

Katarzyna Steczko, Jadwiga Holewa

*Instytut Nafty i Gazu, Kraków*

## Strategia ochrony klimatu – inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych w górnictwie naftowym

W referacie wskazano zagrożenia związane z globalnym ociepleniem klimatu i opisano światową kampanię na rzecz powstrzymania wzrostu stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze. Wyszpecyfikowano kategorie emisji gazów cieplarnianych przypisywane górnictwu naftowemu. Scharakteryzowano aktualne zasady krajowych inwentaryzacji lotnych emisji gazów cieplarnianych z górnictwa nafty i gazu podane przez IPCC oraz omówiono wskazówki dotyczące inwentaryzacji, opracowane dla przedsiębiorstw branży przez jej organizacje naukowe i ekologiczne.

### Climate protection policy – methane emission inventory from oil and gas exploration and production activities

In the paper the threats connected to global warming and the world campaign to stop the rise of greenhouse gas concentration in the atmosphere have been described. Categories of greenhouse gas emission assigned to oil and gas exploration and production activities have been specified. Present principles of national fugitive emission inventory elaborated by IPCC for oil and gas E&P sector are presented together with inventory guidelines prepared for individual industrial companies by scientific and ecological organizations.

## Wprowadzenie

Powstrzymanie ocieplenia globalnego uważane jest za jedno z najważniejszych, a zarazem najtrudniejszych zadań współczesnej cywilizacji. Na niekorzyść jego realizacji działają ogromne koszty ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w krajach rozwiniętych, brak mobilizacji społecznej w tych krajach do zmiany wzorców produkcji i konsumpcji – na sprzyjające polityce oszczędności zasobów i energii, gwałtowny wzrost emisyjności gospodarek krajów rozwijających się, a także brak absolutnej pewności co do przyczyn i przyszłych skutków zmian klimatu. Z drugiej strony nie da się odmówić racji stosowaniu zasady przezorności ani zlekceważyć ewidentnego wzrostu stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze i nasilenia gwałtownych zjawisk klimatycznych, zbierających tragiczne żniwo, a także niepokojących objawów podwyższenia temperatury, zatem świat mobilizuje siły do działań zapobiegawczych i przystosowawczych.

Ramowa Konwencja Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNFCCC) dotycząca zmian klimatu, zaproponowana w roku 1992 na Szczycie Ziemi w Rio de Janeiro, weszła w życie 21 marca 1994 r. po ratyfikacji przez 50 sygnatariuszy, którzy zobowiązali się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do poziomu nie

zagrożającego niebezpiecznymi, antropogenicznymi zmianami klimatu ziemi. Od roku 1995 zbierają się coroczne Konferencje Stron Zainteresowanych (COP), których celem jest wyznaczanie zadań i monitorowanie postępu w działaniach na rzecz powstrzymania ocieplenia globalnego. W roku 1997 podczas COP-3 przyjęty został Protokół z Kioto, nakładający konkretne zobowiązania do ograniczenia emisji na kraje uprzemysłowione (w latach 2008 do 2012, co najmniej 5% redukcji emisji gazów cieplarnianych w stosunku do poziomu emisji z roku 1990). Protokół wszedł w życie w roku 2005 po ratyfikacji przez 55 członków UNFCCC, których łączna emisja stanowi 55% globalnej emisji gazów cieplarnianych i od tego czasu razem z COP odbywają się Spotkania Sygnatariuszy Protokołu (MOP) – ostatnie COP 14/MOP 4 odbyło się w grudniu 2008 roku w Poznaniu.

Organizacją, która dostarcza wiedzy technicznej w sprawach zmian klimatu oraz nadzoruje krajowe inwentaryzacje emisji jest działający od 1988 roku Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) – jego wytyczne dotyczące inwentaryzacji oraz okresowe raporty (AR – *Assessment Reports*) są podstawą do decyzji w sprawach dotyczących działań na rzecz powstrzymania zmian klimatu.

Czwarty raport (AR 4) opublikowany w roku 2007 zawiera:

- stwierdzenia o tym, że następująca globalna zmiana klimatu z prawdopodobieństwem wynoszącym ponad 90% może być przypisana antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych (prawdopodobieństwo, że powodują ją czynniki naturalne oceniono na około 5%),
- prognozę dla XXI wieku dotyczącą wzrostu temperatury (o 1,8°C do 4,0°C, z możliwością zmian od 1,1°C do 6,4°C), podniesienia poziomu wód oceanicznych (o 28 cm do 42 cm), występowania upałów i silnych opadów (z prawdopodobieństwem wynoszącym 90%), wzrostu intensywności cyklonów tropikalnych (z prawdopodobieństwem większym od 66%).

Rzetelna (prowadzona na jednolitych zasadach) inwentaryzacja krajowych emisji gazów cieplarnianych jest podstawą oceny zagrożeń związanych ze zmianami klimatu i efektów podejmowanych działań oraz funkcjonowania tzw. „mechanizmów łagodzących” („mechanizmów elastyczności”), takich jak handel emisjami (ET), inwestycje proekologiczne w krajach rozwijających się (CDM), wspólne przedsięwzięcia (JI), czy kompensacja

emisji na skutek aktywacji absorpcji CO<sub>2</sub> przez biomasę. Obowiązujące obecnie zasady inwentaryzacji krajowych podane są w dokumencie „2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”, poprzedzonym przez wydane w 2002 roku studium „Background Papers. IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”. Niezależnie od inwentaryzacji krajowych i nadzorowania emisji gazów cieplarnianych na szczeblu centralnym, politykę redukcji emisji rozwijają przedsiębiorstwa, w których działalności emisje gazów cieplarnianych stanowią istotny aspekt środowiskowy. Identyfikacja źródeł i przyczyn emisji oraz ocena jej wielkości w kolejnych latach, a także wykaz emisji unikniętych – są stałymi elementami ich raportów środowiskowych (*Environmental Reports, Health Safety Environment (HSE) Reports, Sustainable Development Reports, Corporate Social Responsibility (CSR) Reports*) i legitymacją ich troski o środowisko. W tej grupie są przedsiębiorstwa szeroko pojętej branży gazowniczej, ponieważ przemysłowi nafty i gazu przypisuje się około 15% światowych antropogenicznych emisji metanu.

