

Roman MAGDA*

Ekonomiczne aspekty podziemnego zgazowania węgla – na przykładzie złoża Seelyville w stanie Indiana

STRESZCZENIE. Podziemne zgazowanie węgla posiada niewątpliwe zalety w porównaniu z pozyskiwaniem węgla tradycyjnymi metodami górniczymi. Na świecie prowadzone są liczne badania, testy i próby implementacji odpowiednich instalacji do podziemnego zgazowania węgla. Dotycząca tego bibliografia poszerza się ostatnio w szybkim tempie, na jej przyspieszenie wpływa również perspektywa wyczerpywania się światowych zasobów ropy i gazu oraz narastające wymagania w zakresie ochrony środowiska. Zasadniczym celem niniejszej pracy jest charakterystyka i ocena aspektów ekonomicznych podziemnego zgazowania węgla na przykładzie projektu opracowanego przez zespół z Indiana University – Bloomington School of Public and Environmental Affairs. Projekt dotyczy złoża węgla kamiennego Seelyville w stanie Indiana. Doświadczenia zespołów zaangażowanych w projektowanie instalacji do podziemnego zgazowania węgla mogą być przydatne do badań i doświadczeń prowadzonych w Polsce w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

SŁOWA KLUCZOWE: węgiel kamienny, zgazowanie podziemne, projekt dla złoża Seelyville

* Prof. dr hab. inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

Wprowadzenie

Podziemne zgazowanie węgla, jako sposób pozyskania energii pierwotnej, posiada niewątpliwe zalety w porównaniu z jej pozyskiwaniem tradycyjnymi metodami górnictwymi. Bibliografia dotycząca problematyki podziemnego zgazowania węgla poszerza się ostatnio w szybkim tempie, w ślad za prowadzonymi badaniami, testami i próbami implementacji kolejnych instalacji. Tempo realizacji prac badawczych dodatkowo przyspiesza perspektywa wyczerpywania się światowych zasobów ropy i gazu oraz coraz bardziej restrykcyjne wymagania w zakresie ochrony środowiska [1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 13, 20]. Choć idea podziemnego zgazowania węgla pochodzi z 1868 r., pierwsze testy przeprowadzono w Durham Coalfield w Wielkiej Brytanii w 1912 r., w latach trzydziestych XX wieku rozpoczęto intensywne próby w Związku Radzieckim, a w drugiej połowie XX wieku przeprowadzono liczne eksperymenty w Europie, Azji, Australii i USA [5], to jednak aktualnie w świecie istnieje niewiele instalacji wykorzystujących proces podziemnego zgazowania węgla do celów komercyjnych. Wysiłki zmierzające do opracowania efektywnych technologicznie i ekonomicznie instalacji do podziemnego zgazowania węgla są podejmowane w wielu światowych ośrodkach naukowo-badawczych i przemysłowych, kilka z nich z powodzeniem produkuje gaz syntezowy na skalę półprzemysłową lub przemysłową. Ostatnio również w Polsce prowadzi się zakrojone na szeroką skalę prace studialno-badawcze i doświadczalne nad problemem podziemnego zgazowania węgla. Można tu wymienić działania podejmowane w projekcie HUGE, koordynowanym przez Główny Instytut Górnictwa, realizowanym przez konsorcjum utworzone z szeregu partnerów z Holandii, Wielkiej Brytanii, Niemiec, Czech, Belgii i Ukrainy oraz partnerów krajowych: Instytut Górnictwa Odkrywkowego „Poltegor”, Politechnikę Śląską oraz Kompanię Węglową S.A. i BOT Górnictwo i Energetyka S.A. [16]. Aktualnie, w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, realizowane są badania przez Konsorcjum Naukowo-Przemysłowe „Zgazowanie węgla” [17]. Liderem Konsorcjum jest Akademia Górniczo-Hutnicza, partnerami naukowymi są: Główny Instytut Górnictwa, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Politechnika Śląska; partnerami przemysłowymi: Katowicki Holding Węglowy S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Tauron Polska Energia S.A., Południowy Koncern Energetyczny S.A., Południowy Koncern Węglowy S.A. oraz ZAK S.A.

