

Delfina Rogowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Janusz Jakóbiec

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Emisja GHG w cyklu życia paliw silnikowych. Część I – wytyczne do konstruowania bilansu masowego produkcji

Cykl życia paliw silnikowych składa się z następujących etapów: wydobywania ropy i jej transportu do rafinerii, przerobu w rafinerii, dystrybucji gotowych produktów oraz spalania w silniku samochodowym. Niniejszy artykuł skupia się na obliczeniach rzeczywistych wartości emisji GHG (*greenhouse gases* – gazów cieplarnianych) dla etapu produkcji. Podstawowym zagadnieniem dla tego etapu jest wyznaczenie bilansu masowego rafinerii. Bilans masowy opisuje, w jakim stopniu poszczególne instalacje pracują na rzecz produkcji komponentów paliw silnikowych. W artykule przedstawiono sposób określania „obciążenia” instalacji komponentami paliwowymi, na przykładzie modelowej rafinerii.

Słowa kluczowe: LCA, paliwa silnikowe, bilans masowy rafinerii.

GHG emission in the life cycle of motor fuel. Part I – guidelines for the determination of production mass balance

The life cycle of motor fuels consists of the following stages: crude extraction and its transportation to a refinery, processing, distribution of final products as well as combustion in a car engine. This article focuses on a calculation of actual GHG emission values for a production stage. The basic issue for this stage is establishing a mass balance for the refinery. The mass balance describes to what degree individual installations work for the benefit of producing motor fuel components. In the article is presented a method of defining the “loading” of the installation with the fuel components, based on the use of a model refinery.

Key words: LCA, motor fuels, refinery mass balance.

Wstęp

Ocena cyklu życia produktu jest narzędziem pozwalającym na kompleksowe oszacowanie jego oddziaływania na środowisko naturalne, uwzględniającym nie tylko wpływ samej produkcji i użytkowania produktu, ale także oddziaływanie na środowisko występujące podczas pozyskania surowców i utylizacji produktów. Z tego powodu technika LCA (ang. *Life Cycle Assessment*) stała się popularnym narzędziem, wykorzystywanym nie tylko do celów marketingowych, ale również decyzyjnych. Jej zalety zostały dostrzeżone przez ustawodawców europejskich, co znalazło wyraz w wydanych w kwietniu 2009 r. dyrektywach: 2009/28/WE oraz 2009/30/WE [3, 4], które wprowadzają obowiązek oceny emisji GHG paliw i biopaliw silnikowych w cyklu życia. Cykl życia paliw silnikowych rozpoczyna się podczas wydobywania

ropy naftowej [1], następnie obejmuje etap transportu ropy do rafinerii, przerób w kierunku produktu finalnego, jego dystrybucję oraz spalanie w silniku samochodowym [10]. Specyfika każdego z etapów jest inna, dlatego obliczenia zazwyczaj przeprowadza się dla każdego z nich oddzielnie. Artykuł skupia się na zagadnieniach związanych z wyznaczeniem wskaźnika emisji GHG dla etapu produkcji. Jak wykazały przeprowadzone badania [5], intensywność emisji GHG, szczególnie dla etapu wydobywania i przerobu, różni się w zależności od gatunku ropy, jak i schematu jej przeróbki. Dlatego też, pomimo tendencji do uśredniania wskaźników, celowe jest przeprowadzenie obliczeń rzeczywistej emisji GHG (dla wszystkich lub wybranego etapu) generowanej podczas produkcji przez danego dostawcę paliw.

Etap produkcji paliw silnikowych w rafinerii

Przeprowadzenie analizy LCA w pierwszej kolejności wymaga określenia granic systemu obliczeniowego [7]. Dla etapu produkcji granice te zawierały się pomiędzy momentem skierowania ropy na podstawową instalację w rafinerii, tj. destylację, a ekspedycją produktów finalnych w terminalu paliwowym rafinerii. Jednostką funkcjonalną jest ilość $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ energii zawartej w paliwie (propozycja zgodna z wytycznymi podanymi w dyrektywie [4]). Ponieważ w rafinerii oprócz paliw silnikowych wytwarzane są też inne produkty, niezbędne jest przeprowadzenie procedury alokacji emisji GHG do paliw, czyli określenie, w jakim stopniu emisja GHG z rafinerii może zostać przypisana paliwom silnikowym. Rozdestylowane frakcje ropy naftowej kierowane są na instalacje produkcyjne, gdzie strumienie poddawane są procesom przeróbki wtórnej, poprawiającym ich właściwości fizykochemiczne w taki sposób, by mogły stać się pełnowartościowymi komponentami paliw i innych produktów naftowych [11]. Ze względu na duży stopień skomplikowania procesów przerobu ropy, ważne jest w pierwszej kolejności właściwe opracowanie „mapy procesów”, będącej „diagramem przepływów” frakcji naftowych pomiędzy strumieniami dla ocenianej rafinerii.

