

Artur Antosz, Halina Syrek
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Emisje gazów cieplarnianych w procesach wydobywania i transportu ropy naftowej

Wstęp

Ramowa konwencja w sprawie zmian klimatu (*United Nations Framework Convention on Climate Change*), która odbyła się w Rio de Janeiro w 1992 r., zobowiązała jej sygnatariuszy do opracowania i wdrożenia strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych w swoich krajach, a także do stworzenia mechanizmów ekonomicznych i administracyjnych dla wdrożenia i kontroli tych strategii [15]. Owocem III Konferencji Stron Konwencji w 1997 r. był protokół z Kioto, w którym przyjęto konkretne zobowiązania stron do ograniczania lub redukcji emisji GHG, a także sformułowano zapisy dotyczące mechanizmów wspomagających realizację tych zobowiązań [11]. Na bazie powyższych aktów prawnych opracowany został Europejski Program Zmian Klimatu (*European Climate Change Programme*), którego celem jest koordynacja działań państw członkowskich w kierunku redukcji emisji GHG [6].

W ramach wdrażania i rozwoju mechanizmów wspomagających, na poziomie prawodawstwa UE uchwalono *Dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r.*, wprowadzającą zasady funkcjonowania systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie [7].

Kolejnym krokiem w kierunku ograniczania emisji gazów cieplarnianych było przyjęcie *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.*, zmieniającej dyrektywę 98/70/WE w zakresie wymagań jakościowych dla paliw silnikowych oraz wprowadzającej mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych z produkcji paliw silnikowych w całym cyklu ich życia. Zgodnie z założeniami dyrektywy, emisja gazów cieplarnianych rozumiana jest jako suma całkowitych emisji netto CO₂, CH₄ i N₂O, które można

przypisać paliwu (także wszystkim koproduktom w nim zawartym) lub dostarczonej z tego paliwa energii [8].

Zgodnie z postanowieniami dyrektywy 2009/30/WE państwa członkowskie zobowiązane są do systematycznego weryfikowania oraz ograniczania emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia paliwa, tak aby w roku 2020 osiągnąć poziom emisji GHG o 10% mniejszy niż w roku 2010, przyjętym jako bazowy. Podstawowym celem Wspólnoty jest redukcja emisji GHG o 6% w oparciu o zastosowanie metod efektywnego wykorzystywania energii oraz poprzez wprowadzenie określonej puli biopaliw do całkowitej masy wytwarzanych paliw silnikowych. Redukcja emisji GHG o dalsze 4% ma polegać na zastosowaniu alternatywnych źródeł energii, technologii wychwytywania i składowania emitowanego ditlenku węgla (technologia CCS) lub zastosowaniu mechanizmu wspomagającego, polegającego na zaliczeniu w poczet redukcji emisji GHG w danym kraju inwestycji dokonanych w tym zakresie w innym kraju zobowiązanym do ograniczania emisji lub w kraju rozwijającym się nieposiadającym zobowiązań.

Do oszacowania emisji GHG w cyklu życia paliw silnikowych wykorzystuje się znormalizowaną metodykę oceny cyklu życia (LCA) [13, 14], pozwalającą na obliczenie całkowitego zużycia energii, wody i paliw kopalnych oraz umożliwiającą dokonanie oceny wpływu na środowisko, w tym generowanych emisji gazów do atmosfery, dla konkretnych produktów lub konkretnej działalności (produkcja, usługi), w ujęciu „od kołyski aż po grób”.

Według GREET (*Greenhouse Gas Regulated Emissions and Energy Use In Transportation*) cykl życia paliw silnikowych obejmuje następujące pięć etapów [12]:

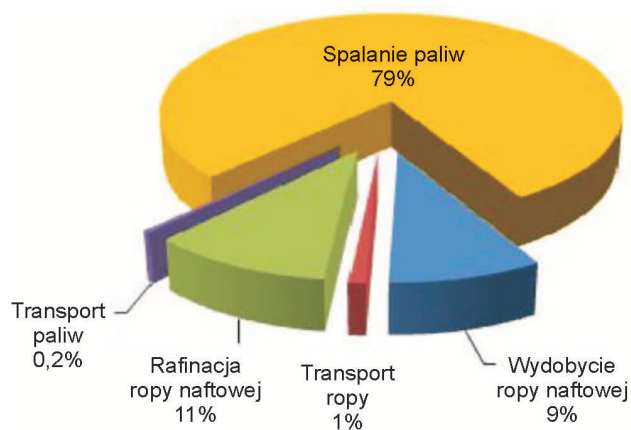
- wydobywanie ropy naftowej,

- transport surowca do rafinerii,
- produkcję paliw w rafinerii,
- magazynowanie oraz transport paliw do baz i stacji paliw,
- spalanie paliw w silnikach pojazdów drogowych i maszynach.

Ponieważ paliwa ulegają całkowitemu zużyciu w eksploatacji, w ocenie ich cyklu życia nie występuje etap gromadzenia i przeróbki odpadów.

Każdy z etapów cyklu życia paliw silnikowych powoduje zużycie określonej ilości energii oraz generuje określoną emisję gazów cieplarnianych. Zgodnie z wynikami licznych badań i studiów LCA, etap spalania wytworzonych paliw silnikowych w transporcie powoduje około 90% całkowitej emisji w cyklu życia paliw. Na rysunku 1 przedstawiono graficznie udział procentowy poszczególnych etapów

cyklu życia paliw silnikowych w całkowitej emisji GHG, wyrażanej w g CO₂ eq/MJ energii zawartej w paliwie [12].



