiej spółki Carbon Energy, która podejmuje próby podziemnego zgazowania węgla w celach komercyjnych. Doświadczenia spółek światowych zaangażowanych w realizację projektów inwestycyjnych polegających na podziemnym zgazowaniu węgla mogą być przydatne dla badań i doświadczeń prowadzonych w Polsce nad problemem podziemnego zgazowania węgla w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii” finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

**SŁOWA KLUCZOWE:** węgiel, zgazowanie podziemne, Carbon Energy

## Wprowadzenie

Ciągle narastające potrzeby energetyczne współczesnego świata i konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w sytuacji systematycznego szczywania łańcucha

---

\* Prof. dr hab. inż. — Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

dostępnych zasobów kopalnych nośników energii, inspirują wiele spółek górniczych do podejmowania prób komercyjnego wykorzystania zasobów węgla w wyniku jego podziemnego zgazowania i użycia otrzymanego w ten sposób gazu do produkcji energii elektrycznej, paliw płynnych i surowców dla przemysłu chemicznego. Zasoby źródeł energetycznych ropy naftowej i gazu ziemnego zużywają się w szybszym tempie niż zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Znaczna część zasobów węgla nie nadaje się do eksploatacji klasycznymi metodami górniczymi ze względów ekonomicznych. Stanowią one potencjalne źródło energii pierwotnej do wykorzystania w przyszłości. Wykorzystanie potencjału tej energii może być opłacalne, zwłaszcza w sytuacji, gdy na skutek zmniejszania się zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego ceny ropy i gazu będą wzrastać.

Idea pozyskiwania gazu z węgla ma już ponad stuletnią tradycję. Pomysł pochodzi z 1868 r. [5], ale próby zmierzające do opracowania komercyjnej technologii podjęto znacznie później. Pierwszy test polegający na podziemnym zgazowaniu węgla przeprowadzono w 1912 r. w Durham w Wielkiej Brytanii. Od tamtego czasu zrealizowano wiele projektów ukierunkowanych na doskonalenie procesu podziemnego zgazowania węgla. W wyniku realizacji kilku z nich osiągnięto produkcję gazu syntezowego na skalę przemysłową. Opracowano technologie zgazowania węgla realizowane w podziemnych generatorach, które można przygotować sposobem bezszybowym lub szybowym. Jako perspektywiczny dla głębokich złóż węgla uznano sposób bezszybowy, polegający na wykonaniu otworów wiertniczych udostępniających pokład i służących do doprowadzenia środka utleniającego i odprowadzenia gazu na powierzchnię [2]. Aspekty technologiczne procesu podziemnego zgazowania węgla doczekały się wielu patentów i publikacji.

Podziemne zgazowanie węgla ma niewątpliwe zalety z ekonomicznego punktu widzenia. Nie wymaga budowy i wyposażenia sieci korytarzowych wyrobisk udostępniających złożę, wyrobisk przygotowawczych i eksploatacyjnych, mechanicznego urabiania i transportu węgla, materiałów i załogi, przewietrzania, odwadniania, zaopatrzenia w energię i zapewnienia szeregu wymagań związanych z bezpiecznym prowadzeniem procesu wydobywczego. Klasyczna eksploatacja górnicza podziemnego złoża węgla wymaga zatrudnienia wysoko kwalifikowanej załogi i zaangażowania kosztownego wyposażenia technicznego. W przypadku zastosowania technologii podziemnego zgazowania węgla eliminuje się wiele pozycji nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych, które są charakterystyczne dla klasycznej eksploatacji górniczej. Dodatkowe oszczędności wynikają z redukcji negatywnego wpływu na środowisko przyrodnicze, w tym zwłaszcza mniejszej emisji związków siarki i azotu do atmosfery. Nie zachodzi również potrzeba budowy wielu obiektów powierzchniowych dla celów przeróbki i dystrybucji węgla, a w porównaniu z technologią powierzchniowego zgazowania węgla – nie zachodzi potrzeba budowy powierzchniowego reaktora zgazowania i infrastruktury związanej z zagospodarowaniem popiołu i żużla. Gaz syntezowy otrzymywany w wyniku podziemnego zgazowania węgla może mieć zastosowanie nie tylko do produkcji energii elektrycznej, ale również do produkcji paliw płynnych i w przemyśle chemicznym. W przypadku podziemnego zgazowania węgla można zastosować technologię separacji dwutlenku węgla i jego zatłaczanie do zbiorników podziemnych lub wykorzystywanie do innych celów, ograniczając w ten sposób jego emisję do atmosfery.