Ekonomiczne aspekty powierzchniowego zgazowania węgla doczekały się szeregu opracowań w kraju [12, 14, 18, 19]; znacznie trudniej znaleźć pozycje literatury krajowej dotyczące ekonomicznych aspektów podziemnego zgazowania węgla, stąd wynika potrzeba sięgania po dostępne materiały pochodzące ze źródeł światowych. Z cyklu artykułów dotyczących ekonomicznych aspektów podziemnego zgazowania węgla, opracowanych w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, opublikowano pracę [10]. Niniejsza praca stanowi kolejną pozycję z tego cyklu i dotyczy studium opracowanego przez zespół z Indiana University – Bloomington School of Public and Environmental Affairs [15]. Studium nie dotyczy instalacji komercyjnej i oparte jest na teoretycznych założeniach. Ze względu na obszerność materiału źródłowego i ograniczenia

objętościowe publikacji poniżej przedstawiono w dużym skrócie wybrane fragmenty dotyczące ekonomicznych aspektów projektu podziemnego zgazowania pokładu węgla kamiennego, zalegającego w części złoża Seelyville w stanie Indiana. Pokład nie nadaje się do zagospodarowania tradycyjnymi metodami górniczymi z powodów ekonomicznych i techniczno-technologicznych. Przytoczone poniżej dane liczbowe pochodzą z pracy [15], poza wyjątkami, które dotyczą przeliczenia jednostek na układ SI.

1. Krótka charakterystyka złoża i podstawowe założenia modelowe

Pokład węgla kamiennego zalega w obszarze górniczym o powierzchni 11,68 km², na głębokości ponad 200 m. Zasoby węgla zalegającego w tym pokładzie wynoszą 41,9 mln Mg. Część zasobów węgla może być przeznaczona do podziemnego zgazowania. Węgiel posiada wartość opałową 12 000–13 000 Btu/lb (28–30 MJ/kg) i zawartość wilgoci 5–7,5%. Miąższość pokładu zawiera się w przedziale 2–3,5 m. Obliczono, że zalegające w tym pokładzie zasoby węgla są wystarczające dla zasilania hipotetycznej elektrowni o mocy 250 MW przez 8 lat niskokalorycznym gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania węgla z użyciem powietrza jako środka zgazowującego lub przez 17 lat – wysokokalorycznym gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania węgla z użyciem tlenu jako środka zgazowującego. W opracowaniu [15] poddano analizie dwa warianty, które skrótkowo w niniejszej pracy są oznaczone w następujący sposób:

1. Wariant AF (Air-fired UCG Model), w którym założono użycie powietrza jako środka zgazowującego.
2. Wariant OF (Oxygen-fired UCG Model), w którym założono użycie tlenu jako środka zgazowującego.

Podstawowe założenia o charakterze ekonomicznym i finansowym, jednakowe dla obydwu wariantów, są zestawione w tabeli 1.

Przytoczone w niniejszej pracy nakłady kapitałowe i koszty są wyrażone w USD na poziomie cen i kosztów z 2009 r. Nie uwzględnia się opłat za emisję CO₂, kosztów na remediację terenu oraz kosztów związanych z zatrzymaniem procesu zgazowania i likwidacji jego skutków (zabezpieczenia podziemnej kawerny zgazowania).

2. Wariant AF – użycie powietrza jako środka zgazowującego

Nakłady kapitałowe dla modelu podziemnego zgazowania z użyciem powietrza jako środka zgazowującego zestawiono w tabeli 2.

