



Joanna BIGDA*, Józef POPOWICZ**, Jarosław ZUWAŁA***, Andrzej SIKORA****,
Marcin KRUPA*****

Analiza możliwości zastosowania mieszanki koksu naftowego i węgla do produkcji metanolu w warunkach polskich

STRESZCZENIE: W pracy przedstawiono koncepcję wykorzystania koksu naftowego do produkcji metanolu.

Wymieniono sposoby oraz omówiono istniejące instalacje przetwarzania koksu naftowego do gazu syntezowego dla produkcji metanolu i energii elektrycznej. Zaprezentowano możliwości rozwoju rynku metanolu w Polsce w kierunku chemii, paliw i dodatków dla paliw, a także produkcję olefin i benzyn. Przedstawiono koncepcję instalacji produkcji metanolu z koksu naftowego. Zaprezentowano model ekonomiczny oraz analizę wyników obliczeń przeprowadzonych w celu określenia opłacalności produkcji metanolu na bazie koksu naftowego, dla różnych scenariuszy dostaw węgla oraz opcji kosztów emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Wykazano, że opłacalność projektu produkcji metanolu poprzez zgazowanie koksu naftowego jest możliwa jedynie w przypadku uzyskania darmowych uprawnień do emisji CO₂ oraz redukcji kosztów inwestycyjnych w stosunku do aktualnych predykcji. Nie gwarantuje to jednakże sukcesu przedsięwzięcia w przypadku znaczących spadków cen metanolu poniżej wartości prognozowanych w scenariuszu zmiennych cen.

SŁOWA KLUCZOWE: koks naftowy, zgazowanie, metanol, ekonomika produkcji

* Dr inż., ** Mgr inż., *** Dr hab. inż. – Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze; e-mail: jbigda@ichpw.pl, jpopowicz@ichpw.pl, jzuwala@ichpw.pl

**** Dr inż., ***** Dr – Instytut Studiów Energetycznych, Warszawa; e-mail: andrzej.sikora@ise.com.pl, marcin.krupa@ise.com.pl

Wprowadzenie

Metanol jest produktem cieszącym się globalnie dużym zainteresowaniem. Obecnie ponad połowa światowego rynku metanolu należy do Chin. W Europie natomiast rynek metanolu jest we względnej równowadze – podaż równoważy popyt, co nie sprzyja nowym inwestycjom i może wymagać znalezienia nowych obszarów dla zagospodarowania tego produktu. Głównym surowcem wsadowym do produkcji metanolu jest gaz syntezowy – czyli mieszanina wodoru i tlenku węgla, która dla potrzeb wytwarzania metanolu powinna zachowywać stosunek stechiometryczny H_2 do CO w proporcji 2:1. Gaz syntezowy może być wytwarzany z różnych substancji zawierających atomy węgla i wodoru, jednak podstawowe źródła (surowce wsadowe) to gaz ziemny, węgiel oraz ciężkie frakcje naftowe.

Konwersja lekkich węglowodorów z parą wodną jest obecnie najbardziej rozpowszechnioną metodą produkcji gazu syntezowego. Surowcem jest najczęściej gaz ziemny (zawierający głównie metan) rzadziej inne węglowodory, tj. etan, propan czy butan. Proces prowadzi się przepuszczając przez złożę katalizatora mieszaninę par surowca węglowodorowego i pary wodnej z dodatkiem (reforming autotermiczny) lub bez dodatku tlenu (klasyczny reforming).

Większość produkowanego na świecie metanolu wytwarzana jest z gazu syntezowego otrzymywanego na drodze autotermicznego reformingu gazu ziemnego. W operacji tej uzyskuje się bezpośrednio skład gazu syntezowego wymagany dla syntezy metanolu i może on być bezpośrednio wprowadzany do reaktora syntezy.

Gaz syntezowy można również otrzymać poprzez zgazowanie paliw stałych, tj. na drodze ich niepełnego spalania. Warunki procesu są tak dobrane, by zawarty w paliwie węgiel został utleniony do tlenku węgla, natomiast zawarty w paliwie wodór nie uległ utlenieniu. W rzeczywistych układach proces zgazowania jest bardziej skomplikowany i złożony z szeregu reakcji pośrednich oraz reakcji towarzyszących.

Technologie zgazowania paliw stałych różnią się między sobą wieloma parametrami techniczno-technologicznymi oraz ekonomicznymi, tj. obszarem zastosowań, konfiguracją układu technologicznego, warunkami prowadzenia procesu zgazowania, elastycznością i sprawnością, wymaganiami dotyczącymi paliwa i materiałów pomocniczych, wydajnością i charakterystyką produktów, wielkością emisji zanieczyszczeń do środowiska, kosztami inwestycyjnymi i operacyjnymi, stopniem rozwoju i komercjalizacji.

Na świecie działa 116 instalacji zgazowania wyposażonych w 342 reaktory o łącznej mocy 50 104 MWth (energia chemiczna w produkowanym gazie, bez układów półspalania gazu ziemnego). W trakcie budowy i rozruchu jest 17 układów (28 reaktorów zgazowania o mocy 16 289,3 MWth), a na etapie planowania (układy przewidziane do wdrożenia w latach 2011–2016) 37 instalacji (76 reaktorów, 40 432 MWth) (Chmielniak 2014).

Węgiel stanowi podstawowy surowiec wsadowy w pracujących instalacjach zgazowania. Jest on wykorzystywany w układach, mających obecnie 61,6% udziału w światowej produkcji gazu. Kolejne miejsce zajmują produkty uboczne przemysłu petrochemicznego (35,8%), a pozostałe 2,6% stanowią koks naftowy i biomasa (Higman 2014).

Podstawowym produktem w eksploatowanych układach zgazowania paliw stałych są produkty syntezy Fischera-Tropscha (48% światowej produkcji gazu), substancje chemiczne (m.in. amoniak, wodór, metanol, oksychemikalia, 37%), energia elektryczna (8%) oraz paliwa gazowe (6%). W układach obecnie budowanych głównymi produktami będą substancje chemiczne (72%).