Zasadniczym celem niniejszej pracy jest charakterystyka i ocena aspektów ekonomicznych podziemnego zgazowania węgla, głównie na konkretnym przykładzie spółki Carbon Energy, która podejmuje próby podziemnego zgazowania węgla w celach komercyjnych. Spółka Carbon Energy publikuje swoje zamierzenia inwestycyjne i wyniki obliczeń mierników oceny ekonomicznej efektywności swoich inwestycji już rozpoczętych, a także planowanych do realizacji w przyszłości [3]. Informacje podawane przez spółkę Carbon Energy poszerzają zakres ogólnej wiedzy na temat projektów podziemnego zgazowania węgla. Doświadczenia spółek światowych zaangażowanych w realizację projektów inwestycyjnych polegających na podziemnym zgazowaniu węgla mogą być przydatne dla badań i doświadczeń prowadzonych w Polsce nad problemem podziemnego zgazowania węgla w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii” finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

## 1. Kierunki rozwoju doświadczeń w zakresie podziemnego zgazowania węgla

Większość światowych publikacji dotyczących podziemnego zgazowania węgla poświęcona jest jego aspektom technologicznym. Mimo, iż idea podziemnego zgazowania węgla jest znana od wielu lat, a testowaniu tego procesu poświęcono wiele projektów realizowanych w wielu krajach, przykładów produkcji gazu z węgla w drodze podziemnego zgazowania na skalę przemysłową jest niewiele. Można do nich zaliczyć przede wszystkim zakład w Angren w Uzbekistanie, który przez ponad 40 lat zaopatruje elektrownię o mocy 100 MW w gaz pochodzący z podziemnego zgazowania węgla. Pilotowa instalacja w Chinchilla w Australii w stanie Queensland czynna była od grudnia 1999 r. przez 30 miesięcy. Zgazowano w niej 35 000 Mg węgla i wyprodukowano 80 mln m<sup>3</sup> gazu ze złoża węgla brunatnego o miąższości 10 m, zalegającego na średniej głębokości 140 m [1]. W Woniushan Mine w Chinach uzyskano produkcję gazu średnio w ilości 16 000 m<sup>3</sup>/d, a maksymalnie w ilości 46 000 m<sup>3</sup>/d [5]. Kolejno można wymienić instalację pilotową w Majuba w Republice Południowej Afryki, w której rozpoczęto produkcję gazu w 2007 r., produkującą do 15 000 m<sup>3</sup>/h gazu współspalanego z węglem w elektrowni o mocy 650 MW – przy czym udział gazu odpowiada mocy 3 MW [5]. Poza wymienionymi powyżej powstało wiele pilotowych instalacji w Ameryce Północnej, Europie, byłym Związku Radzieckim, Chinach. W ostatnim okresie można zaobserwować szczególną aktywność naukowo-badawczą i technologiczną ukierunkowaną na wypracowanie komercyjnych instalacji podziemnego zgazowania węgla na wszystkich kontynentach z wyjątkiem Antarktydy [4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12].

Opracowań dotyczących oceny ekonomicznej projektów podziemnego zgazowania jest relatywnie mniej niż opracowań dotyczących sfery technologicznej. Ocena ekonomiczna zależy w dużym stopniu od sytuacji na rynku nośników energii pierwotnej, która z reguły

jest zmienna, a także od zmiennej sytuacji politycznej w świecie i w poszczególnych jego regionach. W wyniku przeglądu wielu dostępnych źródeł można wywnioskować, że koszty produkcji energii elektrycznej w wyniku wykorzystania gazu otrzymywanego z podziemnego zgazowania węgla są o około 50% niższe niż koszty produkcji energii w wyniku spalania węgla.