TABELA 1. Podstawowe założenia dla modelu podziemnego zgazowania węgla

TABLE 1. Base-case assumptions of the model for syngas production

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Okres budowy zakładu i zagospodarowania terenu	lata	3
2	Współczynnik wykorzystania rocznego czasu pracy	%	80
3	Jednostkowy koszt gruntu	USD/akr	5000
		USD/ha	12355
4	Jednostkowy koszt wierceń pionowych	USD/m	100
5	Jednostkowy koszt wierceń poziomych	USD/m	300

Opracowano na podstawie [15]

TABELA 2. Nakłady kapitałowe w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem powietrza

TABLE 2. Air-fired UCG capital expenditures

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Wiercenia wstępne i rozpoznawcze	Mln USD	25
2	Wyposażenie w urządzenia do sprężania powietrza	Mln USD	36,6
3	Wyposażenie w rurociągi i ich osprzęt oraz urządzenia do oczyszczania gazu	Mln USD	26,7
4	Obiekty powierzchniowe	Mln USD	5,9
5	Grunty	Mln USD	14,4
6	Wynagrodzenia w okresie budowy	Mln USD	10,8
7	Pozwolenia i opłaty formalno-prawne	Mln USD	5
8	Nakłady kapitałowe na budowę zakładu zgazowania	Mln USD	124,4
9	Przyrost kapitału obrotowego (5% z poz.8)	Mln USD	6,2
10	Całkowite nakłady kapitałowe	Mln USD	130,6

Opracowano na podstawie [15]

Wiercenia rozpoznawcze są niezbędne w procesie eksploracji pola – obejmują wykonanie szeregu otworów w celu otrzymania próbek potrzebnych do wykonania testów zmierzających do zbadania możliwości uzyskania gazu syntezowego o akceptowalnym składzie. Nakłady te stanowią około 20% całkowitych nakładów kapitałowych.

Nakłady na budowę i wyposażenie instalacji do sprężania powietrza dotyczą systemu kompresorów niskociśnieniowych i wysokociśnieniowych i zależą od ich mocy. Oceniono,

że na potrzeby zgazowania pokładu należy zaangażować kompresory o mocy rzędu 44000 KM (32340 kW). Nakłady te stanowią około 28% całkowitych nakładów kapitałowych.

Nakłady na rurociągi, osprzęt i urządzenia do oczyszczania gazu dotyczą systemów orurowania z niezbędnymi akcesoriami, urządzeń do sterowania przepływami, urządzeń pomiarowych, zaworów i instalacji do oczyszczania gazu przeznaczonego do spalania (w tym również instalacji do usuwania NO_x, SO_x i innych zbędnych składników surowego gazu syntezowego). Nakłady te stanowią około 20% całkowitych nakładów kapitałowych.

Nakłady na obiekty powierzchniowe dotyczą budynków i ich wyposażenia elektrycznego i komputerowego oraz instalacji monitorujących poziom wody. Nakłady te stanowią około 5% całkowitych nakładów kapitałowych.

Nakłady na pozyskanie gruntów dotyczą terenu o powierzchni 2866 akrów (1160 ha), zakupionych po średniej cenie 5000 USD/akr, co daje w sumie 5,9 mln USD. Nakłady te stanowią około 11% całkowitych nakładów kapitałowych.

Roczne koszty operacyjne i utrzymania w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem powietrza zestawiono w tabeli 3.

TABELA 3. Roczne koszty operacyjne i utrzymania w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem powietrza

TABLE 3. Air-fired UCG annual O&M costs

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Wiercenia pionowe i poziome	Mln USD	60,8
2	Wynagrodzenia z narzutami	Mln USD	5,5
3	Wymiana rurociągów i ich osprzętu	Mln USD	0,3
4	Utrzymanie	Mln USD	2,1
5	Roczne koszty operacyjne i utrzymania	Mln USD	68,7

Opracowano na podstawie [15]

Roczne koszty operacyjne i utrzymania podzielono głównie na takie kategorie, jak koszty wierceń, wymiany rurociągów i ich osprzętu, wynagrodzeń i utrzymania; pominięto dla uproszczenia podatki i ubezpieczenia oraz inne drobne koszty.