Rys. 1. Emisja gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw silnikowych [12]

Emisja GHG na etapie wydobywania ropy naftowej

Wielkość emisji gazów cieplarnianych generowanej w fazie wydobywania ropy naftowej zależy od ośmiu głównych parametrów [3]:

- czasu eksploatacji pola naftowego,
- stosunku objętości rozpuszczonego gazu złożowego do ilości wydobytej ropy,
- głębokości szybu,
- ciśnienia wydobywania,
- lepkości ropy naftowej,
- ciężaru właściwego ropy według American Petroleum Institute (API), pozwalającego na szybkie zdiagnozowanie, czy ropa jest „lekka”, czy „ciężka”,
- typu wydobywanego surowca (konwencjonalne ropy, piaski roponośne, inne surowce),
- sposobu wydobywania ropy naftowej (na lądzie, na morzu, metodą odkrywkową itp.).

Wyższe wartości stosunku objętości rozpuszczonego gazu do ilości wydobywanej ropy naftowej mogą, w warunkach standardowych (GOR), prowadzić do zwiększenia produkcji złożowego gazu ziemnego. Gaz ten można zagospodarować do celów energetycznych w miejscu wydobywania, eksportować, poddać procesom spalania w pochodni i/lub dokonać bezpośredniego zrzutu do atmosfery. W przypadku gdy gaz jest spalany

lub podlega zrzutowi do atmosfery, emisja gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw silnikowych znacznie wzrasta.

Czas eksploatacji złoża ropy naftowej odgrywa ważną rolę w emisji gazów cieplarnianych, ponieważ spadek produkcji ropy naftowej z pól częściowo wyeksploatowanych wymaga użycia energochłonnych technik ekstrakcji.

Cięższe ropy naftowe wymagają więcej energii dla ich wydobywania, transportu, a także doskonalenia technik wydobywania. Emisje gazów cieplarnianych z cięższych rop naftowych są zatem większe od emisji z rop lekkich.

Surowe ropy naftowe o większej lepkości wymagają więcej energii do pompowania i transportu rurociągiem niż ropy mniej lepkie.

Eksploatacja starszych pól naftowych wykazuje tendencje do spadku początkowego ciśnienia złoża i wymaga odpowiedniej interwencji technicznej, np. zastosowania wtrysku wody i/lub gazu. Natomiast typ pola naftowego: lokalizacja na lądzie, na morzu, górnictwo odkrywkowe, stosowanie termicznego wspomaganie wydobywania ropy itp., określa rodzaj wymaganej infrastruktury i związanej z nią ilości zużywanej energii. Ma to bezpośredni wpływ na wielkość emisji gazów cieplarnianych podczas całego cyklu wydobywania ropy naftowej.

Spalanie w pochodniach i bezpośrednie zrzuty gazu złożowego do atmosfery

Procesy spalania gazu złożowego w pochodniach oraz zrzuty gazu do atmosfery są ważnym źródłem emisji gazów cieplarnianych z pól naftowych. Zrzut jest celowym

uwolnieniem gazu, względnie części gazu, która nie została spalona w pochodni. Sprawność spalania w pochodniach jest mniejsza niż 100%, co oznacza, że w gazach znajdują

się pewne ilości niespalonego metanu i innych węglowodorów o większej cząsteczce.

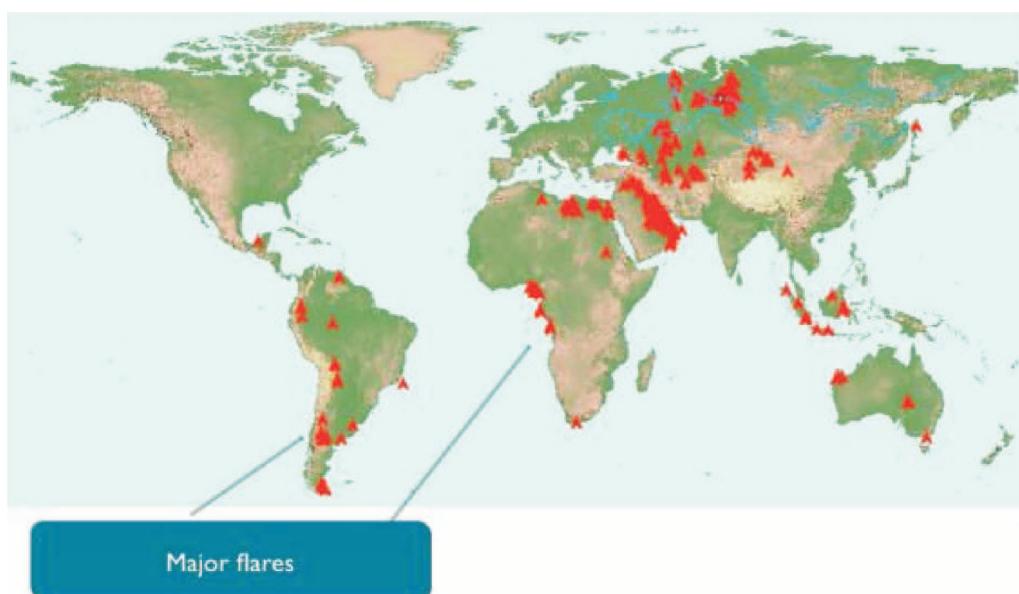
Podczas spalania gaz o wyższej zawartości energii na jednostkę objętości produkuje więcej gazów cieplarnianych. Na przykład gaz z rosyjskich pól naftowych zawiera średnio 60% węglowodorów o większej cząsteczce niż metan, dlatego emituje co najmniej 50% więcej CO₂ niż ta sama objętość gazu z odwiertów w Stanach Zjednoczonych, zakładając, że cały gaz jest spalany całkowicie [3].