Projekty komercyjnego zastosowania technologii podziemnego zgazowania węgla obarczone są dużym ryzykiem, głównie ze względu na stosunkowo niewielką bazę wiedzy i brak doświadczeń w realizacji produkcji na dużą skalę oraz ze względu na indywidualne, niepowtarzalne warunki naturalne złoża przeznaczonego do podziemnego zgazowania, zwłaszcza w przypadku gdy jest ono nieudostępnione robotami górniczymi. Stopień niepewności odnośnie do kształtowania się cen konkurencyjnych nośników energii pierwotnej, jak również cen samego węgla, mogą także stanowić element ryzyka w ocenie ekonomicznej projektów podziemnego zgazowania węgla. Ryzyko wiąże się również z aspektami natury środowiskowej ponieważ proces zgazowania węgla odbywa się *in situ* i może stanowić zagrożenie dla środowiska wodnego oraz mieć negatywny wpływ na powierzchnię terenu. Dodatkowo, regulacje prawne mogą stanowić również źródło ryzyka ekonomicznego, zwłaszcza w kontekście zmieniających się uregulowań i przepisów dotyczących ochrony środowiska przyrodniczego.

## 2. Przykład spółki Carbon Energy

W ostatnim okresie wznowiono w Australii działania zmierzające do podziemnego zgazowania węgla na skalę komercyjną. Interesujące informacje są anonsowane na stronie internetowej spółki Carbon Energy, która opracowała śmiały program strategiczny obejmujący szereg inwestycji w Australii, Chile, USA, Turcji i Indiach, które mają wykorzystywać gaz pochodzący z podziemnego zgazowania węgla [3]. Program przewiduje budowę instalacji podziemnego zgazowania węgla zasilających elektrownie o mocy:

- ✧ 25 MW w Bloodwood Creek w Australii,
- ✧ 300 MW w Blue Gum w Australii,
- ✧ 300 MW w Mulpun w Chile,
- ✧ 200 MW w Wyoming w USA,
- ✧ 200 MW w Amasra w Turcji,
- ✧ 200 MW w Adani Mou w Indiach,

a także zakład produkcji amoniaku w Blue Gum o zdolności produkcyjnej 800 Mg/d oraz zakład produkcji paliw płynnych w Blue Gum o zdolności produkcyjnej 5000 baryłek na dobę.

We wstępnej fazie zakrojonej na szeroką skalę działalności inwestycyjnej spółka Carbon Energy uruchomiła pola eksploatacyjne w Bloodwood Creek w stanie Queensland. Podziemne zgazowanie węgla jest przewidziane do realizacji w dwóch polach eksploatacyjnych, z których gaz ma być dostarczany początkowo do elektrowni o mocy 5 MW, a następnie do

elektrowni rozbudowanej do mocy 25 MW. W marcu 2011 r. uruchomiono zgazowanie w polu 2. Proces testowania technologii zgazowania przebiegał prawidłowo. Parametry ilościowe i jakościowe otrzymywanego gazu ustabilizowano z końcem kwietnia i skierowano gaz do zasilania pierwszego z trzech bloków elektrowni o mocy 5 MW. Ponieważ testowanie zasilania elektrowni gazem pochodzącym z podziemnego zgazowania węgla przebiegało pozytywnie w bloku 1, spółka powtórzyła próby w czerwcu, tym razem zasilania bloków 2 i 3. Pierwsze przychody ze sprzedaży energii produkowanej na bazie podziemnego zgazowania węgla przewiduje się uzyskać w trzecim kwartale 2011 r., kiedy bloki elektrowni zostaną połączone z siecią energetyczną. Oczekiwane przychody rzędu 1,5 do 2 mln USD rocznie są oszacowane w sposób umiarkowany i przewiduje się, że pokryją bieżące koszty operacyjne.

Analizy projektów inwestycyjnych dokonano w sposób bardziej szczegółowy w odniesieniu do projektów w Bloodwood Creek i Blue Gum w Australii, Mulpun w Chile i zakładu produkcji amoniaku w Blue Gum w Australii. Projekty w USA, Turcji i Indiach są opracowane w wersji uproszczonej ze względu na brak wyczerpujących informacji źródłowych.

Analiza ekonomiczna poszczególnych projektów wskazała na szereg kluczowych okoliczności istotnych z punktu widzenia oceny ekonomicznej efektywności programowanych inwestycji:

- ✧ Nakłady kapitałowe na wiercenia i wyposażenie pól eksploatacyjnych stanowią zasadniczy składnik całkowitych nakładów inwestycyjnych – 3 pola eksploatacyjne, które udostępniono dotychczas kosztowały odpowiednio: 8 mln USD – pole 1, około 12 mln USD – pola 2 i 3; przypuszcza się, że koszty wierceń i wyposażenia pojedynczego pola wzrosną do 4 mln USD na skutek inflacji; zakłada się również, że w przyszłości koszty te mogą ulec zmniejszeniu w miarę uzyskanego doświadczenia i możliwości optymalizacji wydatków.
- ✧ Należy ponieść określone nakłady inwestycyjne w elektrowniach, które zdecydowały się na użycie gazu pochodzącego z podziemnego zgazowania węgla do produkcji energii elektrycznej w celu dostosowania ciągu technologicznego produkcji energii do parametrów gazu.
- ✧ Skład gazu pochodzącego z podziemnego zgazowania – jego wartość energetyczna jest mniejsza niż gazu naturalnego, lecz może być modyfikowana poprzez wtryskiwanie tlenu, jeśli zajdzie taka potrzeba; turbiny gazowe w takim przypadku muszą być zaprojektowane na większy wydatek i niższą wartość energetyczną gazu.
- ✧ Efektywność cieplna elektrowni – im wyższa tym mniej gazu potrzeba do produkcji tej samej ilości energii, w związku z niską wartością energetyczną gazu zakłada się, że efektywność cieplna powinna wynosić 45–55%.
- ✧ Stopień wykorzystania mocy – będzie wyższy, gdy parametry gazu będą utrzymywać się na stałym poziomie, a gaz będzie dopływać w miarę ustalonym wydatkiem.
- ✧ Cena gazu będzie zależeć od cen konkurencyjnych paliw – oczekuje się, że ceny naturalnego gazu wzrosną ze względu na jego udział w strukturze produkcji energii globalnej i jego konwersję do LNG, która stanie się bardziej powszechna; oczekuje się również, że ceny węgla spadną z obecnie wysokiego poziomu, ale spodziewane wyższe

koszty emisji z opalanych węglem elektrowni stworzą dla gazu otrzymywanego z węgla korzystną sytuację.

- ✧ Poziom kosztów operacyjnych i nakładów kapitałowych – koszty operacyjne projektu podziemnego zgazowania węgla są w przybliżeniu stałe, niezależnie, czy uruchomione jest 1 pole eksploatacyjne, czy też 10 pól czynnych równocześnie; kluczowym kosztem są początkowe nakłady inwestycyjne na wiercenia i wyposażenie pól eksploatacyjnych, a następnie na sukcesywne uruchamianie kolejnych; pola eksploatacyjne należące do spółki Carbon Energy są zaprojektowane na okres żywotności 5 lat, więc spółka musi uruchamiać kolejne pola w cyklu 5-letnim.

Poniżej przytoczono projekcje ekonomiczno-finansowe dla inwestycji programowanych przez spółkę Carbon Energy, bazujących na wykorzystaniu technologii podziemnego zgazowania węgla.

### Bloodwood Creek – moc 25 MW

Spółka Carbon Energy zawarła umowę ze spółką Arcadia Energy Trading na budowę elektrowni o mocy 25 MW w Bloodwood Creek, w pobliżu Dalby, w stanie Queensland. Projekt zakłada dostarczanie gazu powstałego w wyniku podziemnego zgazowania węgla z dwóch pól eksploatacyjnych. Spółka Arcadia Energy Trading sfinansuje budowę elektrowni o mocy 25 MW, której koszty szacuje się na 35 mln USD. Przyjęto, że cena gazu pochodzącego z podziemnego zgazowania węgla będzie o 15 % niższa niż bieżąca cena gazu naturalnego i corocznie powiększana o 2,5 % ze względu na inflację.

Projekcję ekonomiczno-finansową dla projektu inwestycyjnego w Bloodwood Creek zaprezentowano w tabeli 1.

Jak wynika z zestawienia zamieszczonego w tabeli 1 projekt generuje umiarkowaną rentowność, a jego NPV wynosi około 11 mln USD. Projekt ten stanowi wstępny etap, a docelowo zmierza się do budowy większej elektrowni w Blue Gum o mocy 300 MW, zasilanej również gazem pochodzącym z podziemnego zgazowania węgla.

### Blue Gum – moc 300 MW

Spółka Carbon Energy zakupiła 517 ha ziemi w pobliżu Bloodwood Creek, aby zbudować na tym terenie park energetyczny Blue Gum Energy Park. Wizja przyszłego parku energetycznego nie obejmuje tylko samej budowy elektrowni o mocy 300 MW, ale również zakładu produkcji amoniaku i zakładu produkcji paliw płynnych. Elektrownia o mocy 300 MW, będzie zbudowana przez spółkę Arcadia Energy Trading i będzie własnością tej spółki. Szacuje się, że nakłady inwestycyjne na budowę tej elektrowni wyniosą 400 mln USD. Budowa zakładu podziemnego zgazowania węgla będzie kosztować spółkę Carbon Energy 100 mln USD. Dla potrzeb zasilania elektrowni o mocy 300 MW trzeba będzie uruchomić 19 pól eksploatacyjnych. Koszty operacyjne podziemnego zgazowania szacuje się na kwotę 3 mln USD/rok.