Roczne koszty wierceń pionowych obliczono mnożąc jednostkowe koszty przez liczbę i długość pionowych otworów (250 m). Roczne koszty wierceń poziomych otrzymano mnożąc jednostkowy koszt wiercenia otworów poziomych przez liczbę i długość otworów poziomych (805 m). Założono, że na bazie gazu syntezowego pochodzącego z podziemnego zgazowania z użyciem powietrza elektrownia może realnie wykorzystać 80% czasu rocznego, tj. pracować przez 292 dni w ciągu roku. Dla utrzymania w tym okresie ciągłości procesu zgazowania z użyciem powietrza jako środka zgazowującego należy poddać zgazowaniu 7210 Mg/d węgla, co przy założeniu 292 dni pracy elektrowni w ciągu roku wymaga zgazowania węgla w ilości 2,1 mln Mg/rok. Na podstawie zasobności złoża

i wielkości powierzchni obszaru górniczego obliczono, że należy wykonać 327 otworów, w tym: 109 – produkcyjnych i 218 – zasilających. Dla połączenia otworów produkcyjnych i zasilających należy wykonać poziome otwory w odstępach nie mniejszych niż 60 m (z uwagi na wpływy na powierzchnię).

Koszty wynagrodzeń obejmują stawki podstawowe, koszty świadczeń socjalnych oraz założony poziom 10 % premii.

Roczne koszty produkcji gazu syntezowego w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem powietrza zestawiono w tabeli 4.

TABELA 4. Koszty produkcji gazu syntezowego w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem powietrza

TABLE 4. Air-fired production cost estimates

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Koszty stałe (roczne koszty kapitałowe)	Mln USD/rok	19,2
2	Koszty operacyjne i utrzymania	Mln USD/rok	75,6
3	Całkowite roczne koszty produkcji	Mln USD/rok	94,8
4	Wartość opałow surowego gazu syntezowego	MMBtu/rok	11 800 000
		GJ/rok	12 449 708
5	Koszty produkcji surowego gazu syntezowego	USD/MMBtu	8,03
		USD/GJ	7,61

Opracowano na podstawie [15]

Funkcjonowanie zakładu podziemnego zgazowania węgla wymaga poniesienia nakładów kapitałowych (rozłożonych na trzy wyodrębnione okresy wydatkowania) oraz ponoszenia rocznych kosztów operacyjnych.

Jak wynika z zestawienia zawartego w tabeli 2, całkowite nakłady kapitałowe oszacowano na poziomie 130,6 mln USD. Uwzględniając strukturę oraz koszt kapitału i rozkładając te nakłady na 8 lat funkcjonowania zakładu otrzymano równe roczne raty wynoszące 19,2 mln USD/rok. Z zasobów węgla przewidzianych do podziemnego zgazowania można oczekiwać rocznej produkcji niskokalorycznego gazu syntezowego o łącznej wartości opałowej około 11 800 000 MMBtu/rok (12 449 708 GJ/rok). Koszt jednostkowy będzie wynosił zatem 8,03 USD/MMBtu (7,61 USD/GJ).

Aby obliczyć koszt produkcji energii elektrycznej przez hipotetyczną elektrownię gazowo-parową należy przyjąć szereg założeń. Przyjęte podstawowe założenia, w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem powietrza, zestawiono w tabeli 5.

Na podstawie danych pochodzących z Wyoming's Powder River Basin dla planowanej tam budowy elektrowni gazowo-parowej o porównywalnej mocy, zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania węgla, przyjęto nakłady kapitałowe na

TABELA 5. Podstawowe założenia w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem powietrza

TABLE 5. Air-fired UCG CC base-case assumptions

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Moc elektrowni	MW	250
2	Moc potrzebna do prowadzenia procesu podziemnego zgazowania i wychwytywania CO ₂	MW	30
3	Czas budowy obiektów powierzchniowych	Lata	3
4	Współczynnik wykorzystania rocznego czasu pracy	%	80
5	Sprawność turbiny	%	50
6	Roczny koszt paliwa pochodzącego z podziemnego zgazowania węgla	Mln USD/rok	94,8

Opracowano na podstawie [15]

poziomie 167,4 mln USD i podzielono je na dwie kwoty: 108,4 mln USD na budowę gazowo-parowego bloku energetycznego i 59 mln USD – na komponenty i systemy sterowania. Nakłady kapitałowe przyjęte dla elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania węgla zestawiono w tabeli 6.