Na podstawie danych z satelity (np. NOAA – *US National Oceanic and Atmospheric Agency*) można wywnioskować, na których polach naftowych stosuje się spalanie w pochodniach i/lub system zrzutu, oraz potwierdzić obecność lub brak infrastruktury. Do przeprowadzania szacunków objętości spalanych gazów można również wykorzystać krajowe wskaźniki emisji gromadzone np. przez GGFR i Bank Światowy [3].

Na rysunku 2 przedstawiono światowe obszary wydobywania ropy naftowej będące zarazem największymi skupiskami spalarni gazu złożowego [5].

W zakresie możliwości zmniejszania emisji GHG związanej ze spalaniem gazu złożowego istnieje kilka rozwiązań technicznych, odpowiednich dla konkretnych dostawców ropy naftowej, a mianowicie:

- powtórne wstrzykiwanie gazu do odwiertów w celu zwiększenia odzysku ropy naftowej lub maksymalizacji odzysku składników ciekłych w przypadku gazu mokrego (Algieria),
- łączenie zasobów gazu kierowanego do pochodni i budowa instalacji do produkcji gazu skroplonego wraz z terminalem eksportowym (Angola, Kamerun, Nigeria),
- budowa instalacji chemicznych w pobliżu pola wydobycia, do produkcji paliw ciekłych takich jak: GTL, DME, LPG lub metanol,
- zagospodarowanie gazu w siłowniach poprzez zastosowanie turbin gazowych (Rosja), silników gazowych (Egipt) lub mikroturbin.
- Dla realizacji tego typu projektów stosowane są zachęty fiskalne, polegające na nakładaniu kar finansowych i wprowadzaniu do prawa krajowego możliwości udzielania pożyczek lub gwarancji przez Bank Światowy. Podobnie kraje uczestniczące w mechanizmach czystego rozwoju (CDM) dla redukcji swoich kosztów, a tym samym dla korzyści środowiska, mogą sprzedać swoje projekty redukcji spalania gazu w pochodniach – jeśli zostały one uprzednio zweryfikowane – krajom szukającym rekompensaty swoich nadwyżek emisji GHG [3].



Rys. 2. Największe obszary wydobywania ropy naftowej i spalania gazu złożowego na świecie [5]

Emisja lotna

Emisja lotna (utajona) jest emisją niecelową i niekontrolowaną, powstającą na zaworach oraz uszczelkach urządzeń i aparatury. Jest trudna do oszacowania. W praktyce dla oceny tej emisji korzysta się ze wskaźników oszacowanych

przez Kanadyjskie Stowarzyszenie Producentów Naftowych (CAPP), amerykańską Agencję Ochrony Środowiska (EPA) oraz Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy i Gazu (OGP) [3, 5].

Według danych satelitarnych udostępnionych przez NOAA, w 2006 r. w krajach produkujących ropę (produkcji światowi) spalono około 170 mld m³ gazu złożowego, towarzyszącego wydobyciu ropy. Jest to ilość równoważna wielkości 27% rocznego zużycia gazu ziemnego

w USA lub 5,5% całkowitego światowego wydobycia gazu ziemnego w ciągu roku. Jeżeli gaz ten zamiast spalania zostałby sprzedany w Stanach Zjednoczonych, jego całkowita wartość na rynku amerykańskim wyniosłaby około 40 miliardów dolarów [3].

Emisja GHG z transportu ropy do rafinerii

Wielkość emisji gazów cieplarnianych z transportu ropy naftowych do rafinerii jest funkcją głównie trzech parametrów:

- odległości pomiędzy polami naftowym a rafinerią,
- gęstości ropy,
- rodzaju zastosowanego transportu.

Ropy z Afryki i Bliskiego Wschodu transportowane są do Europy tankowcami transoceanicznymi o dużych pojemnościach, pokonującymi znaczne odległości bez zawijania do portów. Ropy norweskie z Morza Północnego transportowane są z zastosowaniem mniejszych tankowców,

o typowej ładowności ok. 88 tys. ton (tj. pojemności około 100 tys. m³), które poruszają się na krótszych odcinkach, często zawijając do portów. Natomiast ropy z Rosji, Azerbejdżanu i Kazachstanu przesyłane są głównie rurociągami lądowymi. Każdy rodzaj transportu ropy naftowych do Europy generuje inne wielkości emisji gazów cieplarnianych, wyrażane w kg CO₂ eq/tkm (tonokilometr) [12].

W tabelicy 1 scharakteryzowano poszczególnych producentów ropy naftowej (kraje) pod względem ilości gazu spalanego w pochodniach na polach naftowych, wielkości wydobycia oraz wskaźników emisji CO₂ [3].