Każda instalacja produkcyjna traktowana jest jako proces jednostkowy ze zdefiniowanymi wejściami i wyjściami. Skonstruowanie bilansu masowego jest podstawą do przeprowadzenia dalszych obliczeń, szczególnie dla procedury alokacji emisji GHG. Z tego względu, że rafineria oprócz paliw wytwarza inne produkty, niezbędne jest przypisanie odpowiedniej „części” wygenerowanej emisji do ocenianych benzyn silnikowych, oleju napędowego oraz LPG, mającego zastosowanie jako paliwo do silników samochodowych. Alokacja może być przeprowadzana na podstawie czynników takich jak: masa, zawartość energii, wartość rynkowa [6, 8]. Przeprowadzone obliczenia [12] wskazują, że nie ma istotnych różnic pomiędzy procentową alokacją zużycia energii, w przypadku alokacji na bazie masy i energii; jednocześnie autorzy tego opracowania wskazują, że alokacja na bazie masy wydaje się być bardziej właściwa z tego względu, że zużycie energii jest zazwyczaj proporcjonalne do masy przetwarzanych produktów.

W niniejszym artykule przedstawiono sposób konstruowania bilansu masowego dla modelowej rafinerii, będącego podstawą alokacji zużytej energii i wynikającej z tego emisji GHG.

Mapa procesów rafinerii

Do celów dydaktycznych, opracowań i analiz rynkowych, w zależności od rozwiązań konstrukcyjno-technologicznych instalacji produkcyjnych, definiowane są różne schematy prze-

robki ropy naftowej. W artykule tym dla zobrazowania sposobu konstruowania bilansu masowego posłużono się przykładowym modelem rafinerii o prostym schemacie przerobu ropy [11].

Modelowy schemat rafinerii obejmuje następujące instalacje:

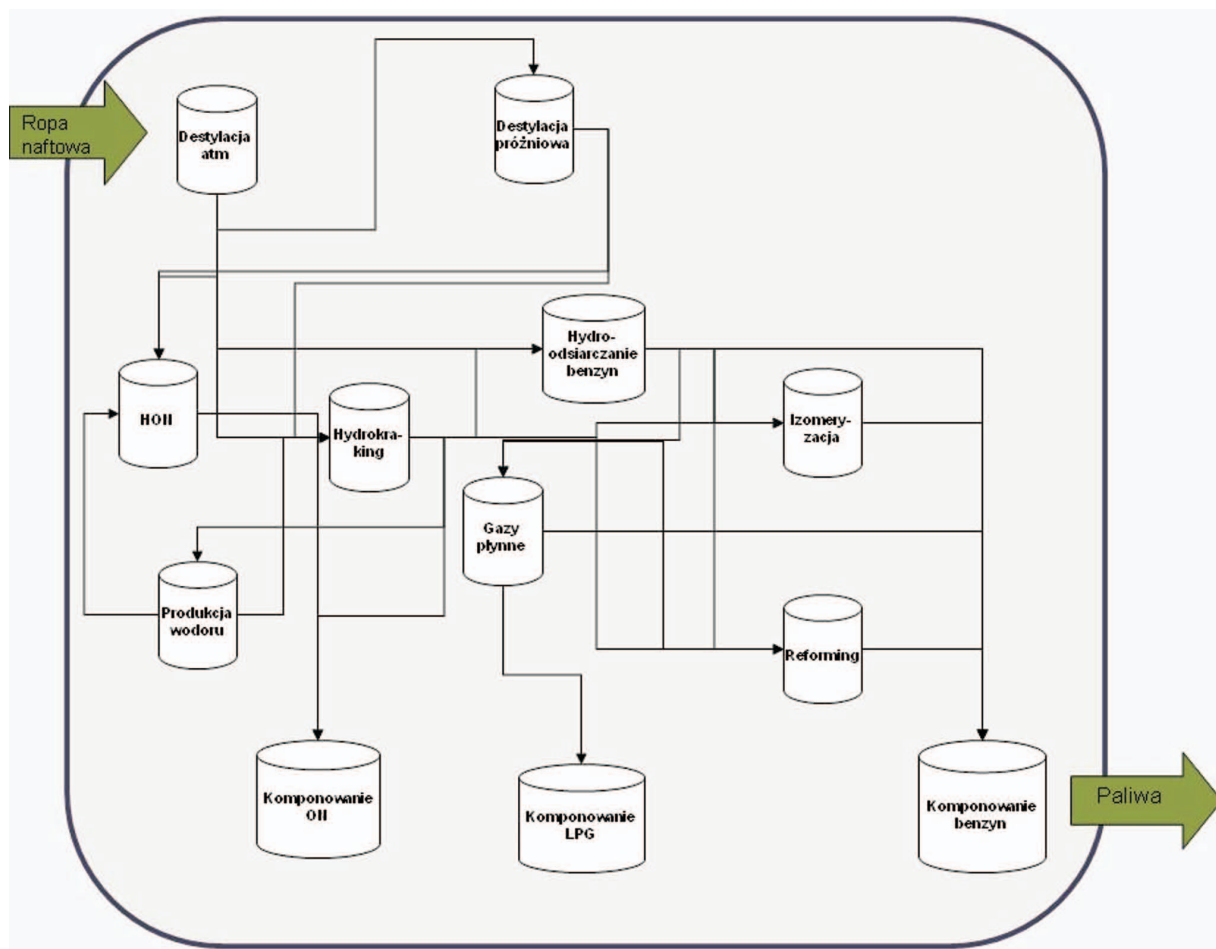
- destylacja atmosferyczna,
- destylacja próżniowa,
- reforming,
- izomeryzacja,
- hydrokraking,
- hydroodsiarczanie olejów napędowych:
 - hydroodsiarczanie benzyn,
 - komponowanie i dystrybucja paliw.