TABELA 6. Nakłady kapitałowe w przypadku elektrowni gazowo-parowej

TABLE 6. Combined Cycle power plant capital cost summary

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Gazowo-parowy blok energetyczny	Mln USD	108,4
2	Komponenty i systemy sterowania	Mln USD	59
3	Całkowite nakłady kapitałowe	Mln USD	167,4

Opracowano na podstawie [15]

Roczne koszty operacyjne elektrowni gazowo-parowej podzielono na pozycje wyodrębnione w tabeli 7. Uznano, że koszty operacyjne związane z podziemnym zgazowaniem węgla, takie jak amortyzacja, podatki i ubezpieczenia nie mają znaczenia na tym etapie analizy i zostaną uwzględnione w końcowym oszacowaniu kosztu produkcji energii elektrycznej.

Całkowite nakłady kapitałowe na budowę elektrowni gazowo-parowej oszacowano na poziomie 167,4 mln USD. Uwzględniając strukturę oraz koszt kapitału i rozkładając te nakłady na 8 lat funkcjonowania zakładu otrzymano równe roczne raty na poziomie 29,3 mln USD/rok, co w połączeniu z rocznymi kosztami operacyjnymi i utrzymania daje kwotę 38,3 mln USD/rok. Roczne koszty zasilania w paliwo pochodzące z podziemnego zgazo-

TABELA 7. Roczne koszty operacyjne w przypadku elektrowni gazowo-parowej

TABLE 7. Combined Cycle power plant annual O&M cost summary

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Wynagrodzenia	Mln USD/rok	2,8
2	Katalizatory i chemikalia	Mln USD/rok	1,1
3	Koszty operacyjne i utrzymania bloku energetycznego	Mln USD/rok	2,1
4	Wymiana wyposażenia i naprawy	Mln USD/rok	2,1
5	Roczne koszty operacyjne elektrowni	Mln USD/rok	8,1

Opracowano na podstawie [15]

wania węgla wynoszą 94,8 mln USD (tab. 4). Koszt wytwarzania energii elektrycznej w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem powietrza wynosi zatem 86,4 USD/MWh (tab. 8).

TABELA 8. Koszt wytwarzania energii elektrycznej w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem powietrza

TABLE 8. Air-fired UCG CC cost of electricity

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Roczne koszty kapitałowe	Mln USD/rok	29,3
2	Roczne koszty operacyjne i utrzymania	Mln USD/rok	9
3	Roczne koszty paliwa	Mln USD/rok	94,8
4	Roczna wielkość produkcji energii elektrycznej	Mln MWh/rok	1,54
5	Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w ciągu roku	USD/MWh	86,4

Opracowano na podstawie [15]

3. Wariant OF – użycie tlenu jako środka zgazowującego

Niskociśnieniowe kompresory używane w procesie zgazowania z użyciem powietrza zostają zastąpione przez układ separacji powietrza. Nakłady kapitałowe w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem tlenu zestawiono w tabeli 9. System zasilania kosztuje o 14,8 mln USD więcej niż w przypadku zgazowania z użyciem powietrza, natomiast wyposażenie w rurociągi i ich osprzęt oraz urządzenia do oczyszczania gazu kosztują o 1,8 mln USD mniej.