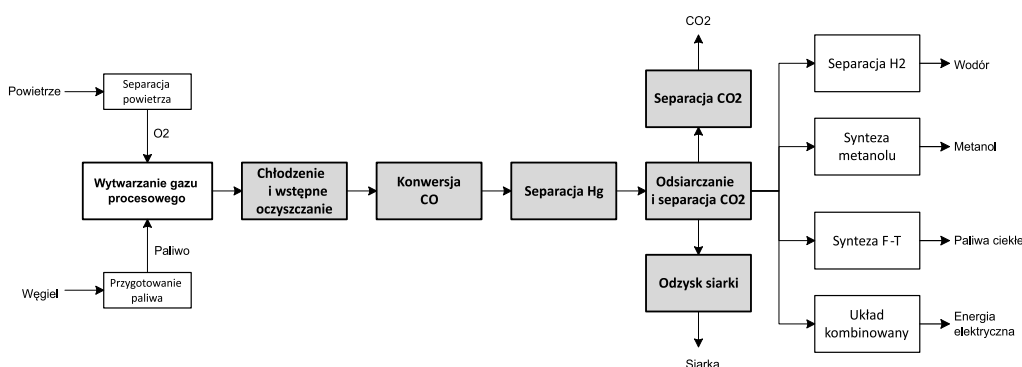
Na świecie istnieje ponad 100 firm oferujących różne technologie zgazowania paliw stałych. Spośród nich dominującą rolę odgrywa tylko kilka firm, oferujących głównie reaktory dyspersyjne. Największą ilością wdrożonych (lub realizowanych) aplikacji charakteryzują się technologie zgazowania Shell (53 instalacje), GE/Texaco (112 instalacji), Siemens (10 instalacji), ECUST (31 instalacji) oraz HTL (29 instalacji).

Najbardziej rozpowszechnioną technologią zgazowania węgla jest, praktycznie nierozwijana, technologia zgazowania w złożu stałym (57% produkcji gazu, technologia *Sasol Lurgi dry ash*), co jest wynikiem dużego potencjału wytwórczego zakładów Sasol (Afryka Południowa). Najbardziej intensywnie rozwijane są technologie wykorzystujące reaktory zawieszinowe (43%). Znajduje to potwierdzenie w realizowanych i planowanych do 2016 roku wdrożeniach, które praktycznie wyłącznie dotyczą reaktorów tej konstrukcji (udział 97,7%), a tylko niewielką część stanowią technologie fluidalne: U-GAS GTI/SES i TRIG/KBR – *Transport Gasifier*) (Higman 2014).

Skład gazu procesowego zależy od jakości i rodzaju zgazowywanego paliwa oraz od parametrów procesu zgazowania. Gaz uzyskiwany w technologii Shell zawiera około 30% wodoru oraz 50–60% tlenku węgla przy niewielkiej ilości (2–3%) dwutlenku węgla. Z kolei gaz uzyskiwany w technologii Texaco zawiera większą ilość wodoru, wynoszącą ponad 30%, mniejszą zawartość tlenku węgla, wynoszącą poniżej 50%, przy jednocześnie większej ilości dwutlenku węgla, dochodzącej do 20%.

Gaz procesowy w postaci surowej ma niewielkie walory użytkowe i dla uzyskania z niego pożądanego surowca, jakim jest gaz syntezowy, poddany musi być procesom oczyszczania z zanieczyszczeń oraz konwersji.

Ideowy schemat układu wytwarzania energii lub produktów chemicznych z gazu ze zgazowania paliwa stałego przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Ideowy schemat technologii zgazowania paliwa stałego dla produkcji substancji chemicznych lub energii

Fig. 1. Schematic of solid fuel gasification technology for chemicals and energy production

Gaz surowy wytworzony w reaktorze w procesie zgazowania paliwa stałego poddawany jest ochłodzeniu i wstępnemu oczyszczeniu, w trakcie którego usuwane są pyły i inne zanieczyszczenia. Po ochłodzeniu do temp. około 200°C gaz doprowadzony jest następnie do węzła konwersji tlenku węgla, w którym zachodzi również hydroliza zawartego w gazie tlenosiarczku węgla. Odpowiedni dla syntezy chemicznej (np. metanolu) skład gazu uzyskiwany jest poprzez zastosowanie układu jednostopniowej konwersji CO i by-passu części gazu. Gaz opuszczający układ konwersji, po usunięciu rtęci i ochłodzeniu do temperatury około 40°C, doprowadzany jest do węzła odsiarczania i separacji ditlenku węgla. Usunięty z gazu siarkowodór kierowany jest do instalacji odzysku siarki (np. w instalacji Clausa), a wydzielony ditlenek węgla może stanowić produkt handlowy lub podlegać składowaniu. Tak oczyszczony i skonwertowany gaz procesowy kierowany jest do układu separacji wodoru lub syntezy metanolu, bądź też syntezy Fischera-Tropscha, czy też układu kombi produkcji energii elektrycznej.

1. Zgazowanie koksu naftowego

Zgazowanie koksu naftowego może być prowadzone zarówno w kierunku produkcji energii elektrycznej, jak i wytwarzania produktów chemicznych. W tabeli 1 przedstawiono zestawienie

TABELA 1. Zestawienie instalacji zgazowania koksu naftowego (Murthy 2014)

TABLE 1. Overview of petroleum coke gasification plants

Kraj	Nazwa instalacji	Technologia zgazowania	Produkty, rok budowy	Surowiec [Mg/dobę]	Moc [MW]
Japonia	Ube City CO Plant	GE	produkty chem., 1982	koks naftowy, 95	27,3
Japonia	Ube Ammonia Industry Co. Ltd.	GE	produkty chem., 1984	węgiel i koks naftowy, 1650	165
USA	Wabash River Energy Limited	E-GAS Conoco-Phillips	energia elektr., 1995	koks naftowy, 2000	262
USA	Polk County IGCC Project	GE	energia elektr., 1996	węgiel i koks naftowy, 2200	250
USA	El Dorado IGCC Plant	GE	energia elektr. i para, 1996	oleje odpadowe i koks naftowy, 164	35
Hiszpania	Puertollano IGCC Plant	Uhde PRENFLO	energia elektr., 1998	węgiel i koks naftowy, 2600	335
USA	Coffeyville Syngas Plant	GE	produkty chem., 2000	koks naftowy, 1100	293
USA	Delaware clean energy cogeneration project	Texaco	energia elektr. i para HP, 2002	koks naftowy, 2000	120
Chiny	GE China 4	GE	produkty chem., 2005	węgiel i koks naftowy, (bd)	157
USA	Lima Energy IGCC Plant	ConocoPhillips	energia elektr., 2013	węgiel i koks naftowy, (bd)	540

istniejących na świecie instalacji zgazowania koksu naftowego, natomiast w tabeli 2 zestawienie planowanych instalacji.