Powiązania pomiędzy poszczególnymi instalacjami, przedstawiono w sposób schematyczny na rysunku 1.

Instalacje służące do pozyskania produktów naftowych są powiązane ze sobą w ten sposób, że w wielu przypadkach wyjście z danej instalacji stanowi wejście na kolejną: uzyskane strumienie są rozdzielane pomiędzy różne jednostki [2]. Przykładem jest hydrokraking, z którego uzyskuje się zarówno bezpośredni komponent oleju napędowego, jak i frakcje benzyny ciężkiej, benzyny lekkiej, które są następnie kierowane do procesu (odpowiednio: reformingu, izomeryzacji),

gdzie uzyskuje się komponenty benzyn silnikowych. Tak więc w sposób pośredni przykładowa instalacja hydrokrakingu pracuje na rzecz produkcji benzyn silnikowych, choć strumienie uzyskiwane na niej nie muszą być bezpośrednio kierowane do komponowania tych paliw. Dla każdej instalacji należy określić stopień, w jakim uzyskiwane strumienie wykorzystywane są do produkcji paliw silnikowych. W niniejszym artykule stopień ten nazywany jest „obciążeniem paliwowym” instalacji. Obciążenie paliwowe stanowi sumę komponentów bezpośrednich, pośrednich i surowców przeznaczonych do produkcji komponentów pośrednich.

Bezpośrednie komponenty paliwowe – to komponenty wyprodukowane na poszczególnych instalacjach, bezpośrednio skierowane do komponowania paliw, np. reformat z instalacji reformingu. Obciążenie instalacji komponentami bezpośrednimi wyznacza suma ilorazów masy komponentów uzyskanych z instalacji, bezpośrednio skierowanych do komponowania, i sumy strumieni uzyskiwanych na tej instalacji [9, 10].



Rys. 1. Schemat modelowej rafinerii

Obciążenie to jest wyznaczone zarówno dla poszczególnych paliw, jak i sumarycznie dla instalacji. Obciążenie komponentami bezpośrednimi dla poszczególnych paliw na pierwszej instalacji można wyznaczyć zgodnie ze wzorem:

$$O_{kblp} = \sum_{i=1}^k \frac{m_i}{M} \quad (1)$$

gdzie:

O_{kblp} – obciążenie komponentami bezpośrednimi dla danego paliwa, danej instalacji, w danym okresie rozliczeniowym,

m_i – masa i -tego strumienia uzyskanego na danej instalacji, skierowana bezpośrednio do komponowania danego paliwa, w danym okresie rozliczeniowym, w jednostkach masy,

M – sumaryczny uzysk frakcji z danej instalacji, w danym okresie rozliczeniowym, w jednostkach masy,

k – liczba strumieni skierowana bezpośrednio do komponowania danego paliwa.