TABELA 1. Zestawienie wskaźników ekonomiczno-finansowych dla projektu w Bloodwood Creek o mocy 25 MW

TABLE 1. Economic and financial statement for the project in Bloodwood Creek at 25 MW

| Wyszczególnienie                    | Jednostka    | 2012E  | 2013E   | 2014E   | 2015E   | 2016E   | 2017E   |
|-------------------------------------|--------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Cena gazu                           | USD/GJ       | 3,59   | 3,68    | 3,77    | 3,86    | 3,96    | 4,06    |
| Koszty wiercenia i wyposażenia pola | mln USD/pole | 8,0    | 4,0     | 4,1     | 4,2     | 4,3     | 4,4     |
| Liczba pól                          |              | 2      | -       | -       | -       | 2       | -       |
| Moc zainstalowana                   | MW           | 5      | 25      | 25      | 25      | 25      | 25      |
| Efektywność cieplna                 | %            | 45     | 45      | 45      | 45      | 45      | 45      |
| Wykorzystanie mocy                  | %            | 95     | 95      | 95      | 95      | 95      | 95      |
| Produkcja energii                   | MW·h         | 41 724 | 208 050 | 208 050 | 208 050 | 208 050 | 208 050 |
| Produkcja gazu                      | PJ/rok       | 0,4    | 1,8     | 1,8     | 1,8     | 1,8     | 1,8     |
| Przychody                           | mln USD      | 1,3    | 6,4     | 6,6     | 6,8     | 7,0     | 7,1     |
| Koszty operacyjne                   | mln USD      | (1,5)  | (1,5)   | (1,5)   | (1,6)   | (1,6)   | (1,7)   |
| EBITDA                              | mln USD      | (0,2)  | 4,9     | 5,1     | 5,2     | 5,3     | 5,5     |
| D&A                                 | mln USD      | (0,4)  | (2,1)   | (2,1)   | (2,1)   | (2,1)   | (2,1)   |
| EBIT                                | mln USD      | (0,7)  | 2,8     | 2,9     | 3,1     | 3,2     | 3,3     |
| Nakłady kapitałowe                  | mln USD      | (10,0) | –       | –       | –       | (8,6)   | –       |
| CF po opodatkowaniu                 | mln USD      | (10,2) | 4,9     | 5,1     | 5,2     | (4,2)   | 4,5     |
| Szanse realizacji                   | %            | 100    |         |         |         |         |         |
| NPV (11,6% WACC)                    | mln USD      | 10,8   |         |         |         |         |         |

E – rok kończący się 30 czerwca

Źródło [3]

Projekcję ekonomiczno-finansową dla projektu inwestycyjnego w Blue Gum zaprezentowano w tabeli 2.

W przypadku pominięcia ryzyka obliczona wartość NPV wynosi dla tej inwestycji 187 mln USD. Spółka przyjęła jednak poziom ryzyka, który zakłada 40% szans na uzyskanie tej kwoty, co redukuje NPV do kwoty 75 mln USD.

## Mulpun w Chile – 300 MW

Istotnym czynnikiem przemawiającym za atrakcyjnością podjęcia przez spółkę Carbon Energy inwestycji polegającej na budowie elektrowni w Mulpun w Chile o mocy 300 MW

TABELA 2. Zestawienie wskaźników ekonomiczno-finansowych dla projektu w Blue Gum o mocy 300 MW