Komercyjne instalacje zgazowania koksu naftowego, poza konstrukcją reaktora, różnią się pomiędzy sobą głównie sposobem chłodzenia surowego gazu procesowego. W większości instalacji zgazowania pracujących w przemyśle rafineryjnym (na koksie naftowym jako paliwo) stosowane jest rozwiązanie typu *quench*. Rozwiązanie to polega na chłodzeniu gazu procesowego poprzez bezpośredni wtrysk wody, przez co w procesie nie jest generowany dodatkowy strumień pary. Sprawność energetyczna tego procesu jest niższa niż dla przypadku wariantu z pełnym odzyskiem ciepła (jak w technologii Shell). Pomimo niższej sprawności rozwiązanie to jest proste, a przez to łatwiejsze w obsłudze. Również nakłady inwestycyjne takiego rozwiązania są znacznie niższe niż w przypadku zastosowania wymiennika ciepła.

TABELA 2. Zestawienie planowanych instalacji zgazowania koksu naftowego (Murthy 2014)

TABLE 2. Overview of planned petroleum coke gasification plants

Kraj	Nazwa instalacji	Technologia	Produkty
Japonia	Marifu IGCC plant	Texaco	energia elektryczna
Indie	Reliance Industries Ltd.	ConocoPhillips	energia elektryczna, produkty chemiczne
Indie	Bhatinda IGCC	Texaco	energia elektryczna
USA	Lima Energy IGCC Plant	ConocoPhillips	energia elektryczna
USA	Edison Mission Energy	GE	energia elektryczna
USA	Sweeney Gasification Project	ConocoPhillips	energia elektryczna
USA	Mississippi Gasification LLC	ConocoPhillips	paliwa gazowe
USA	Valero Energy Corp.	ECUST OMB	paliwa gazowe

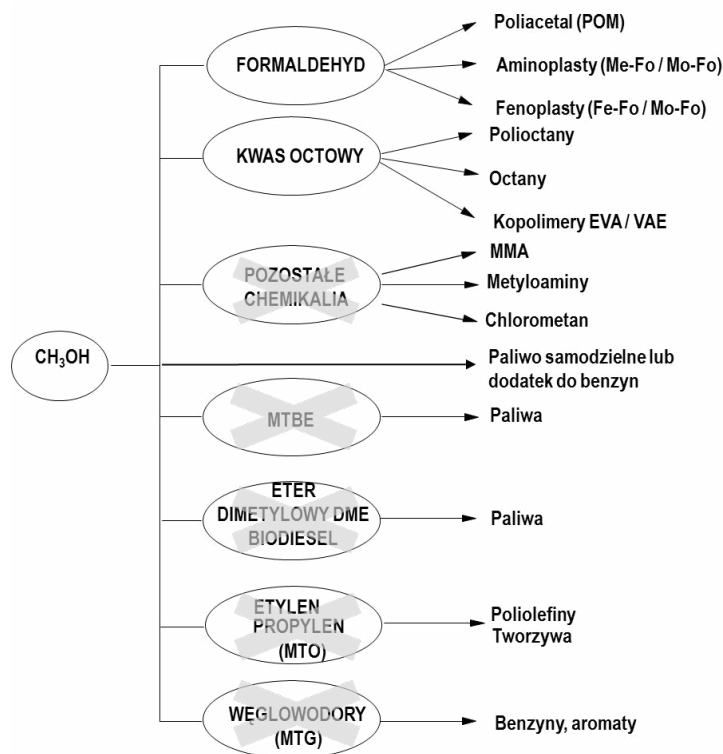
Koks naftowy charakteryzuje się niską zawartością popiołu oraz wysoką wartością opałową. Dlatego też jego zgazowanie w reaktorach dyspersyjnych prowadzi się stosując dodatek węgla. Istotną cechą koksu naftowego jest dość znaczna zawartość siarki. W efekcie gaz procesowy ze zgazowania koksu naftowego zawiera również znaczne ilości H_2S i COS .

2. Rozwój rynku metanolu w Polsce – możliwe opcje

Metanol jest masowym produktem, na który największy popyt istnieje obecnie głównie w Azji. W najbliższych latach oczekiwana jest jednakże zmiana tej sytuacji – metanol stanie się produktem „ogólnoświatowym”. Największym zagrożeniem dla ewentualnej polskiej produkcji metanolu z mieszanki koksu rafineryjnego i węgla wydaje się być metanol produkowany na bazie stosunkowo taniego gazu ziemnego, na co wpływ ma przede wszystkim rewolucja łupkowa

w Stanach Zjednoczonych oraz spowolnienie gospodarcze na całym świecie (szczególnie w Chinach – największy obecnie konsument metanolu). Z uwagi na dostępność taniego gazu i taniej energii na rynku amerykańskim, największe firmy chemiczne z Unii Europejskiej przenoszą produkcję bazowych chemikaliów, takich jak amoniak czy metanol, na kontynent północnoamerykański, rezygnując z rozwoju produkcji w Europie lub wręcz likwidując zakłady europejskie.

Zakładając potencjalną opłacalność ekonomiczną produkcji metanolu z koksu naftowego i poszukując ścieżek dalszego rozwoju rynku metanolu w Polsce, przede wszystkim należy spojrzeć na przemysłowe wykorzystanie metanolu na świecie i w Polsce (rys. 2). Z trzech podstawowych zastosowań metanolu w przetwórstwie chemicznym, w Polsce istnieją wyłącznie dwa kierunki: produkcja formaldehydu i kwasu octowego oraz ich pochodnych. Problem w tym, że akurat w tych gałęziach produkty końcowe należą do towarów masowych o niskiej marży. Trzecia grupa: MMA, metyloaminy i chlorometan, dla których produkty końcowe należą do grup produktów wysokomarżowych, w Polsce nie jest produkowana, a zakłady wykorzystujące je do własnych potrzeb, posiłkują się w pełni importem. W zastosowaniach paliwowych i „węglowodorowych” metanolu jest jeszcze gorzej – praktycznie żadna z tych gałęzi nie jest w Polsce rozwijana.



Rys. 2. Przemysłowe wykorzystanie metanolu – świat i Polska. Uwaga: obszary przekreślone oznaczają brak danej produkcji w Polsce. Źródło: Opracowanie własne ISE

Fig. 2. Industrial use of methanol in the world and in Poland. Note: crossed areas indicate no production in Poland

Spróbujmy w tej sytuacji ocenić, jakie możliwości rozwoju rynku metanolu stoją przed potencjalnym producentem.