Suma obciążeń komponentami bezpośrednimi dla poszczególnych paliw daje sumaryczne obciążenie instalacji komponentami bezpośrednimi.

Pośrednie komponenty paliwowe – to strumienie skierowane na instalacje, na których produkowane są bezpośrednie komponenty paliwowe, np. frakcja benzyny ciężkiej z hydrokrakingu kierowana na instalację reformingu, gdzie powstaje m.in. bezpośredni komponent benzyn silnikowych – reformat. Obciążenie, wyznaczone dla poszczególnych paliw, instalacji komponentami pośrednimi wyznacza się jako sumę ilorazów iloczynu komponentów skierowanych na kolejną instalację i udziału uzyskanych tam bezpośrednich komponentów paliwowych przez sumę frakcji uzyskanych na analizowanej instalacji. Obciążenie to wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$O_{kplp} = \sum_{i=1}^k \frac{m_i \cdot O_{kbpf}}{M} \quad (2)$$

gdzie:

O_{kplp} – obciążenie komponentami pośrednimi, dla danego paliwa, na danej instalacji (l -tej), w danym okresie rozliczeniowym,

m_i – masa i -tego strumienia uzyskanego na danej instalacji, skierowanego na kolejną (f -tą) instalację do dalszego przerobu, w celu uzyskania komponentów bezpośrednich, w danym okresie rozliczeniowym,

- O_{kbf} – obciążenie komponentami bezpośrednimi dla danego paliwa na instalacji, na którą skierowana została i -ta frakcja, w danym okresie rozliczeniowym (wartość wyznaczona zgodnie ze wzorem [1] dla instalacji f -tej, na którą skierowano i -ty strumień),
- M – sumaryczny uzysk frakcji z danej instalacji, w danym okresie rozliczeniowym, w jednostkach masy,
- k – liczba strumieni na danej instalacji skierowana na kolejne instalacje do produkcji komponentów pośrednich.

Surowce do produkcji komponentów pośrednich są strumieniami skierowanymi na instalacje, na których wytwarza się pośrednie komponenty paliwowe. Przykładem jest benzyna lekka z instalacji hydroodsiarczania benzyn, kierowana na instalację produkcji wodoru. Wytwarzany tam wodór nie jest bezpośrednim komponentem paliwowym, ale jest niezbędny do ich produkcji. Obciążenie instalacji surowcami do produkcji komponentów pośrednich wyznacza się analogicznie do obciążenia instalacji komponentami pośrednimi.

$$O_{sklp} = \sum_{i=1}^k \frac{m_i \cdot O_{kfp}}{M} \quad (3)$$

gdzie:

- O_{sklp} – obciążenie surowcami do produkcji komponentów pośrednich, dla danego paliwa, na danej l -tej instalacji, w zadanym okresie rozliczeniowym,
- m_i – masa i -tego strumienia uzyskanego na danej (l -tej) instalacji,
- O_{kfp} – obciążenie komponentami pośrednimi dla danego paliwa na instalacji, na której jest skierowany i -ty stru-

- mień (wartość wyznaczona zgodnie ze wzorem [2], dla f -tej instalacji – na którą kierowany jest strumień),
- M – sumaryczny uzysk frakcji z danej instalacji, w danym okresie rozliczeniowym, w jednostkach masy,
- k – liczba strumieni na danej instalacji skierowana na kolejne instalacje do produkcji komponentów pośrednich.

Pośrednie komponenty paliwowe oraz surowce do ich produkcji dodawane są do obciążenia paliwowego w ilościach wynikających z udziału, w jakim strumienie z nich uzyskiwane przypisane zostały paliwom. Tym samym dla każdego paliwa na poszczególnych instalacjach wyznacza się sumaryczne obciążenie komponentami paliwowymi (suma obciążenia komponentami bezpośrednimi, pośrednimi i surowcami do produkcji komponentów pośrednich). Obciążenie to stanowi jednocześnie współczynnik alokacji energii, emisji GHG, wygenerowanych na poszczególnych instalacjach do poszczególnych paliw.

$$Al_p = O_{kblp} + O_{kplp} + O_{sklp} \quad (4)$$

gdzie:

- Al_p – współczynnik alokacji energii, emisji wygenerowanej na l -tej instalacji, dla danego paliwa,
- O_{kblp} – obciążenie komponentami bezpośrednimi, dla danego paliwa, danej instalacji, w danym okresie rozliczeniowym,
- O_{kplp} – obciążenie komponentami pośrednimi, dla danego paliwa, na danej instalacji (l -tej), w danym okresie rozliczeniowym,
- O_{sklp} – obciążenie surowcami do produkcji komponentów pośrednich, dla danego paliwa, na danej l -tej instalacji, w zadanym okresie rozliczeniowym.