Tablica 1. Ilości gazu spalanego w pochodniach oraz wskaźniki emisji CO₂ przy wydobyciu ropy naftowej przez poszczególne kraje – światowych producentów ropy naftowej [3]

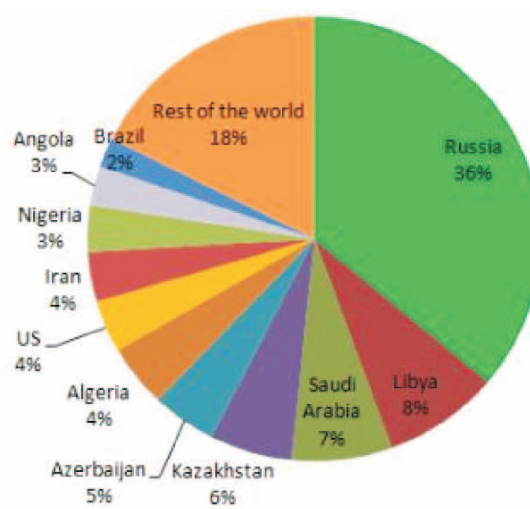
Kraj	Gaz spalany w pochodniach w procesie wydobycia ropy [mld m ³ /rok]	Wielkość produkcji [1000 x bbl/dzień]	Wskaźniki emisji		
			g CO ₂ /galon ropy	kg CO ₂ /kg ropy*	g CO ₂ /MJ benzyny
Nigeria	24,1	2356	28,0	0,836	8,81
Rosja	14,9	9978	4,1	0,122	1,29
Iran	13,3	4401	8,3	0,248	2,60
Irak	8,6	2145	11,0	0,328	3,45
Angola	6,8	1723	10,8	0,322	3,40
Wenezuela	5,4	2613	5,7	0,170	1,78
Katar	4,5	1197	10,3	0,307	3,24
Algieria	4,3	2000	5,9	0,176	1,85
Indonezja	3,7	969	10,5	0,313	3,29
Gwinea	3,6	363	27,2	0,812	8,54
Stany Zjednoczone	2,8	6978	1,1	0,033	0,35
Kuwejt	2,7	2526	2,9	0,087	0,92
Kazachstan	2,7	1490	5,0	0,147	1,56
Libia	2,5	1848	3,7	0,110	1,16
Azerbejdżan	2,5	868	7,9	0,236	2,48
Meksyk	1,6	3477	1,2	0,036	0,37
Wielka Brytania	1,5	1636	2,7	0,081	0,84
Brazylia	1,5	1833	2,2	0,066	0,70
Gabon	1,5	230	17,9	0,534	5,62
Kongo	1,2	222	14,8	0,442	4,65
Wartość średnia	5,485			0,270	

* Przeliczając wskaźnik emisji, przyjęto średnią gęstość ropy: 0,885 kg/m³

Największe ilości gazu złożowego w miejscach wydobycia ropy naftowej spalane są w Nigerii; drugie miejsce zajmuje Rosja. Biorąc jednak pod uwagę wskaźniki emisji GHG wyrażone w g CO₂/galon wydobytej ropy naftowej, do krajów o najbardziej emisyjnym wydobyciu ropy należą państwa afrykańskie: Nigeria, Gwinea, Gabon i Kongo. Natomiast najniższym wskaźnikiem emisji gazów cieplarnianych z pól naftowych legitymują się kraje o wysokiej technice wydobycia i infrastrukturze umożliwiającej zagospodarowanie gazu złożowego jako paliwa w procesie ekstrakcji ropy, takie jak: USA, Meksyk, Brazylia i Kuwejt.

Spalanie gazu podczas wydobycia ropy naftowej, powodujące dodanie do atmosfery około 400 mln ton CO₂ rocznie, wpływa znacząco na globalne emisje gazów cieplarnianych. Proces ten powoduje około 1,5% światowej emisji CO₂. W Stanach Zjednoczonych ilość gazu złożowego podlegającego zrzutom lub spalaniu stanowi bardzo małą część całkowitej ilości wydobywanego gazu. Z drugiej strony, ilość spalanego gazu na Bliskim Wschodzie i w Afryce Północnej to około 50 mld m³ rocznie, co czyni ten region drugą co do wielkości pochodnią na świecie, po Rosji i regionie Morza Kaspijskiego (ok. 60 mld m³/rok). W Afryce Subsaharyjskiej spalane jest około 35 mld m³ gazu rocznie, z czego 24 mld m³ przypadają na nigeryjskie pola naftowe. Z ilości gazu spalanego na Bliskim Wschodzie (około 30 mld m³/rok) mogłoby powstawać rocznie 20 mln ton skroplonego gazu ziemnego [3].

Strukturę importu ropy naftowej do Europy obrazuje rysunek 3. Największym eksporterem jest Rosja – dostawca 36% całkowitego europejskiego zużycia ropy, dalej: Afryka – 17% oraz Bliski Wschód (Arabia Saudyjska i Iran) – 11% [5]. Znając współczynniki emisji gazów cieplarnianych związane z wydobyciem ropy naftowej i jej transportem do Europy, dla każdego kraju – eksportera tego surowca można wyliczyć, jak wielką emisję GHG „uzyskuje” wraz z dostawami ropy w bilansie emisji dotyczącej cyklu życia paliw. Tego typu szacunek można przeprowadzić dla poszczególnych europejskich rafinerii ropy naftowej, będących dostawcami paliw silnikowych na rynek europejski i na eksport [3].