2.1. Kierunek: chemia

Kierunek chemiczny (jako całość) rozwoju rynku metanolu przez producenta wydaje się mało interesujący. Poza nadmiarem zdolności produkcyjnych amoniaku, w krajowym przemyśle chemicznym wobec Europy Zachodniej odnotować można przynajmniej trzykrotnie niższy potencjał produkcyjny chemikaliów bazowych (mierzony zdolnościami wytwórczymi *per capita*) kluczowy dla działalności gospodarczej przemysłu chemicznego. Bez rozwoju tego potencjału wytwórczego, gospodarka nadal musi być zasilana importem.

Wolumen konsumpcji metanolu w Polsce, w jedynych dotychczas obszarach jego przeróbki do formaldehydu i kwasu octowego, wynosi około 330 tys. ton rocznie. Jest on mniejszy od ewentualnej produkcji, w opłacalnej skali na poziomie 500–600 tys. ton rocznie, co oznaczałoby konieczność silnego konkurowania z dotychczasowymi dostawcami metanolu do polskich zakładów. Wydaje się, iż polski sektor chemiczny nie będzie w stanie wchłonąć całej ewentualnej produkcji metanolu, a zakłady położone poza terytorium Polski raczej nie będą zainteresowane takimi dostawami.

Dostawy metanolu do polskich zakładów chemicznych mogą objąć jedynie część ewentualnej produkcji. Dlatego też mogą być w najlepszym razie jedynie częścią „metanolowej” strategii producenta, a większość tego produktu musi być kierowana na inne segmenty rynku oraz na eksport.

2.2. Kierunek: paliwa i dodatki do paliw

Metanol, czy też MTBE, jako domieszki do paliw, będą zawsze konkurować z etanolem i jego pochodnymi, z uwagi na fakt, że etanol i jego pochodne zaliczają się do paliw typu „bio”, natomiast produkcja metanolu z koksu naftowego będzie wiązała się z obciążeniami środowiskowymi, m.in. jeżeli chodzi o emisję CO₂.

Metanol jako samodzielne paliwo do silników samochodowych (M100, czy nawet M85) nie wydaje się być produktem interesującym. Oprócz mniejszej emisji zanieczyszczeń podczas spalania ma chyba wyłącznie wady, m.in.: trudno przekonać do niego kierowców, do takiego paliwa silniki muszą być specjalnie przystosowane, brak jest infrastruktury magazynowej i sprzedażowej.

Podobnie jest w obszarze energetycznego zastosowania metanolu (generacja energii). Na świecie praktycznie brak takich rozwiązań, przez co ich ewentualne wdrażanie byłoby dziś obciążone znacznym ryzykiem.

W obszarze paliwowym interesujące wydają się dzisiaj dwa rozwiązania: metanol jako paliwo żeglugowe oraz wytwarzany w procesie dehydratacji metanolu DME (eter dimetylowy) jako dodatek do oleju napędowego i LPG.

Regulacje Unii Europejskiej – uznanie Morza Bałtyckiego za obszar, dla którego konieczne jest obniżenie emisji siarki (ang. SECA – *Sulphur Emission Control Area*) – pociąga za sobą konieczność rezygnacji z dotychczasowego, zasiarczonego paliwa żeglugowego i zastąpienia go na przykład metanolem.

Potencjalna ilość metanolu i/lub DME, jaka mogłaby być wyprodukowana, stanowiłaby jedynie niewielki ułamek potencjalnego popytu na nowe paliwo żeglugowe na obszarze Bałtyku, szacowanego na poziomie 5,6 mln ton metanolu lub 4,1 mln ton DME na rok. Należy przy tym pamiętać, że w krajach leżących nad Bałtykiem dotychczasowe moce produkcyjne metanolu wynoszą około 4 mln ton rocznie i są zlokalizowane poza obszarem przylegającym do Bałtyku (środkowe Niemcy, Holandia, Norwegia, Rumunia) oraz, że praktycznie brak jest w Europie produkcji DME na skalę umożliwiającą zaspokojenie jakichkolwiek potrzeb w zakresie paliwa żeglugowego.

Eter DME można mieszać zarówno z olejem napędowym (w relacji ON/DME: 70%/30%, objętościowo), jak i z LPG (w relacji LPG/DME: 80%/20%, objętościowo), a taka mieszanka nie wymaga żadnych zmian w silnikach samochodowych. Zarówno olej napędowy, jak i LPG są na polskim rynku towarem deficytowym. Uwzględniając całkowitą wielkość konsumpcji oleju napędowego i LPG (odpowiednio 13,4 oraz 4,2 mln m³), wykorzystanie możliwości blendowania paliw z olejem napędowym mogłoby teoretycznie wyeliminować import tego paliwa i znacząco zredukować import LPG.

Reasumując: w perspektywie kilku lat obiecująca wydaje się ekspansja w obszarach: paliwa dla żeglugi bałtyckiej (metanol i DME) oraz DME jako dodatku do oleju napędowego i LPG.

2.3. Kierunek: produkcja olefin – MTO

Porównanie wielkości produkcji olefin na osobę w Polsce i w „starych” krajach członkowskich Unii Europejskiej wskazuje na istnienie dużej luki popytowej w Polsce, która dzisiaj jest z jednej strony zapełniana importem produktów końcowych, a z drugiej – nie pozwala na rozwinięcie się w Polsce nowoczesnych gałęzi przemysłu.

Jeżeli porównamy wielkość produkcji etylenu i propylenu w Europie Zachodniej i w Polsce, to ujawni nam się „luka olefinowa” po stronie produkcyjnej, jaka występuje w naszym kraju.

Przeprowadzone szacunki (Opracowanie... 2011) wskazują, iż teoretycznie już dziś na polskim rynku brakuje prawie 1,2 mln ton olefin (638 tys. ton etylenu i 554 tys. ton propylenu). Wielkość interesująca z punktu widzenia każdego potencjalnego producenta.

Należy jednak zauważyć, że obecnie budowane zakłady bazujące na technologii MTO, z uwagi na optymalizację efektywności operacyjnej, mają zdolności produkcyjne rzędu 500 tys. ton olefin rocznie, czemu odpowiada zapotrzebowanie na 1 mln ton metanolu rocznie.

2.4. Kierunek: produkcja benzyn – MTG

Z uwagi na praktyczny brak zastosowań przemysłowych ten kierunek nie jest rekomendowany.