Bilans masowy rafinerii

Informacje przedstawione powyżej wskazują na to, że kluczowym zagadnieniem jest sporządzenie bilansu masowego, opisującego obciążenie komponentami paliwowymi instalacji produkcyjnych, będącego sumą komponentów bezpośrednich, pośrednich i surowców do produkcji komponentów. Po zdefiniowaniu zbioru instalacji produkcyjnych konieczne jest określenie strumieni wchodzących i wychodzących. Do każdego strumienia przypisać należy przynajmniej dwa atrybuty: udział w surowcu na instalacje oraz – w przypadku strumieni wchodzących – pochodzenie (z której instalacji dana frakcja

pochodzi), a przy strumieniach wychodzących – przeznaczenie (na którą instalację frakcja jest kierowana). Zestawienie wejść i wyjść dla instalacji modelowych rafinerii [2] przedstawiono w tablicach 1–8, dla każdej instalacji oddzielnie. Do celów modelowych przyjęto, że każda instalacja pracuje zgodnie z właściwymi dla niej warunkami i uzyskiwane frakcje charakteryzują się typowymi parametrami fizykochemicznymi. Parametry fizykochemiczne uzyskiwanych frakcji nie zostały omówione z tego względu, że celem niniejszego artykułu jest wyłącznie przedstawienie sposobu konstruowania bilansu masy.

Destylacja atmosferyczna

Destylacja jest to pierwsza instalacja, na którą kierowana jest ropa naftowa w rafinerii, gdzie następuje jej rozdział na frakcje przeznaczone do dalszej przeróbki [11]. Przyjęto, że

w modelowej rafinerii jedynym strumieniem wschodzącym na instalacje jest ropa URAL. Zestawienie poszczególnych strumieni przedstawiono w tablicy 1.

Tablica 1. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji destylacji atmosferycznej

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Ropa URAL	100%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz opałowy	1,50%
Frakcja szczytowa	20,00%
Nafta	8,60%
Lekki olej napędowy	5,20%
Średni olej napędowy	10,00%
Ciężki olej napędowy	6,00%
Pozostałość atmosferyczna	48,70%

Kolejny istotny proces w rafinerii stanowi destylacja próżniowa. Jej celem jest rozdzielenie w sposób zachowawczy pozostałości atmosferycznej na frakcje możliwe do przetworzenia na komponenty wysokowartościowych produktów naftowych. W zależności od schematu rafinerii, destylaty te mogą stanowić surowce do procesów takich jak: fluidalny kraking katalityczny, hydrokraking, hydroodsiarczanie lub na frakcje stanowiące surowce wyjściowe do produkcji środków smarowych [11]. Uzyski poszczególnych frakcji przedstawiono w tablicy 2 [2].

Tablica 2. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji destylacji próżniowej

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Pozostałość atmosferyczna	99,48%
Słopy z instalacji hydrokrakingu	0,52%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz opałowy	0,00%
Olej próżniowy lekki	12,00%
Frakcja A	5,00%
Frakcja B	15,00%
Frakcja C	17,00%
Frakcja D	5,00%
Frakcja słopowa	6,00%
Pozostałość próżniowa	40,00%

Frakcje uzyskane w procesie destylacji próżniowej, z których w dalszej kolejności produkowane będą komponenty paliw silnikowych, kierowane są przede wszystkim na instalacje hydrokrakingu. Jest to proces, podczas którego ciężkie destylaty przerabiane są na komponenty paliw silnikowych. W wyniku procesu uzyskuje się produkty takie jak: propan,

butany, frakcje benzynowe (lekka i ciężka), naftę, olej napędowy. W zależności od schematu technologicznego uzyskać można surowiec do pirolizy, odsiarczony wsad na instalacje FCC (fluidalny kraking katalityczny) lub niskosiarkowy olej opałowy [11]. Dla modelowej rafinerii przyjęto przedstawione w tablicy 3 strumienie wejściowe i wyjściowe [2].