Rys. 3. Struktura importu ropy naftowej do Europy [5]

Metody obliczania emisji GHG na etapie wydobycia ropy naftowej

Analiza cyklu życia (LCA) produktów i procesów wykonywana jest przy wykorzystaniu oprogramowania komputerowego. Początkowo prowadzono obliczenia w arkuszach kalkulacyjnych, np. MS Excel. Złożoność obliczeń, szczególnie w przypadku bardziej rozbudowanych procesów, spowodowała konieczność stworzenia oprogramowania odpowiedniego do tego celu. Opracowanie i wdrożenie profesjonalnego oprogramowania przyniosło użytkownikom następujące korzyści [1]:

- znaczne ułatwienie pracy poprzez odciążenie użytkownika od procedur metodologicznych,
- automatyzację niektórych kroków procedury,
- możliwość uzyskania pełniejszych danych dotyczących materiałów i procesów,
- prostszy i szybszy sposób prowadzenia obliczeń dotyczących analizy zbioru i wpływów na środowisko,
- możliwość automatycznego korzystania z wewnętrznej bazy danych,

- możliwość dokonania odpowiedniej prezentacji wyników.

Najczęściej używanym oprogramowaniem wspomagającym przeprowadzenie oceny cyklu życia jest SimaPro. Pierwsze wydanie tego programu miało miejsce w 1990 r. i od tego momentu jego twórcy, specjaliści z firmy PRÉ Consultants bv, nieustannie go doskonalą. Stosując program SimaPro można w łatwy i przejrzysty sposób przedstawić oraz przeanalizować modele złożonych cykli życia zgodnie z wytycznymi i zaleceniami normy PN-EN ISO 14040. W programie SimaPro wykorzystuje się metodę ekowskaźnika, co oznacza, że ocena szkód przeprowadzana jest na podstawie oszacowania obciążeń przypisanych poszczególnym kategoriom oddziaływań na środowisko naturalne, takim jak m.in.: zmiana klimatu, zubożenie warstwy ozonowej, działania kancerogenne, ekotoksyczność, zakwaszenie, eutrofizacja i eksploatacja ziemi [9].

Zasadniczym elementem fazy oceny cyklu życia w SimaPro, polegającym na gromadzeniu i weryfikowaniu danych, jest budowa drzewa procesów, przedstawiającego wszystkie istotne procesy cyklu życia wyrobu i istniejące między nimi powiązania. W tym programie drzewo procesów obejmuje zbiór zawierający dane środowiskowe i informacje o ekonomicznych wejściach i wyjściach do poszczególnych procesów, zgrupowanych w etapy wyrobu, opisujące wyrób i jego cykl życia. Drzewo procesów pełni funkcję wizualizacji procesów oraz wyświetlania wyników. Każda tabliczka drzewa zawiera wykres słupkowy, który może zostać użyty do wykazania szczegółowego udziału poszczególnych procesów w wyniku całkowitym. Może on również wskazywać udział każdego procesu w poszczególnych kategoriach wpływów, np. w powstawaniu zakwaszenia lub emisji ditlenku węgla [4].

Profesjonalne programy do obliczania LCA danego produktu dysponują dużą bazą danych źródłowych. Zdarza się jednak, że dane te są zbyt ogólne lub niekompletne, co uniemożliwia poprawne obliczenia. Wśród źródeł, którymi można wspierać się przy gromadzeniu danych, znajdują się różne elektroniczne bazy danych, np. Ecoinvent Centre,

GEMIS, IVAM LCA Data, Life-Cycle Inventory Database, SPINE@CPM. Przykładem nieodpłatnej, dobrze rozbudowanej bazy danych, zawierającej ponad 8000 procesów, jest GEMIS 4.3.

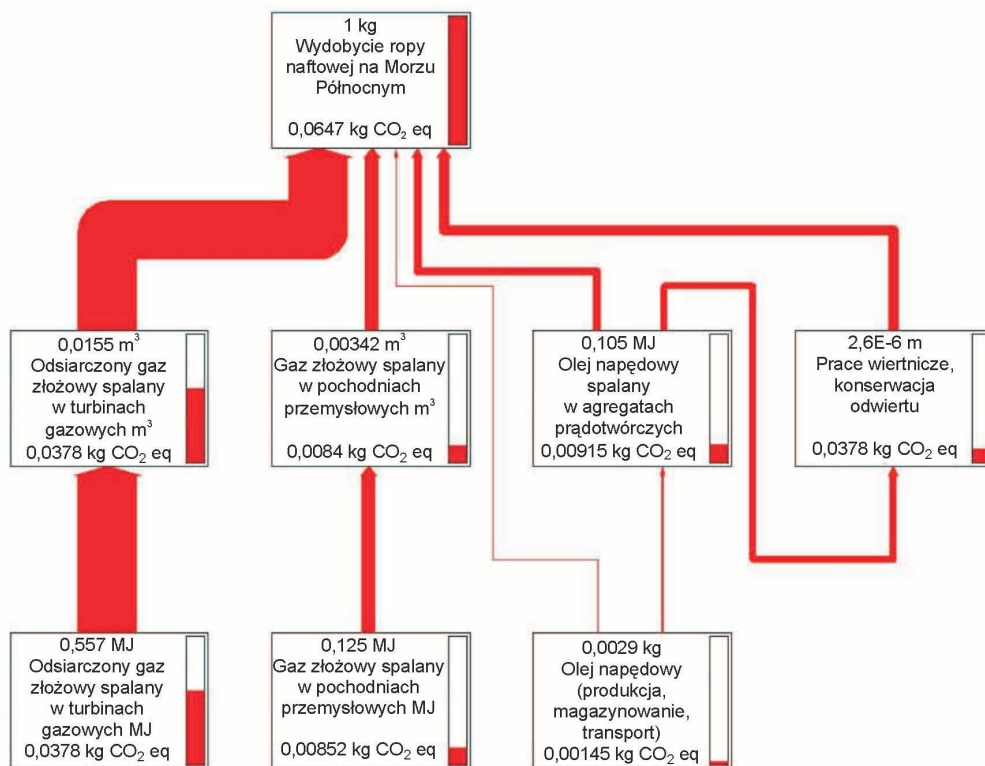
GEMIS (*Global Emission Model for Integrated Systems*) [2, 3] zawiera dane z różnych regionów geograficznych, dotyczące:

- kosztów związanych z procesami wytwarzania energii i z transportem,
- równoważników CO₂, SO₂ i potencjału TOPP (prekursorzy wytwarzania ozonu w troposferze),
- standardów emisji lokalnych i międzynarodowych dla poszczególnych procesów, w tym procesów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej,
- charakterystyki kopalnych źródeł energii, źródeł odnawialnych, odpadów z gospodarstw domowych, uranu, biomasy i wodoru,
- charakterystyki różnych materiałów,
- logistyki transportu samochodowego, publicznego, lotniczego i morskiego,
- obróbki odpadów.

Zastosowanie programu SimaPro do obliczeń związanych z cyklem życia paliw

Jedną z możliwości wykorzystania programu SimaPro do obliczania wpływu produktów i procesów na środowisko naturalne jest oszacowanie całkowitej emisji gazów cieplarnianych na etapie wydobywania ropy naftowej w cyklu życia paliw silnikowych.

Zaletą programu jest możliwość korzystania ze zintegrowanej z nim bazy Ecoinvent, w której zawarte są między innymi schematy obliczeń współczynników emisji GHG z wydobywania rop naftowych w różnych regionach świata. Na rysunkach 4 i 5 przedstawiono kolejno schematy obliczenia wskaźników emisji GHG z wydobywania ropy norweskiej na platformie usytuowanej na Morzu Północnym oraz wskaźniki emisji GHG



Rys. 4. Schemat obliczeń wskaźnika emisji GHG dla wydobywania ropy norweskiej

ropy naftowej pochodzącej z Nigerii, ze zlokalizowanego na lądzie pola wydobywania o bardzo wysokim wskaźniku

emisji. Schematy wygenerowano za pomocą programu SimaPro, w postaci drzewa procesów i surowców, obrazującego wszystkie składowe elementy zużycia energii w procesie wydobycia, zgodnie z aktualizowanymi realiami technicznymi i ekonomicznymi tych rejonów. Wskaźniki emisji wyrażono w g CO₂ eq/1 kg wydobywanej ropy naftowej.

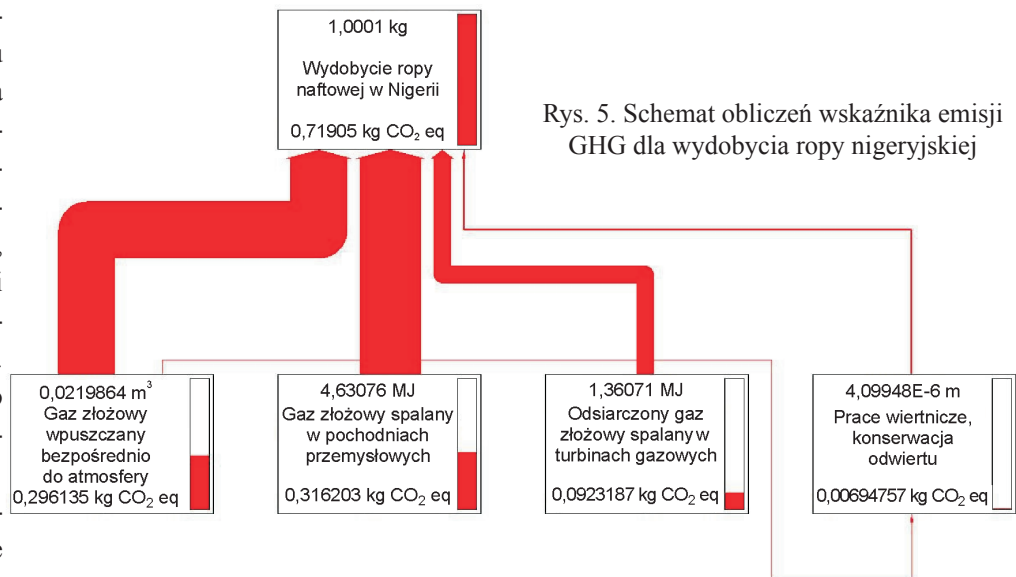
Program SimaPro umożliwia również uzyskanie wartości liczbowej obliczeń bez konieczności generowania schematu, tj. drzewa procesów i produktów.