3. Instalacja produkcji metanolu z koksu naftowego – koncepcja

Przyjęto, że metanol syntezowany będzie z gazu procesowego otrzymanego poprzez zgazowanie mieszaniny koksu oraz węgla w procesie Shell Coal Gasification Process (*SCGP Bottom Quench*) oraz schłodzonego, oczyszczonego i skonwertowanego w ciągu technologicznym procesów, przedstawionych na rysunku 1.

Założono lokalizację instalacji na terenie (lub w pobliżu) Rafinerii Gdańskiej, która jako jedyny w chwili obecnej producent koksu naftowego (w instalacji opóźnionego koksovania) została przyjęta jako hipotetyczny dostawca tego paliwa. Przyjęto także, że węgiel kamienny do instalacji zgazowania dostarczany byłby transportem kolejowym (z kopalń krajowych lub z Ukrainy) lub ewentualnie morskim (import).

Symulację procesu zgazowania mieszanki koksu rafineryjnego i węgla przeprowadzono na podstawie modelu procesowego opracowanego przy użyciu programu komputerowego ChemCAD. W efekcie otrzymano parametry poszczególnych strumieni procesowych oraz bilans masy i energii instalacji produkcyjnej. Do wyliczeń przyjęto koks rafineryjny oraz węgiel kamienny o parametrach (zawartość popiołów, temperatura topnienia i płynięcia popiołów) nierodzących żadnych wątpliwości co do możliwości ich zastosowania w reaktorach dyspersyjnych (tab. 3).

Do obliczeń przyjęto instalację przetwarzającą wsad około 530 tys. ton paliwa i 45 tys. ton dolomitu, z czego 320 tys. ton przypada na suchy koks naftowy (360 tys. ton/rok w stanie roboczym), a 210 tys. ton na suchy węgiel kamienny (226 tys. ton/rok w stanie roboczym). Uzyskana wielkość produkcji to rocznie około 490 tys. ton metanolu oraz 11,6 tys. ton siarki (28,5 tony/dobę). Wielkość emisji dwutlenku węgla wynosi około 750 tys. ton na rok. Instalacja ma nominalną moc termiczną brutto na wejściu równą 615 MW. Bilans energii elektrycznej netto wynosi -51,3 GWh – co przekładając na moc oznacza konieczność doprowadzenia z zewnątrz około 6,5 MW mocy.

TABELA 3. Charakterystyka właściwości koksu naftowego w porównaniu do węgla kamiennego przyjętego do analizy

TABLE 3. Pet-coke parameters compared to selected steam coal parameters

Parametr	Oznaczenie	Jedn.	Węgiel kamienny	Koks naftowy
Zawartość wilgoci	Wrt	%	10,0	11,6
Zawartość wilgoci	Wa	%	4,2	0,3
Zawartość popiołu	Aa	%	5,6	0,2
Części lotne	Va	%	33,22	10,76
Części lotne	Vdaf	%	36,83	10,81
Zawartość węgla	Cat	%	73,9	88,3
Zawartość wodoru	Hat	%	4,39	3,78
Zawartość siarki	Sat	%	0,65	3,69
Zawartość siarki	SaA	%	0,17	0,01
Zawartość siarki	SaC	%	0,48	3,68
Zawartość azotu	Nat	%	1,15	1,67
Zawartość tlenu	Oad	%	10,28	2,06
Ciepło spalania	Qas	J/g	29 384	36 182
Wartość opałowa	Qai	kJ/kg	28 323	35 349
Wartość opałowa	Qri	kJ/kg	26 460	31 066
Analiza popiołu				
Zawartość tlenku disodu	Na ₂ O	%	b.d.	1,61
Zawartość tlenku di potasu	K ₂ O	%	b.d.	0,55
Zawartość arsenu	As	mg/kg	b.d.	0,537
Zawartość kadmu	Cd	mg/kg	b.d.	0,024
Zawartość kobaltu	Co	mg/kg	b.d.	0,749
Zawartość chromu	Cr	mg/kg	b.d.	0,499
Zawartość miedzi	Cu	mg/kg	b.d.	0,731
Zawartość manganu	Mn	mg/kg	b.d.	1,28
Zawartość molibdenu	Mo	mg/kg	b.d.	2,90
Zawartość niklu	Ni	mg/kg	b.d.	218
Zawartość ołowiu	Pb	mg/kg	b.d.	4,66
Zawartość antymonu	Sb	mg/kg	b.d.	<0,800
Zawartość wanadu	V	mg/kg	b.d.	807
Zawartość cynku	Zn	mg/kg	b.d.	8,28
Zawartość rtęci	Hg	ppm	b.d.	0,005

4. Ekonomia produkcji metanolu z koksii naftowego

Analiza ekonomiki produkcji metanolu poprzez zgazowanie mieszaniny koksii naftowego i węgla została przeprowadzona na podstawie modelu finansowego, pozwalającego na wielowariantowe porównywanie wyników zgazowania koksii naftowego i węgla, obliczanie podstawowych parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia i prowadzenie wielowymiarowej analizy wrażliwości.

Założenia do modelu ekonomiki produkcji metanolu z koksii rafineryjnego i węgla kamiennego podzielono na:

- ◆ Założenia cenowe dotyczące cen rynkowych (produktów, surowców wsadowych, mediów, chemikaliów i katalizatorów wykorzystywanych w procesach oczyszczania i konwersji), rynkowych poziomów kosztów logistyki oraz kosztów emisji (CO₂, SO_x, NO_x, pyłów).
- ◆ Założenia kosztowe dotyczące poziomu pozostałych kosztów operacyjnych, min. wynagrodzenia, kosztów remontów, kosztów podatków i opłat lokalnych, ubezpieczeń oraz pozostałych kosztów stałych.
- ◆ Założenia makroekonomiczne – aby uniknąć perturbacji związanych z prognozowanym poziomem kursów walutowych, inflacji itp., całość wyliczeń prowadzona jest w cenach stałych, wyrażonych w amerykańskich dolarach (poziom realny z roku 2014). Wybór USD jako waluty obliczeniowej jest podyktowany tym, że niemal wszystkie dostępne kwotowania i prognozy cen produktów, surowców, chemikaliów oraz wielkości nakładów inwestycyjnych są wyrażone właśnie w tej walucie.
- ◆ Założenia dotyczące kosztów inwestycyjnych, które obejmują:
 - ◆ Indeks zmian poziomu kosztów inwestycyjnych dla projektów petrochemicznych i chemicznych (w cenach realnych z 2014).
 - ◆ Nakłady inwestycyjne na poszczególne kluczowe składniki instalacji (ISBL i OSBL) składające się na całość zakładów w rozbiciu na koszty wyposażenia, koszty materiałów, koszty pracy, projektowania i nadzoru oraz rezerw na nieprzewidziane wydatki (ryzyko procesowe i projektowe) składające się na całkowity koszt instalacji – *Total Plant Cost* – TPC.
 - ◆ Dodatkowe koszty składające się na całkowite poniesione nakłady inwestycyjne bez odsetek od finansowania w trakcie projektu.
 - ◆ Koszty odsetek od finansowania dłużnego w trakcie budowy (doliczane do wielkości inwestycji) – konstytuujące tzw. całkowite poniesione wydatki inwestycyjne – *Total As Spent Cost* (TASC) i stanowiące bazę amortyzacji.
- ◆ Założenia produkcyjne obejmujące oprócz opisywanych bilansów materiałowych i energetycznych także wielkości zużycia chemikaliów i katalizatorów, wielkości zatrudnienia oraz rodzajów, częstotliwości i sposobu rozliczenia kosztów remontów.
- ◆ Założenia dotyczące wielkości i sposobu wyliczenia (podstawy odniesienia) dla kapitału obrotowego: należności, zapasy surowców wsadowych i produktów oraz zobowiązania.