Tablica 3. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji hydrokrakingu

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Wodór z produkcji wodoru	3,10%
Dzika benzyna z HON	2,94%
Ciężki olej napędowy z destylacji atmosferycznej	20,02%
Olej próżniowy lekki	22,88%
Frakcja A	6,34%
Frakcja B	15,28%
Frakcja C	19,60%
Frakcja D	9,61%
Zawrót	0,22%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz suchy z hydrokrakingu	1,50%
Gaz siarkowodorowy	1,00%
Gaz płynny	2,00%
Benzyna lekka	5,00%
Benzyna ciężka	14,00%
Nafta	29,00%
Olej napędowy	44,50%
Olej nieprzereagowany	2,00%
Słopy	1,00%

Na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat nastąpiło obniżenie dopuszczalnej zawartości siarki w benzynie silnikowej i oleju napędowym (obecnie do 10 mg/kg), co skutkuje koniecznością przeprowadzania dodatkowego odsiarczania frakcji benzyn silnikowych i oleju napędowego. Na instalację hydroodsiarczania benzyn silnikowych kierowane są głównie frakcje z destylacji i hydrokrakingu. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych z instalacji hydroodsiarczania benzyn i hydroodsiarczania oleju napędowego przedstawiono w tablicach 4 i 5 [2].

Ze względu na konieczność głębokiej przeróbki i oczyszczenia frakcji naftowych, w szczególności hydroodsiarczania (produkcja komponentów paliwowych o niskiej zawartości siarki, wymagania katalizatorów procesów uszlachetniania frakcji naftowych), w każdej nowoczesnej rafinerii funkcjonuje instalacja do produkcji wodoru. Procesem typowym dla

produkcji wodoru jest reforming parowy węglowodorów lekkich. Na podstawie danych [2] przyjęto, że wytwórnia wodoru pracuje, stosując własny surowiec, głównie gaz płynny i benzynę lekką. Zestawienie strumieni wchodzących i wychodzących na instalację przedstawiono w tabelicy 6.

Istotnym procesem wytwarzającym komponenty benzyn silnikowych jest izomeryzacja. Surowcem tego procesu są frakcje benzyny lekkiej (zawierające głównie pięć i sześć atomów węgla), pochodzące z destylacji pierwotnej (po odsiarczeniu) i/lub hydrokrakingu [11]. Na podstawie dokumentacji INiG – PIB [2] ustalono poniższy bilans masowy dla instalacji procesu izomeryzacji.

Procesem dostarczającym wysokooktanowych komponentów silnikowych jest reforming katalityczny. Jest to proces produkcji węglowodorów aromatycznych z parafin i naftenów zawierających od siedmiu do dziewięciu atomów węgla w cząsteczce. Surowcem dla tego procesu jest frakcja benzynowa o zakresie temperatur wrzenia od 80 do 190°C. W przypadku modelowej rafinerii jest to benzyna ciężka z hydrokrakingu oraz odsiarczona benzyna ciężka z destylacji pierwotnej. Założono, że jest to proces z ciągłą regeneracją katalizatora. Na podstawie danych zawartych w pozycji literaturowej [2] przyjęto poniższy bilans masowy instalacji.

W wielu procesach rafineryjnych powstają frakcje węglowodorów C3/C4, które są składnikiem gazu płynnego, mającego wiele zastosowań. Ze względu na różnorodność kierunków zagospodarowań, konieczne jest racjonalne nimi zarządzanie. Z tego powodu, w praktyce frakcje te są przesyłane na instalację, której zadaniem jest ich rozdział i komponowanie strumieni w zależności od potrzeb. W modelowej rafinerii z gazu płynnego, uzyskiwanego na instalacjach reformingu, hydrokrakingu, hydroodsiarczania, uzyskuje się gaz suchy, propan, butan i gaz płynny [2].

Strumienie wyjściowe dla każdego założonego procesu mogą stanowić komponenty paliw silnikowych, tak jak ma to miejsce

Tablica 4. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji hydroodsiarczania benzyn

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Frakcja szczytowa z destylacji atmosferycznej	97,90%
Benzyna lekka z hydrokrakingu	0,03%
Benzyna ciężka z hydrokrakingu	0,13%
Gaz wodorowy z reformingu	1,95%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz suchy	2,00%
Gaz płynny	8,00%
Benzyna lekka	27,00%
Benzyna ciężka	63,00%

Tablica 5. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji hydroodsiarczania olejów napędowych

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Nafta z destylacji atmosferycznej	33,40%
Lekki olej napędowy z destylacji atmosferycznej	20,20%
Średni olej napędowy z destylacji atmosferycznej	38,84%
Ciężki olej napędowy z destylacji atmosferycznej	3,50%
Olej próżniowy lekki	0,18%
Komponent z zakupu	0,05%
Wodór z produkcji wodoru	1,61%
Wodór z reformingu	2,23%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz suchy	1,85%
Hydroodsiarczony olej napędowy	94,73%
Dzika benzyna	2,91%
Słopy	0,51%