TABELA 9. Nakłady kapitałowe w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem tlenu

TABLE 9. Oxygen-fired UCG capital expenditures

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Wiercenia wstępne i rozpoznawcze	Mln USD	25
2	System zasilania	Mln USD	51,4
3	Wyposażenie w rurociągi i ich osprzęt oraz urządzenia do oczyszczania gazu	Mln USD	24,9
4	Obiekty powierzchniowe	Mln USD	5,9
5	Grunty	Mln USD	14,4
6	Wynagrodzenia w okresie budowy	Mln USD	10,8
7	Pozwolenia i opłaty formalno-prawne	Mln USD	5
8	Nakłady kapitałowe na budowę zakładu	Mln USD	137,4
9	Przyrost kapitału obrotowego (5% z poz.8)	Mln USD	6,9
10	Całkowite nakłady kapitałowe	Mln USD	144,3

Opracowano na podstawie [15]

Ponieważ w wyniku podziemnego zgazowania węgla z użyciem tlenu otrzymuje się wysokokaloryczny gaz syntezowy tempo wiercenia może być wolniejsze niż w przypadku użycia powietrza jako środka zgazowującego. Większa efektywność cieplna powoduje, że przy założeniu 292 dni pracy elektrowni w ciągu roku średnio 3300 Mg węgla należy poddać zgazowywaniu w ciągu dnia, a w ciągu roku – 0,96 mln Mg. Dla utrzymania ciągłości strumienia gazu w tym okresie będzie potrzebne wykonanie rocznie 51 otworów produkcyjnych i 102 otwory zasilające. Roczny koszt wierceń wyniesie zatem 28,4 mln USD/rok. Poszczególne składniki rocznych kosztów operacyjnych w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem tlenu zestawiono w tabeli 10.

TABELA 10. Roczne koszty operacyjne w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem tlenu

TABLE 10. Oxygen-fired UCG annual O&M costs

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Wiercenia pionowe i poziome	Mln USD	28,4
2	Wynagrodzenia z narzutami	Mln USD	5,5
3	Wymiana rurociągów i ich osprzętu	Mln USD	0,17
4	Utrzymanie	Mln USD	2,9
5	Roczne koszty operacyjne i utrzymania	Mln USD	36,97

Opracowano na podstawie [15]

Zasoby węgla zalegającego w złożu wystarczą na zasilanie elektrowni o mocy 250 MW w gaz syntezowy otrzymywany z użyciem tlenu jako środka zgazowującego przez 17 lat. Roczny koszt projektu oszacowano na poziomie 56,7 mln USD/rok. Składa się z kwoty 16,1 mln USD/rok pochodzącej od nakładów kapitałowych rozłożonych na poszczególne lata funkcjonowania projektu i kwoty 40,6 mln USD/rok rocznych kosztów operacyjnych i utrzymania.

Koszty produkcji gazu syntezowego w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem tlenu zestawiono w tabeli 11.

TABELA 11. Koszty produkcji gazu syntezowego w przypadku podziemnego zgazowania z użyciem tlenu

TABLE 11. Oxygen-fired UCG syngas production cost summary

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Koszty stałe (roczne koszty kapitałowe)	Mln USD	16,1
2	Koszty operacyjne i utrzymania	Mln USD	40,6
3	Całkowite roczne koszty operacyjne	Mln USD	56,7
4	Wartość opałow surowego gazu syntezowego	MMBtu/rok	11 800 000
		GJ/rok	12 449 708
5	Koszty produkcji surowego gazu syntezowego	USD/MMBtu	4,81
		USD/GJ	4,55

Opracowano na podstawie [15]

Podstawowe założenia w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem tlenu przedstawiono w tabeli 12.

TABELA 12. Podstawowe założenia w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem tlenu

TABLE 12. Oxygen-fired UCG CC base case assumptions

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Moc elektrowni	MW	250
2	Moc potrzebna do prowadzenia procesu podziemnego zgazowania i wychwytywania CO ₂	MW	50
3	Czas budowy obiektów powierzchniowych	Lata	3
4	Współczynnik wykorzystania rocznego czasu pracy	%	80
5	Sprawność turbiny	%	50
6	Roczny koszt paliwa pochodzącego z podziemnego zgazowania węgla	Mln USD/rok	94,8

Opracowano na podstawie [15]

Koszt wytwarzania energii elektrycznej w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem tlenu z podziałem na poszczególne składniki zestawiono w tabeli 13.