- ◆ Założenia do projekcji finansowych i wyceny, w tym: struktura finansowania inwestycji, marża oprocentowania kredytu dodawana do stopy wolnej od ryzyka, minimalny wymagany poziom gotówki w przedsiębiorstwie, założenia dla wyliczenia średnioważonego kosztu kapitału (WACC) i kosztu kapitału własnego z modelu CAPM (beta, premia za ryzyko kraju itd.), stopy wzrostu wolnych przepływów gotówkowych po okresie prognozy, stopa do dyskonta na potrzeby obliczeń wskaźnika NPV oraz stopy do finansowania strumienia i reinwestycji na potrzeby obliczeń wskaźnika MIRR, założenia odnośnie metodyki wyceny związane z wyborem okresu dyskontowania wolnych przepływów gotówkowych (koniec czy środek okresu oraz użytego WACC (netto czy brutto).
- ◆ Elementy decyzyjne związane z możliwymi scenariuszami do wyboru:
 - ◆ Czy korzystamy z węgla z pochodzącego z polskich kopalń czy z importu?
 - ◆ Opcji rozliczenia kosztów emisji dwutlenku węgla:
 - Poprzez pełne opłaty za emisję (100% praw nabywanych na aukcjach po cenach rynkowych).
 - Poprzez uzyskanie darmowych przydziałów praw do emisji w ramach ochrony wrażliwych przemysłów przed migracją emisji (*carbon leakage*) wraz z estymowanym poziomem (%) ilości tych praw w stosunku do rzeczywistych emisji.
 - Poprzez budowę instalacji do wychwytu i składowania CO₂.
 - ◆ Sposobu ujęcia w rozliczeniach kosztów remontów – koszty operacyjne czy inwestycyjne?
 - ◆ Rozliczenia VAT – kwartalnie czy miesięcznie.

Podstawową wersją założeń do modelu ekonomiki produkcji metanolu jest tzw. analiza scenariuszowa, która opiera się na indywidualnych (ale mających wspólne podstawy czy źródła) prognozach ścieżek cenowych i kosztowych poszczególnych elementów. W efekcie każdy z czynników przychodowych czy kosztowych (przynajmniej tych ważniejszych) zmienia się w czasie w trakcie projekcji. Uzyskuje się przez to pełniejszy, bardziej złożony, ale przez to bardziej wiarygodny obraz przyszłej ekonomiki całego przedsięwzięcia.

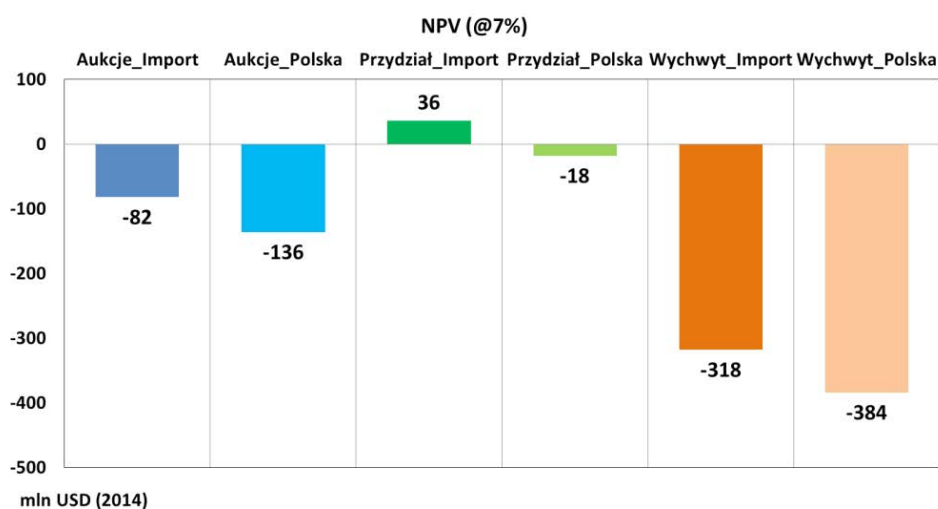
Z drugiej strony takie podejście utrudnia nieco analizę wrażliwości, gdyż indywidualna zmienność każdego z parametrów wpływa na siłę oddziaływania zmian analizowanego czynnika poddanego badaniom wrażliwości – innymi słowy zmiana wyniku finansowego na skutek np. podniesienia cen surowców wsadowych może być wzmocniona lub osłabiona prognozowaną dla tego okresu zmianą cen metanolu czy cen uprawnień do emisji. Dlatego aby zbadać wpływ poszczególnych, kluczowych dla opłacalności projektu czynników na zasadzie *ceteris paribus* przygotowaliśmy (w tym samym, w sensie konstrukcji, modelu) wariant w cenach i kosztach constans wszystkich czynników produkcji, a także założeń makro i indeksu kosztów inwestycyjnych. Dla wszystkich wielkości przyjęto wartości z roku 2015 (aktualne), z wyjątkiem cen uprawnień do emisji CO₂ – dla których przyjęto stałą wielkość odpowiadającą średniej wartości tego parametru dla całego okresu prognozy z analizy scenariuszowej. Ten wariant pozwoli zbadać siłę oddziaływania poszczególnych elementów na ekonomikę całego projektu bez zniekształceń wywołanych zmiennością pozostałych składowych.