Tablica 6. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji produkcji wodoru

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Propan z wydziału gazów płynnych	1,33%
Butan z wydziału gazów płynnych	7,55%
Gaz płynny z wydziału gazów płynnych	4,41%
Gaz płynny z hydrokrakingu	6,82%
Gaz płynny z reformingu	0,05%
Benzyna lekka z hydrokrakingu	1,83%
Benzyna lekka z hydroodsiarczania benzyn	0,79%
Woda zdemineralizowana	67,33%
Wodór z odzysku	9,89%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Wodór z produkcji wodoru	18,90%
Gaz opałowy z produkcji wodoru	81,10%

np. w przypadku izomeryzatu będącego komponentem benzyn silnikowych i uzyskiwanego na instalacji izomeryzacji. W wielu przypadkach frakcje produkowane przez instalacje stanowią strumienie wejściowe do kolejnego procesu, gdzie produkowane są komponenty paliwowe, co zostało omówione powyżej. Suma udziałów strumieni komponentów bezpośrednich, pośrednich i surowców do produkcji komponentów daje obciążenie komponentami paliwowymi. Zestawienie z podziałem na poszczególne paliwa zamieszczono w tablicy 10 [2].

Obciążenie komponentami paliwowymi, wyznaczone w sposób opisany powyżej, daje obraz, w jakim stopniu frakcje uzyskiwane na danej instalacji wykorzystywane są do produkcji paliw silnikowych (zarówno w sposób bezpośredni, jak i pośredni). Wartości te nie są wyższe niż ilość uzyskanych paliw, ponieważ uwzględniają przerób, uszlachetnianie oraz poprawę właściwości komponentów paliwowych.

Wyznaczony w ten sposób bilans masy jest podstawą do dalszych obliczeń emisji GHG w cyklu życia paliwa – dla etapu produkcji. Określone obciążenia poszczególnych instalacji stanowią współczynniki alokacji zużytej energii i – tym samym – wyemitowanej emisji gazów cieplarnianych.

Tablica 7. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji izomeryzacji

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Benzyna lekka z hydrokrakingu	17,33%
Benzyna lekka z hydroodsiarczania benzyn	80,97%
Gaz wodorowy z reformingu	1,70%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz suchy	1,00%
Izomeryzat	83,00%
Frakcja ciężkiego izomeryzatu	16,00%

Tablica 8. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla instalacji reformingu

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Benzyna ciężka z hydrokrakingu	21,57%
Benzyna ciężka z hydroodsiarczania benzyn	78,43%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz wodorowy	9,70%
Gaz suchy	0,10%
Gaz płynny	2,30%
Reformat	87,90%

Tablica 9. Zestawienie strumieni wejściowych i wyjściowych dla wydziału gazów płynnych

Surowiec	Udział procentowy strumienia
Gaz płynny z reformingu	17,53%
Gaz płynny z hydrokrakingu	6,18%
Gaz płynny z hydroodsiarczania benzyn	76,29%
Uzyskane frakcje	Udział procentowy strumienia
Gaz suchy	4,00%
Propan	20,00%
Butan	40,00%
Gaz płynny	36,00%

Tablica 10. Obciążenie produktami paliwowymi instalacji produkcyjnych rafinerii [% (m/m)]

Instalacja	LPG	Benzyna bezołowiowa 95	Benzyna bezołowiowa 98	Olej napędowy	Sumaryczne obciążenie instalacji
Destylacja atmosferyczna	0,80%	14,41%	1,95%	39,74%	56,89%
Destylacja próżniowa	0,22%	5,28%	0,68%	25,88%	32,07%
Hydrokraking	0,35%	0,18%	0,00%	67,24%	67,78%
Hydroodsiarczanie benzyny	4,14%	69,00%	9,39%	2,10%	84,64%
Produkcja wodoru	0,11%	2,60%	0,34%	12,71%	15,76%
Izomeryzacja	0,00%	80,53%	18,44%	0,00%	98,97%
Reforming	1,09%	73,96%	7,21%	3,38%	85,63%
HON	0,01%	0,01%	0,00%	96,67%	96,68%
Wydział gazów płynnych	43,91%	20,73%	2,70%	1,43%	68,78%