Kolejnym etapem w analizie LCA paliw silnikowych jest transport ropy naftowej z miejsca jej wydobycia do rafinerii. Dla przeprowadzenia obliczeń emisji gazów cieplarnianych powstających podczas transportu można

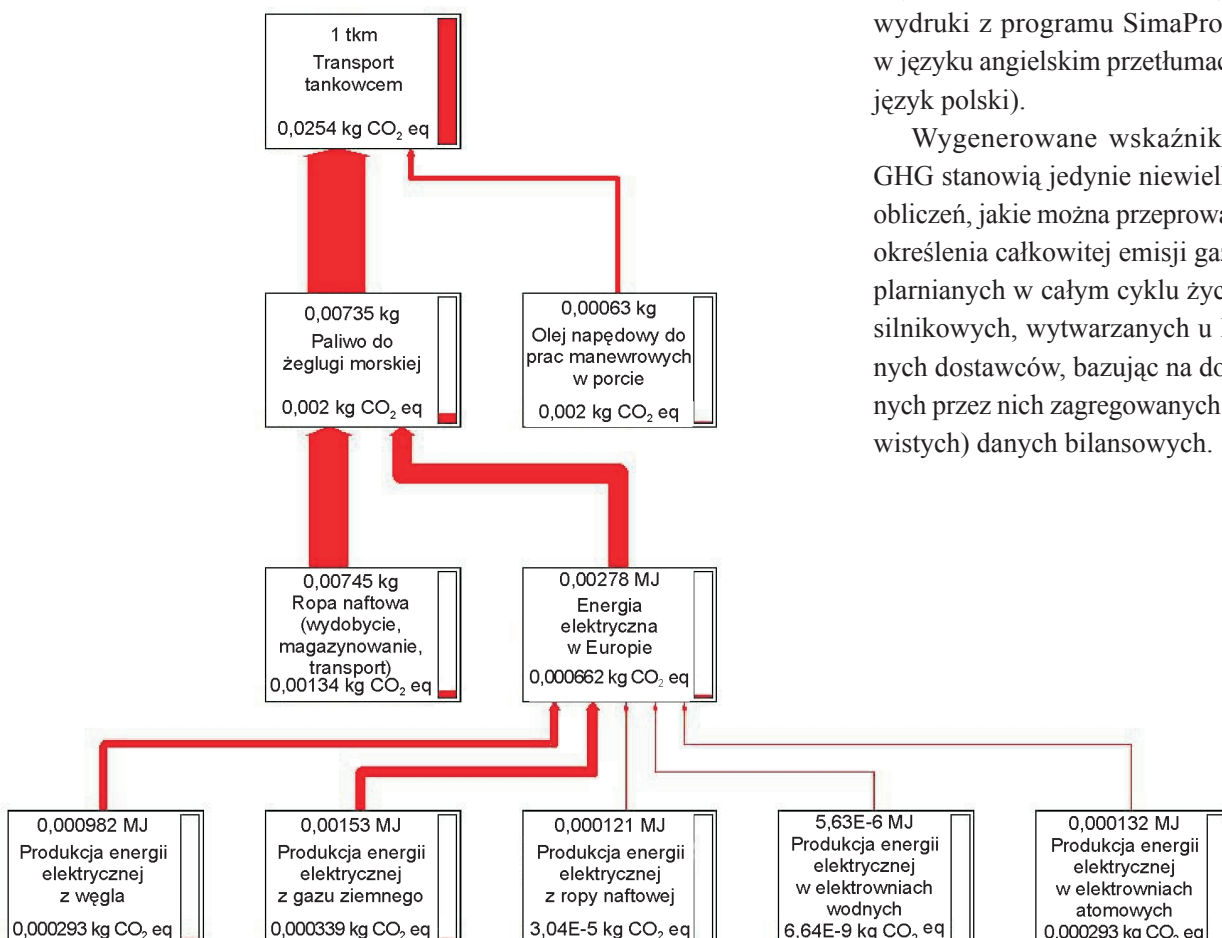
wykorzystać wskaźniki emisji GHG zgromadzone w bazie Ecoinvent. Na rysunku 6 przedstawiono, wykonany z wykorzystaniem programu SimaPro, schemat kalkulacji wskaźnika emisji GHG dotyczącego transportu morskiego ropy naftowej na stosunkowo niewielką odległość typowym tankowcem o ładowności 88 750 ton (100 tys. m³).

(Rysunki 4, 5 i 6 stanowią oryginalne wydruki z programu SimaPro. Teksty w języku angielskim przetłumaczono na język polski).

Wygenerowane wskaźniki emisji GHG stanowią jedynie niewielką część obliczeń, jakie można przeprowadzić dla określenia całkowitej emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia paliw silnikowych, wytwarzanych u konkretnych dostawców, bazując na dostarczonych przez nich zagregowanych (rzeczywistych) danych bilansowych.



Rys. 5. Schemat obliczeń wskaźnika emisji GHG dla wydobycia ropy nigeryjskiej



Rys. 6. Schemat kalkulacji wskaźnika emisji GHG dla tankowca o pojemności 100 tys. m³

Podsumowanie

Zgodnie z zapisami dyrektywy 2009/30/WE, dostawcy paliw silnikowych w krajach członkowskich Wspólnoty Europejskiej są zobowiązani do skutecznego obniżania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia wytwarzanych paliw.