Głównym źródłem prognoz cenowych jest scenariusz bazowy rozwoju rynku energetycznego opracowany przez IHS Energy – tzw. scenariusz Rivarly z sierpnia 2015 roku, który wyzna-

cza wartości podstawowych czynników makroekonomicznych, cen referencyjnych surowców (używanych min. do prognoz ceny metanolu czy węgla w Polsce) oraz cen praw do emisji CO₂. Na tej samej podstawie prognostycznej zbudowane są prognozy cen węgla na rynkach światowych, kosztów frachtu węgla, cen koksu rafineryjnego (dla regionu Zatoki Meksykańskiej) oraz indeksu kosztów inwestycyjnych dla petrochemii i chemii. W ten sposób mamy wspólną „bazę” dla zbudowania w miarę spójnego i wiarygodnego scenariusza cenowego dla całego okresu prognozy obejmującego lata 2016–2040, na który składają się pięć lat hipotetycznej budowy instalacji oraz dwadzieścia lat jej eksploatacji (w praktyce do pełnego zamortyzowania).

Analizą objęto sześć możliwych kombinacji opcji strategicznych, obejmujących zagospodarowanie („Wychwył”) i koszty emisji CO₂ (zakup uprawnień do emisji – „Aukcje” lub ich „Przydział”) oraz źródło węgla („Import” lub „Polska”) dla obu wariantów cenowych – scenariusza zmiennych cen, parametrów kosztowych i makroekonomicznych oraz wariantu constans dla tych wielkości. Przedstawione rozwiązania i obliczenia mają charakter wstępny.

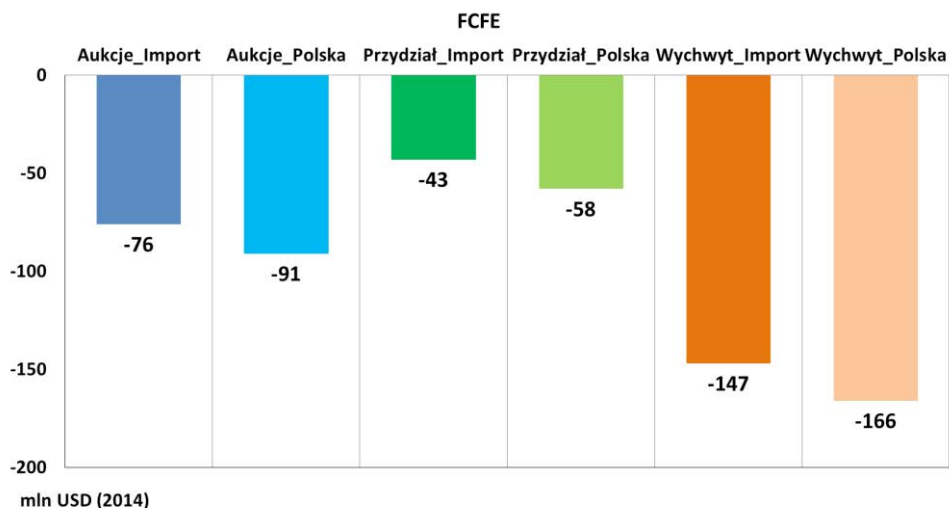
W sumie otrzymano dwanaście potencjalnych zestawów wyników ekonomicznych zawierających wybrane kategorie wyników finansowych (przychody, EBITDA, zysk operacyjny i zysk netto) w wybranych okresach rocznych (co pięć lat) oraz wyliczane wartości wyceny metodą FCFE, wskaźnik NPV (przy 7% stopie dyskonta) oraz wskaźnik IRR. Wartości dla scenariusza zmiennych cen zaprezentowano na rysunkach 3 i 4.



Rys. 3. Wartość wskaźnika NPV dla opcji strategicznych w scenariuszu zmiennych cen, parametrów kosztowych i makroekonomicznych

Fig. 3. NPV value for strategic options in scenarios of price, cost, and macroeconomic variables

Przy założeniu, że opcja nabycia całości praw do emisji CO₂ jest wariantem bazowym, to niezależnie od źródła pochodzenia węgla projekt produkcji metanolu poprzez zgazowanie mieszanki koksu naftowego i węgla jest nieopłacalny ekonomicznie.



Rys. 4. Wartość wyceny metodą *Free Cash Flow to Equity* (dla właściciela) w scenariuszu zmiennych cen, parametrów kosztowych i makroekonomicznych

Fig. 4. Free Cash Flow to Equity valuation in the scenario of variable prices, cost and macroeconomic parameters

W wypadku konieczności nabycia 100% praw EUA na aukcji, wycena dla potencjalnego inwestora jest ujemna (ok. minus 75 mln USD dla importu i ok. minus 90 mln USD dla węgla z kraju). W tym przypadku nawet 30% (średnio) spadek prognozowanych cen węgla z Polski (i proporcjonalnie koksu) nie prowadzi do uzyskania pozytywnych wyników wskaźnika NPV – co oznacza, że zastosowanie nawet najgorszej jakości miałów (jeżeli byłoby to technicznie możliwe) nie doprowadza w tym wariantcie do poziomu *break-even*.

Dla węgla z importu ponad 25% obniżka cen (także koksu) daje taką szansę, ale jest to raczej mało prawdopodobne. Czynnikiem mocno poprawiającym ekonomikę (wskaźnik NPV) są natomiast wzrosty cen metanolu (6–7% średnio w okresie dla węgla z importu i 11–12% z Polski) oraz spadek kosztów inwestycyjnych o około 10% dla wsadu z importu i około 16–17% dla surowca z Polski. Możliwość wpływania na poziom cen metanolu jest żadna, ale odpowiednia optymalizacja nakładów inwestycyjnych (przy założonym $\pm 30\%$ marginesie błędzie oszacowania wielkości nakładów inwestycyjnych) może być wykonalna.

Zdecydowanie lepsze, dla wskaźnika NPV, nawet dodatnie wyniki przynosi wariant z uzyskaniem około 77% przydziału na bezpłatne emisje. Wartość IRR wynosi 8,1% dla węgla z importu i około 6,5% dla węgla z Polski jako drugiego paliwa wsadowego. Przy wzroście cen metanolu nieco ponad 12 albo około 15% spadku nakładów inwestycyjnych pozytywne wartości osiąga także wycena dla potencjalnych inwestorów (przy importowanym węglu).

Natomiast budowa dodatkowych instalacji do wychwytu i składowania dwutlenku węgla prowadzi do ujemnych wyników nie tylko w sensie ekonomicznym, ale także księgowym i nie powinna być raczej rozważana jako sensowna alternatywa.