TABLE 2. Economic and financial statement for the project in Blue Gum at 300 MW

| Wyszczególnienie                    | Jednostka    | 2015E  | 2016E     | 2017E     | 2018E     | 2019E     | 2020E     |
|-------------------------------------|--------------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Cena gazu                           | \$/GJ        |        | 3,96      | 4,06      | 4,16      | 4,26      | 4,37      |
| Koszty wiercenia i wyposażenia pola | mln USD/pole | 4,2    | 4,3       | 4,4       | 4,5       | 4,6       | 4,8       |
| Liczba pól                          |              | –      | 19        | –         | –         | –         | 19        |
| Moc zainstalowana                   | MW           | –      | 300       | 300       | 300       | 300       | 300       |
| Efektywność cieplna                 | %            | 50     | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        |
| Wykorzystanie mocy                  | %            | 95     | 95        | 95        | 95        | 95        | 95        |
| Produkcja energii                   | MW·h         | –      | 2 503 440 | 2 496 600 | 2 496 600 | 2 496 600 | 2 503 440 |
| Produkcja gazu                      | PJ/rok       | –      | 19,0      | 18,9      | 18,9      | 18,9      | 19,0      |
| Przychody                           | mln USD      | –      | 75,1      | 76,8      | 78,7      | 80,7      | 82,9      |
| Koszty operacyjne                   | mln USD      | –      | (3,0)     | (3,1)     | (3,2)     | (3,2)     | (3,3)     |
| EBITDA                              | mln USD      | –      | 72,1      | 73,7      | 75,6      | 77,5      | 79,6      |
| D&A                                 | mln USD      | –      | (25,9)    | (25,9)    | (25,9)    | (25,9)    | (25,9)    |
| EBIT                                | mln USD      | –      | 46,2      | 47,9      | 49,7      | 51,6      | 53,7      |
| Nakłady kapitałowe                  | mln USD      | (18,2) | (81,8)    | –         | –         | –         | (90,3)    |
| CF po opodatkowaniu                 | mln USD      | (18,2) | (23,6)    | 59,4      | 60,7      | 62,0      | (26,8)    |
| Szanse realizacji                   | %            | 100    | 40        |           |           |           |           |
| NPV (11,6% WACC)                    | mln USD      | 187,1  | 74,8      |           |           |           |           |

E – rok kończący się 30 czerwca

Źródło [3]

jest wysoka cena energii elektrycznej w Chile. Zdolności produkcyjne chilijskich hydroelektrowni nie wystarczają do zaspokojenia potrzeb energetycznych i kraj ten importuje duże ilości węgla, oleju do silników Diesla i gazu LNG. Aktualna cena energii elektrycznej w Chile wynosi 180 \$/MWh, a we wschodniej Australii 30–40 \$/MWh. Spółka Carbon Energy jest partnerem (w 30%) spółki Antofagasta, jednej z największych spółek ze znaczącym udziałem w sektorach górnictwa, energetyki i infrastruktury w Chile.

Projekcję ekonomiczno-finansową projektu inwestycyjnego w Mulpun zaprezentowano w tabeli 3.

Obliczona wartość NPV wynosi dla tej inwestycji 244 mln USD w przypadku pominięcia ryzyka. Spółka przyjęła poziom ryzyka, który zakłada 60% szans na uzyskanie tej kwoty, co redukuje NPV do kwoty 146 mln USD.

TABELA 3. Zestawienie wskaźników ekonomiczno-finansowych dla projektu w Mulpun (Chile) o mocy 300 MW

TABLE 3. Economic and financial statement for the project in Mulpun (Chile) at 300 MW

| Wyszczególnienie                    | Jednostka    | 2013E | 2014E     | 2015E     | 2016E     | 2017E     | 2018E     |
|-------------------------------------|--------------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Cena gazu                           | USD/GJ       | 8,41  | 8,62      | 8,83      | 9,05      | 9,28      | 9,51      |
| Koszty wiercenia i wyposażenia pola | mln USD/pole | 4,0   | 4,1       | 4,2       | 4,3       | 4,4       | 4,5       |
| Liczba pól                          |              | –     | 19        | –         | –         | –         | 19        |
| Moc zainstalowana                   | MW           | –     | 300       | 300       | 300       | 300       | 300       |
| Efektywność cieplna                 | %            | 50    | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        |
| Wykorzystanie mocy                  | %            | 95    | 95        | 95        | 95        | 95        | 95        |
| Produkcja energii                   | MW·h         | –     | 2 496 600 | 2 496 600 | 2 503 440 | 2 496 600 | 2 496 600 |
| Produkcja gazu                      | PJ/rok       | –     | 19        | 19        | 19        | 19        | 19        |
| Przychody                           | mln USD      | –     | 48,9      | 50,1      | 51,5      | 52,7      | 54,0      |
| Koszty operacyjne                   | mln USD      | –     | (0,9)     | (0,9)     | (1,0)     | (1,0)     | (1,0)     |
| EBITDA                              | mln USD      | –     | 48,0      | 49,2      | 50,6      | 51,7      | 53,0      |
| D&A                                 | mln USD      | –     | (1,9)     | (1,9)     | (1,9)     | (1,9)     | (1,9)     |
| EBIT                                | mln USD      | –     | 46,0      | 47,2      | 48,6      | 49,7      | 51,0      |
| Nakłady kapitałowe                  | mln USD      | –     | (23,4)    | –         | –         | –         | (25,8)    |
| CF po opodatkowaniu                 | mln USD      | –     | 15,4      | 39,7      | 40,8      | 41,7      | 17,0      |
| Szanse realizacji                   | %            | 100   | 60        |           |           |           |           |
| NPV (11,6% WACC)                    | mln USD      | 243,8 | 146,3     |           |           |           |           |