Działalność pomocnicza, administracyjna i socjalno-bytowa

W rafinerii, podobnie jak w każdym większym zakładzie przemysłowym, oprócz podstawowej działalności produkcyjnej konieczne jest utrzymywanie instalacji pomocniczych, wspomagających pracę zakładu. W przypadku rafinerii występują takie instalacje jak np. instalacja Clausa, pochodnie, ale też oczyszczalnie ścieków, utrzymanie zaplecza technicznego lub działalność administracyjna i socjalno-bytowa. Z tego względu, że praca tych jednostek również generuje

emisję GHG do atmosfery, należy ją uwzględnić w bilansie emisji GHG. Rozpatrując specyfikę pracy tych instalacji, zaprezentowany powyżej sposób wyznaczania współczynników alokacji nie może mieć zastosowania. Z powodu niewielkiego udziału emisji GHG wynikającego z pracy instalacji pomocniczych, rozsądną wydaje się propozycja, aby współczynnik alokacji emisji GHG opierał się na udziale danego paliwa w całkowitej produkcji rafinerijnej.

Podsumowanie

Wyznaczenie współczynników alokacji emisji GHG jest kluczowym zagadnieniem przy obliczaniu rzeczywistych wartości emisji GHG paliw silnikowych w cyklu życia. Może zostać ono przeprowadzone na podstawie bilansu masowego, jednak musi uwzględniać pośrednie etapy produkcji kompo-

nentów paliwowych. Przedstawione w artykule zagadnienia nie wyczerpują w pełni tematyki obliczania wartości rzeczywistych dla etapów produkcji. Stanowią jedynie wytyczne konstruowania bilansu masy, będącego podstawą bilansu energetycznego oraz bilansu emisji GHG.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2014, nr 9, s. 639–646

Literatura

- [1] Antosz A., Syrek H.: *Emisje gazów cieplarnianych w procesach wydobywania i transportu ropy naftowej*. Nafta-Gaz 2012, nr 4, s. 233–240.
- [2] Dokumentacja INiG, nr arch.: DK-4100-238/10, listopad 2011. Praca niepublikowana.
- [3] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE*.
- [4] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnosząca się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzająca mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniająca dyrektywę Rady 1999/32/WE odnosząca się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi srodladowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG*.
- [5] Keesom B., Bliesner J., Unnasch S.: *EU Pathway Study: Life Cycle Assessment of Crude oils in a European Context*. Jacobs Consultancy, March 2012. Opracowane dla Alberta Petroleum Marketing Commission, www.energy.alberta.ca/Oil/pdfs/OSPathwayStudyEUjacobsRept2012.pdf (dostęp: marzec 2014).
- [6] Keiji Kodera: *Analysis of allocation methods of bioethanol LCA*. Internship at CML. Leiden University, sierpień 2007.
- [7] PN-EN ISO 14040:2006 *Zarządzanie środowiskowe. Ocena cyklu życia. Zasady i struktura*.
- [8] Rogowska D., Berdechowski K.: *Ocena wpływu sposobu alokacji emisji w procesie produkcji biopaliwa na wartość emisji gazów cieplarnianych*. Nafta-Gaz 2013, nr 3, s. 226–234.
- [9] Rogowska D., Syrek H.: *Assessment of the life cycle method as a means of optimization of energy consumption and greenhouse gases emission reduction in the processes of motor fuels manufacturing*. International Scientific and Technical Conference and Exhibition Oil and gas power engineering: problems and perspectives, 20-23.10.2009 Ivano-Frankivsk, Ukraina.
- [10] Rogowska D., Syrek H.: *Ocena cyklu życia jako narzędzie w optymalizowaniu zużycia energii i redukcji emisji gazów cieplarnianych w procesach wytwarzania paliw silnikowych*. Przemysł Chemiczny 2011, nr 6, s. 1136–1139.
- [11] Surygala J.: *Ropa naftowa właściwości przetwarzanie, produkty*. Praca zbiorowa. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa 2006.
- [12] Wang M., Hanjie Lee, Molburg J.: *Allocation of Energy Use in Petroleum Refineries to Petroleum Products Implications for Life-Cycle Energy Use and Emission Inventory of Petroleum Transportation Fuels*. Int J LCA 9 (1) 34–44, 2004.



Mgr inż. Delfina ROGOWSKA
Starszy specjalista badawczo-techniczny, zastępca kierownika Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy ul. Lubicz 25A 31-503 Kraków
E-mail: rogowska@inig.pl



Prof. dr hab. inż. Janusz JAKÓBIEC
Profesor w Katedrze Technologii Paliw na Wydziale Energetyki i Paliw. Akademia Górniczo-Hutnicza al. Mickiewicza 30 30-059 Kraków
E-mail: jjakobie@agh.edu.pl