Dla negatywnych w sensie ekonomicznym opcji ze 100% nabywaniem uprawnień do emisji wnioski płynące z analizy wrażliwości są następujące:

- ◆ Surowce wsadowe – koks rafineryjny i węgiel nawet przy 20–30-procentowej obniżce cen w stosunku do aktualnego, niskiego poziomu cen i tak nie poprawią ujemnej ekonomiki produkcji. Dopiero ceny węgla na poziomie 20–30 USD/tonę mogłyby (gdyby było to możliwe) doprowadzić do osiągnięcia progu rentowności przy zachowaniu pozostałych parametrów niezmiennych.
- ◆ Podobnie wyglądają możliwości osiągnięcia progu *break-even* poprzez zmiany cen uprawnień do emisji, co prawda w przypadku wariantu z importowanym węglem ceny *break-even* są zbliżone do aktualnych wartości, ale nikt nie zakłada, iż taki poziom utrzyma się za pięćdziesiąt lat przy konsekwentnie realizowanej polityce klimatycznej Unii Europejskiej.
- ◆ Czynnikiem zewnętrznym, który może najbardziej poprawić opłacalność produkcji metanolu poprzez zgazowanie koksu naftowego i węgla, są wzrosty cen metanolu na rynku europejskim do wartości 440–460 USD/tonę (ok. 9–14%) w ujęciu realnym (2014). Nie jest to pułap niemożliwy do uzyskania – w okresie 2011–2014 średnie wartości cen metanolu w kontraktach (FOB NWE) były powyżej wyznaczonego progu.
- ◆ Elementem, który może najbardziej przyczynić się do poprawy ekonomiki produkcji, a zarazem jest przynajmniej częściowo kontrolowalny przez potencjalnych inwestorów jest wielkość nakładów inwestycyjnych. Redukcja kosztów inwestycyjnych o około 12–14% dla wariantu z cenami importowanego węgla albo 17–19% dla cen z polskiego rynku może przyczynić się do osiągnięcia progu rentowności nawet przy 100-procentowym koszcie praw do emisji.

Najważniejszym aspektem pozostaje jednak uzyskanie możliwie największej (optymalnie 77% i więcej) ilości darmowych uprawnień do emisji, co pozwala nie tylko osiągać w obecnych warunkach cenowych dodatnią ekonomikę produkcji, ale daje też, przynajmniej dla wariantu z importowanym węglem, pewien margines bezpieczeństwa w stosunku do aktualnych wartości cenowych czy estymowanych nakładów inwestycyjnych. I tak dla wskaźnika wyceny FCFE:

- ◆ Ceny węgla (z importu) oraz koksu rafineryjnego mogą wzrosnąć realnie o około 10,6% w stosunku do aktualnych poziomów (pozostałe parametry bez zmian).
- ◆ Ceny metanolu mogą spaść o 2% do wielkości około 397 USD/tonę.
- ◆ Koszty praw do emisji mogą wzrosnąć do poziomu 49 €/tonę (realnie).
- ◆ Całkowity koszt inwestycyjny może wzrosnąć o prawie 2,9%.

Można zatem stwierdzić, że dla opłacalności projektu produkcji metanolu poprzez zgazowanie węgla i koksu naftowego najważniejsze jest uzyskanie darmowych uprawnień do emisji (optymalnie 77% lub więcej) oraz możliwie największa redukcja kosztów inwestycyjnych w stosunku do aktualnych predykcji. Nie gwarantuje to jednakże sukcesu przedsięwzięcia w przypadku znaczących spadków cen metanolu poniżej wartości prognozowanych w scenariuszu zmiennych cen.

Praca wykonana w ramach projektu badawczego nr 11.17.012 pt.: „Rozwój i udoskonalenie modeli procesowych układów produkcji chemikaliów i energii wraz z bazami danych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych technologii zgazowania węgla i wykorzystania gazu syntezowego na potrzeby produkcji paliw i chemikaliów”, finansowanego ze środków Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego w ramach dotacji na utrzymanie potencjału badawczego.

Literatura

- CHMIELNIAK, T., 2014. *Badania symulacyjne technologii wytwarzania wodoru w aspekcie emisji CO₂ w cyklu – wydobywanie, transport i przetwórstwo węgla*. Gliwice: Wyd. Politechniki Śląskiej, ISBN: 978-83-7880-143-6.
- HIGMAN, Ch. 2014. State of the Gasification Industry: Worldwide Gasification Database 2014 Update, Gasification Technologies Conference Washington, DC.
- MURTHY i in. 2014 – MURTHY, B.N., SAWARKAR, A.N., DESHMUKH, N.A., MATHEW, T. i JOSHI, J.B. 2014. Petroleum Coke Gasification: A Review. *The Canadian Journal of Chemical Engineering* 92 (3).
- Opracowanie własne ISE na podstawie danych APPE, GUS, Eurostat oraz E. Rejewska, P. Rejewski „Program rozwoju strategicznego przemysłu chemicznego w Polsce do 2020 r.”, PIPC 2011.

Joanna BIGDA, Józef POPOWICZ, Jarosław ZUWAŁA, Andrzej SIKORA, Marcin KRUPA

Analysis of the possibility of using a petroleum coke and coals mixture for methanol production under Polish conditions

Abstract

The paper presents the concept of using petroleum coke to produce methanol in the process of co-gasification with steam coal. Petroleum coke is a final carbon-rich solid material that is derived from oil refining in delayed coking installations and can be used either for energy generation purposes or after calcination in electrode industry.

Existing technologies and installations for converting petroleum coke into synthesis gas for the production of methanol and electricity have been discussed. Opportunities for the development of the methanol market in Poland for the production of chemicals, fuel, fuel additives, olefins and gasoline were presented. The concept of the installation for the production of methanol from petroleum coke was evaluated and the calculation model was built enabling the input-output parameters of such an installation to be obtained.

Using the obtained results, an economic model has been built and the economic feasibility was assessed in order to determine the profitability of methanol production from petroleum coke for different coal supply scenarios as well as the costs of CO₂ emissions. It has been found that the profitability of the methanol production through petroleum coke gasification is only possible with free CO₂ emission allowances and a reduction in investment costs compared to current forecasts. However, it still does not guarantee the success of the project in the case of significant falls in methanol prices below those forecasted in price variability scenarios.

KEYWORDS: petroleum coke, gasification, methanol, economic effectiveness