E – rok kończący się 30 czerwca

Źródło [3]

### Zakład produkcji amoniaku w Blue Gum o zdolności produkcyjnej 800 Mg/d

Spółka Carbon Energy posiada międzynarodową umowę ze spółką IncitecPivot na użycie do produkcji amoniaku gazu pochodzącego z podziemnego zgazowania węgla. W tym przypadku przyjmuje się, że koszty uruchomienia pola eksploatacyjnego będą dwukrotnie większe niż w przypadkach opisanych powyżej i wyniosą ponad 8 mln USD dla pola. Wynika to z potrzeby dodatkowej instalacji jednostki separacji powietrza (*Air Separation Unit*) w każdym polu w celu dostarczania tlenu, potrzebnego do uzyskania prawidłowego składu gazu wykorzystywanego do produkcji amoniaku. Alternatywnym rozwią-

zaniem jest dostarczanie ciekłego tlenu w instalacjach na powierzchni, ale jest to rozwiązanie bardziej kosztowne.

Projekcję ekonomiczno-finansową projektu inwestycyjnego budowy zakładu produkcji amoniaku zaprezentowano w tabeli 4.

TABELA 4. Zestawienie wskaźników ekonomiczno-finansowych dla projektu zakładu produkcji amoniaku w Blue Gum o zdolności produkcyjnej 800 Mg/d

TABLE 4. Economic and financial statement for the ammonia project in Blue Gum at 800 Mg/d

| Wyszczególnienie                    | Jednostka    | 2016E  | 2017E  | 2018E  | 2019E  | 2020E  |
|-------------------------------------|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Cena gazu                           | USD/GJ       | 4,75   | 4,87   | 4,99   | 5,12   | 5,25   |
| Koszty wiercenia i wyposażenia pola | mln USD/pole | 8,6    | 8,8    | 9,1    | 9,3    | 9,5    |
| Liczba pól                          |              | 10     | –      | –      | –      | 10     |
| Zdolność produkcyjna                | mln Mg/rok   | 0,3    | 0,3    | 0,3    | 0,3    | 0,3    |
| Wskaźnik wykorzystania              | %            | 96     | 96     | 96     | 96     | 96     |
| Produkcja amoniaku                  | Mg/d         | 800    | 800    | 800    | 800    | 800    |
| Produkcja gazu                      | PJ/rok       | 9,5    | 9,5    | 9,5    | 9,5    | 9,5    |
| Przychody                           | mln USD      | 45,0   | 46,1   | 47,3   | 48,5   | 49,7   |
| Koszty operacyjne                   | mln USD      | (3,0)  | (3,1)  | (3,2)  | (3,2)  | (3,3)  |
| EBITDA                              | mln USD      | 42,0   | 43,0   | 44,1   | 45,2   | 46,4   |
| D&A                                 | mln USD      | (26,5) | (26,5) | (26,5) | (26,5) | (26,5) |
| EBIT                                | mln USD      | 15,5   | 16,5   | 17,6   | 18,7   | 19,9   |
| Nakłady kapitałowe                  | mln USD      | (86,2) | –      | –      | –      | (95,1) |
| CF po opodatkowaniu                 | mln USD      | (48,8) | 38,1   | 38,8   | 39,6   | (54,7) |
| Szanse realizacji                   | %            | 100    | 40     |        |        |        |
| NPV (11,6% WACC)                    | mln USD      | 68,8   | 27,5   |        |        |        |

E – rok kończący się 30 czerwca

Źródło [3]

W przypadku pominięcia ryzyka obliczona wartość NPV wynosi dla tej inwestycji 67 mln USD. Spółka przyjęła poziom ryzyka, który zakłada 40 % szans na uzyskanie tej kwoty, co redukuje NPV do kwoty 27,5 mln USD.