TABELA 13. Koszt wytwarzania energii elektrycznej w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem tlenu

TABLE 13. Oxygen-fired UCG CC cost of electricity

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostki	Wielkość
1	Roczne koszty kapitałowe	Mln USD/rok	25
2	Roczne koszty operacyjne i utrzymania	Mln USD/rok	9
3	Roczne koszty paliwa	Mln USD/rok	56,7
4	Roczna wielkość produkcji energii elektrycznej	Mln MWh/rok	1,402
5	Średni roczny jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej	USD/MWh	64,7

Opracowano na podstawie [15]

Jak wynika z porównania wartości zamieszczonych w tabelach 8 i 13 koszt wytwarzania energii elektrycznej w przypadku elektrowni gazowo-parowej zasilanej gazem syntezowym pochodzącym z podziemnego zgazowania z użyciem tlenu jest o ponad 20 USD/MWh mniejszy niż z użyciem powietrza. Tę różnicę można wyjaśnić dłuższym czasem trwania projektu i niższymi kosztami wierceń dzięki bardziej efektywnemu termicznie procesowi zgazowania z użyciem tlenu.

4. Analiza wrażliwości na grubość zgazowywanego pokładu węgla

Grubość pokładu węgla ma znaczący wpływ na zakres wierceń, które trzeba wykonać, aby dostarczyć odpowiedni strumień gazu syntezowego dla potrzeb produkcji energii elektrycznej. Jak podano powyżej, grubość badanego pokładu mieści się w przedziale 2 do 3,5 m, jednak jej średnia wartość pozostaje nieznaną; dla modelowych obliczeń przyjęto więc grubość pokładu 2,5 m. Wyniki niektórych obliczeń zawarte w powyższych tabelach (dla grubości pokładu 2,5 m) uzupełniono o wyniki obliczeń dla grubości wynoszącej alternatywnie 3,5 i 5 m (scenariusze 1 i 2) i zestawiono w tabeli 14.

Wyniki obliczeń wskazują na konkurencyjność zgazowania węgla z użyciem tlenu jako środka zgazowującego w przypadku grubości pokładu 3,5 m i 5 m. Dla dodatkowego porównania, średni koszt produkcji energii elektrycznej w 2010 r. w USA wynosił około 63,5 USD/MWh.

TABELA 14. Analiza wrażliwości na grubość zgazowywanego pokładu węgla

TABLE 14. Sensitivity analysis for coal seam thickness

Wyszczególnienie	Wariant bazowy, grubość pokładu 2,5 m, głębokość 250 m		Scenariusz 1: wariant bazowy, grubość pokładu 3,5 m, głębokość 250 m		Scenariusz 2: wariant bazowy, grubość pokładu 5 m, głębokość 250 m	
	AF – 8 lat	OF – 17 lat	AF – 8 lat	OF – 17 lat	AF – 8 lat	OF – 17 lat
Liczba otworów produkcyjnych	109	51	78	36	55	25
Liczba otworów zasilających	218	102	156	73	109	51
Roczne koszty wiercenia otworów pionowych i poziomych [mln USD/rok]	60,8	28,4	43,5	20,2	30,4	14
Roczne koszty operacyjne i utrzymania dla UCG [mln USD/rok]	68,8	36,9	51,3	28,8	38	22,7
Jednostkowy koszt produkcji gazu syntezowego [USD/MMBtu]	8,03	4,81	6,4	4,04	5,13	3,42
Jednostkowy koszt produkcji gazu syntezowego [USD/GJ]	7,61	4,55	6,07	3,83	4,86	3,24
Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej [USD/MWh]	86,4	64,7	73,9	57,9	64,1	52,7

Opracowano na podstawie [15]

Grubość pokładu wpływa na zakres robót wiertniczych, które należy wykonać dla prawidłowej realizacji procesu podziemnego zgazowania węgla. Przyrost grubości pokładu o 100 %, z 2,5 do 5 m, redukuje liczbę otworów o około 50 % i zmniejsza koszty wierceń w podobnej proporcji.