Zapisy dyskutowanego jeszcze co do szczegółów art. 7a tej dyrektywy, dotyczącego metodologii obliczania redukcji emisji GHG w cyklu życia paliw silnikowych, przewidują, że jedną z zasadniczych możliwości obniżania emisji gazów cieplarnianych jest ograniczanie zrzutów i spalania gazu złożowego w miejscach wydobywania ropy naftowej.

Podjęcie tego rodzaju działań przez państwa będące znaczącymi eksporterami ropy naftowej do europejskich rafinerii jest jednak bardzo wątpliwe, choćby ze względu na fakt, że na ogół nie są one objęte systemem obowiązkowego

zmniejszania emisji GHG, a ponadto nie uczestniczą w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych, funkcjonującym we Wspólnocie Europejskiej.

Zmniejszanie emisji GHG w cyklu życia paliw silnikowych przez państwa europejskie będące importerami ropy naftowej jest możliwe w ramach mechanizmu czystego rozwoju (CDM), poprzez finansowanie lub współfinansowanie projektów redukcji spalania gazu złożowego w pochodniach u dostawców rop naftowych o wysoko-emisyjnym wydobyciu, jeśli projekty te zostały uprzednio zatwierdzone przez CDM. Inną opcją jest dywersyfikacja dostaw surowca poprzez zakontraktowanie rop charakteryzujących się mniejszym współczynnikiem emisji GHG z wydobycia niż ropy dotychczas stosowane.

Literatura

- [1] Adamczyk W.: *Ekologia wyrobów*. Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne. Warszawa 2004, <http://www.pre-sustainability.com>, dostęp: październik 2011.
- [2] Antosz A., Syrek H.: *Opracowanie metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw silnikowych na etapie wydobywania i transportu ropy naftowej oraz dystrybucji gotowych produktów, z zastosowaniem programu SimaPro i arkusza kalkulacyjnego Excel*. Dokumentacja INiG. Kraków, listopad 2011. Praca niepublikowana.
- [3] *Assessment of Direct and Indirect GHG Emissions Associated with Petroleum Fuels*. LLC, February 2009, www.newfuelsalliance.org/NFAPImpact_v35pdf
- [4] Baza Gemis, <http://www.oeko.de/service/gemis/en/index.htm>, dostęp: październik 2011.
- [5] *Carbon Intensity of Crude Oil in Europe Crude*. Energy Redefined LLC, December 2010, http://www.theicct.org/pubs/ICCT_crudeoil_Europe_De2010.pdf, dostęp: październik 2011.
- [6] *Decision No 1600/2002/EC of the European Parliament and of the Council of 22 July 2002 laying down the Sixth Community Environment Action Programme*, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32002D1600:EN:NOT>, dostęp: październik 2011.
- [7] Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13.10.2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. UE L 275/32 z 25.10.2003 r.).
- [8] Dyrektywa 2009/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23.04.2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE, odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej, oraz uchylającą dyrektywę 93/12/EWG (Dz.U. UE L 140/88 z 5.06.2009 r.).
- [9] Frühbrodt E.: *LCA software review*. Heidelberg 2000.
- [10] http://ir.ptir.org/artykuly/pl/74/IR%2874%29_1243_pl.pdf, dostęp: październik 2011.
- [11] Kioto Protocol, signed during III Conference of Convention Parties in 1997 – Protokół z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (Dz.U. z 2005 roku nr 203, poz. 1684).
- [12] *Life Cycle Assessment Comparison of North American and Imported Crudes*. Alberta Energy Research Institute, July 2009, <http://eipa.alberta.ca/media/39640/life%20cycle%20analysis%20jacobs%20final%20report.pdf>, dostęp: październik 2011.
- [13] PN-EN ISO 14040:2006 *Zarządzanie Środowiskowe – Ocena cyklu życia – Zasady i struktura*. PKN. Warszawa 2006.
- [14] PN-EN ISO 14044:2006 *Zarządzanie Środowiskowe – Ocena cyklu życia – Wymagania i wytyczne*. PKN. Warszawa 2006.
- [15] United Nations Framework Convention on Climate Change took place in 1992 year in Rio de Janeiro, New York, 9.05.1992 year – Oświadczenie Rządowe z dnia 15.09.1995 r. w sprawie ratyfikacji przez Rzeczpospolitą Polską Ramowej Konwencji Narodów w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku 9.05.1992 r. (Dz.U. z 1996 roku nr 53, poz. 238).



Mgr inż. Artur ANTOSZ – asystent w Zakładzie Olejów, Środków Smarowych i Asfaltów Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. Absolwent Wydziału Paliw i Energii Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Specjalista w zakresie badań technologicznych (destylacja, rafinacja) w skali wielkolaboratoryjnej.



Mgr inż. Halina SYREK – st. specjalista badawczo-techniczny w Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie, kierownik Laboratorium Produktów Bloku Olejowego w Zakładzie Olejów, Środków Smarowych i Asfaltów. Absolwentka PK – Wydział Chemii, Technologia Ropy i Gazu; studia podyplomowe na PW – Inżynieria Procesowa i Aparatura Chemiczna. Specjalizacja zawodowa – woski naftowe.