Spółka Carbon Energy dywersyfikuje swój portfel inwestycyjny i przygotowuje kolejne projekty w USA, Turcji i Indiach. Szczegółowe badania i analizy są w trakcie realizacji, ale ze wstępnych szacunków wynika, że wskaźniki NPV dla tych inwestycji są wyższe niż w przypadku inwestycji podejmowanych w Australii, głównie ze względu na wyższe niż w Australii ceny energii elektrycznej.

## Podsumowanie

Ograniczenie objętościowe niniejszej pracy nie pozwala na szerszą prezentację aspektów ekonomicznych podziemnego zgazowania węgla. Lista publikacji, referatów i prezentacji konferencyjnych związanych z tym zakresem jest liczna, wykaz literatury obejmuje tylko wybrane pozycje. W świecie trwają intensywne badania nad doskonaleniem technologii podziemnego zgazowania węgla w celu efektywnego zastosowania na skalę komercyjną otrzymywanego w jej wyniku gazu syntezowego. W Polsce trwają również prace nad problemem podziemnego zgazowania węgla w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Niniejsza praca prezentuje pewien wycinek badań nad oceną kosztów pozyskania i udostępnienia złóż węgla kamiennych dla potrzeb zgazowania.

Praca finansowana przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”.

## Literatura

- [1] BEDNARCZYK J., 2007 – Rozwój technologii podziemnego zgazowania węgla i perspektywy jej przemysłowego wdrożenia. *Górnictwo i Geoinżynieria*. Rok 31, z.3.
- [2] BIAŁECKA B., 2008 – Podziemne zgazowanie węgla. Podstawy procesu decyzyjnego. Główny Instytut Górnictwa, Katowice.
- [3] Carbon Energy, 2011. UCG concept is being de-risked.
- [4] COURTNEY R., 2009 – Underground Coal Gasification in the Energy Mix. Clean Coal. UCG Partnership.
- [5] EcoMetrix Africa, 2010 – Underground Coal Gasification – An Expansion of the Coal Era? FFB FBC Conference.
- [6] FRIEDMANN J.I in., 2008 – Recent Advances in UCG Technology Development. Lawrence Livermore National Laboratory.
- [7] GARNER K., 2011 – Underground Coal Gasification an Alternative Clean Mining Method of the Future. 6th UCGA International Conference & Workshop on Underground Coal Gasification. Londyn.
- [8] KOWOL K., 1997 – Szanse i perspektywy podziemnego zgazowania węgla. Szkoła Eksploatacji Podziemnej, CPPGSMiE PAN. Kraków.
- [9] KUMOR M., 2009 – Zgazowanie węgla – szansa na czyste jutro. Wydział Energetyki i Paliw AGH. Praca konkursowa.
- [10] SALLANS P., 2010 – Choosing the best coals in the best locations for UCG. Advanced Coal Technologies Conference. University of Wyoming, Laramie.
- [11] ULRICH W.C., EDWARDS M.S., SALMON R., 1977 – The Economics of Electricity and SNG from in situ Coal Gasification. Oak Ridge National Laboratory.
- [12] ZIELENIEWSKI M., BRENT A.C., 2008 – Evaluating the costs and achievable benefits of extending Technologies for uneconomical coal resources i South Africa: the case of underground coal gasification. *Journal of Energy in Southern Africa*. Vol 19 No 4.

Roman MAGDA

## Economic aspects of underground coal gasification – on an example of Carbon Energy

### Abstract

Underground coal gasification is an exploitation technology for indigenous coal, which is ready for use, and has significant advantages in terms of economic aspects, security of supply, capture and storage of carbon dioxide. Recently we observe intensive research and technological activities aimed at developing installations for underground coal gasification on the commercial scale. The main target of this paper is presentation some economic aspects of underground coal gasification, especially on an example of Carbon Energy – an Australian company. The Company's underground coal gasification trials at Bloodwood Creek had made excellent progress in recent months. The experiences of world known companies engaged in the underground coal gasification projects can be very useful for research and practical experiences made in Poland in the frames of strategic programme named „Advanced Technologies for Energy Generation”, financed by the National Centre for Research and Development.

KEY WORDS: coal, underground gasification, Carbon Energy