Podsumowanie

Opisany powyżej model, opracowany przez zespół z Indiana University – Bloomington School of Public and Environmental Affairs [15] – pokazuje sposób określania kosztów podziemnego zgazowania węgla kamiennego dla potrzeb zasilania elektrowni gazowo-parowej oraz kosztów produkcji energii elektrycznej na bazie gazu syntezowego otrzymywanego w procesie podziemnego zgazowania węgla. Na podstawie licznych danych zestawionych w tabelach można oszacować strukturę nakładów kapitałowych i kosztów

operacyjnych oraz wzajemne relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami nakładów i kosztów. Znajomość zarówno sposobu ujęcia kategorii ekonomicznych związanych z procesem podziemnego zgazowania węgla, jak również konkretnych wartości kosztów, ich struktury i wzajemnych relacji, może być przydatna w dalszych badaniach nad ekonomicznymi aspektami podziemnego zgazowania węgla kamiennego realizowanych w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Dalsze prace z tego zakresu mogą dotyczyć transpozycji omawianych analiz na warunki polskie.

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? FFC 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] MAGDA R., 2011 – Ekonomiczne aspekty podziemnego zgazowania węgla – na przykładzie Carbon Energy. *Polityka Energetyczna* t. 14.
- [11] SALLANS P., 2010 – Choosing the best coals in the best locations for UCG. Advanced Coal Technologies Conference. University of Wyoming, Laramie.
- [12] ŚCIAŻKO M., ZAPART L., DRESZER K., 2006 – Analiza efektywności zgazowania węgla połączonego z usuwaniem ditlenku węgla. *Polityka Energetyczna* t. 9.
- [13] ULRICH W.C., EDWARDS M.S., SALMON R., 1977 – The Economics of Electricity and SNG from in situ Coal Gasification. Oak Ridge National Laboratory.
- [14] Praca zbiorowa, 2009 – Studium wykonalności projektu instalacji do produkcji paliw gazowych i płynnych z węgla kamiennego. Energoprojekt, Katowice S.A. Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze.

- [15] Praca zbiorowa, 2011 – Viability of Underground Coal Gasification with Carbon Capture and Storage in Indiana. School of Public and Environmental Affairs, Indiana University.
- [16] STAŃCZYK K., DUBIŃSKI J., CYBULSKI K., WIATOWSKI M., ŚWIĄDROWSKI J., KAPUSTA K., ROGUT J., SMOLIŃSKI A., KRAUSE E., GRABOWSKI J., 2010 – Podziemne zgazowanie węgla – doświadczenia światowe i eksperymenty prowadzone w KD Barbara. *Polityka Energetyczna* t. 13.
- [17] STRUGAŁA A., CZAPLICKA-KOLARZ K., ŚCIAŻKO M., 2011 – Projekty nowych technologii zgazowania węgla powstające w ramach Programu Strategicznego NCBiR. *Polityka Energetyczna* t. 14
- [18] ZAPART L., ŚCIAŻKO M., DRESZER K., 2007 – Szacowanie kosztów inwestycji przyszłościowych technologii konwersji węgla. *Polityka Energetyczna* t. 10.
- [19] ZAPART L., ŚCIAŻKO M., DRESZER K., 2009 – Estymacja kosztów wytwarzania produktów konwersji węgla. *Polityka Energetyczna* t. 12.
- [20] ZIELEŃIEWSKI M., BRENT A.C., 2008 – Evaluating the costs and achievable benefits of extending technologies for uneconomical coal resources in 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 Seelyville coal field in the state of Indiana

Abstract

Underground coal gasification has significant advantages in comparison with traditional hard coal mining. Widely in the world there are conducted investigations, tests and attempts to implement installations for underground coal gasification. Recently, literature connected with the underground coal gasification extend rapidly, especially due to exhausting reserves of oil and natural gas and additionally due to more restrictive environmental regulations. The main target of this paper is presentation some economic aspects of underground coal gasification on an example of the project developed by a research team of Indiana University – Bloomington School of Public and Environmental Affairs. The project deals with the Seelyville coal field in the state of Indiana. The experiences of world known research teams 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: bituminous coal, underground gasification, project for Seelyville coal field