### Emisje metanu z sektora poszukiwań oraz wydobycia ropy i gazu ziemnego

Emisje gazów cieplarnianych z przemysłu naftowego i gazowniczego to emisje pochodzące ze spalania paliw (głównie emisje ditlenku węgla) oraz tzw. emisje lotne (*fugitive emission*), czyli emisje z wszystkich innych źródeł, włączając zagospodarowanie gazu odpadowego, emisje przez nieszczelności urządzeń, emisje par ze zbiorników, zrzuty gazów do atmosfery przez układy regulacji ciśnienia, emisje z pochodni w których spalany jest gaz, czy emisje podczas awarii.

Inwentaryzacja emisji (CO<sub>2</sub>) z energetycznego spalania paliw (kategoria 1A) jest stosunkowo prostym zadaniem i w inwentaryzacjach krajowych stosować można z dobrym przybliżeniem założenie, że cały węgiel zawarty w paliwie zostaje utleniony do CO<sub>2</sub>; emisję oblicza się na podstawie ilości spalonego paliwa i średniej zawartości węgla w tym paliwie. Współczynniki emisji metanu i tlenu diazotu z energetycznego spalania paliw, w odróżnieniu od współczynnika emisji dla CO<sub>2</sub>, są niewielkie i zależą od technologii spalania. Przewodnik IPCC podaje charakterystyki (wartości opałowe, zawartości węgla) stosowanych powszechnie paliw oraz współczynniki emisji (*default values*), które można stosować w razie braku własnych danych. Dla gazu ziemnego:

- wartość opałowa: 48,0 TJ/Gg (w przedziale od 46,5 TJ/Gg do 50,4 TJ/Gg, odpowiadającym poziomowi ufności 95%),
- zawartość węgla: 15,3 kg/GJ (w przedziale od 14,8 kg/GJ do 15,9 kg/GJ),
- współczynnik emisji CO<sub>2</sub>: 56 100 kg/TJ (w przedziale od 54 300 kg/TJ do 58 300 kg/TJ).

Inwentaryzacja emisji lotnych (emisji metanu i innych gazów cieplarnianych, np. CO<sub>2</sub> z podziemnych formacji, CO<sub>2</sub> i N<sub>2</sub>O ze spalania gazu w pochodniach – kategoria 1.B.2) jest zadaniem znacznie bardziej skomplikowanym, ze względu na bardzo dużą liczbę i zróżnicowanie źródeł emisji oraz fakt, że tylko niewielka część z nich jest dobrze scharakteryzowana. Podstawowe subkategorie emisji, które należy uwzględnić według zaleceń IPCC, to:

- 1.B.2.a.i – emisje lotne podczas poszukiwania złóż ropy (wiercenia i testowania otworów oraz przygotowania ich do eksploatacji),
- 2.B.2.a.ii – emisje lotne podczas wydobycia ropy naftowej (z systemów uzdatniania ropy do transportu, z lokalnych urządzeń do transportu ropy surowej, z systemów załączania gazu towarzyszącego, z systemów zagospodarowania wód złożowych),

- 1.B.2.a.vi – emisje lotne z układów odprowadzania gazu do atmosfery i spalania go w pochodniach podczas wydobycia ropy,
- 1.B.2.b.i – emisje lotne podczas poszukiwań złóż gazu ziemnego (wiercenia i testowanie otworów, przygotowania otworów do eksploatacji),
- 1.B.2.b.ii – emisje lotne podczas wydobycia gazu ziemnego i uzdatnienia go do transportu (z urządzeń od głowicy otworu do początku systemu przesyłowego), a więc z systemów wydzielania kondensatów, osuszania, odsiarczania, odręcania gazu ziemnego, zagospodarowania wód złożowych, neutralizacji gazów kwaśnych),
- 1.B.2.b.v – emisje lotne z innych źródeł podczas wydobycia gazu ziemnego (np. podczas syfonowania otworów, podczas stanów awaryjnych),
- 1.B.2.c.i – emisje związane z odprowadzaniem gazu ziemnego do atmosfery oraz działaniem systemów usuwania (wentylacji) gazów i par podczas wydobycia ropy naftowej,
- 1.B.2.c.ii – emisje związane z odprowadzaniem gazu ziemnego do atmosfery oraz działaniem systemów usuwania (wentylacji) gazów i par podczas wydobycia gazu ziemnego,
- 1.B.2.c.iii – emisje związane z odprowadzaniem gazu ziemnego do atmosfery oraz działaniem systemów usuwania gazów i par podczas wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego (gdy nie można wyróżnić osobno subkategorii 1.B.2.c.i oraz 1.B.2.c.ii),
- 1.B.2.d.i – emisje ze spalania w pochodniach gazu ziemnego oraz gazów i par podczas wydobycia ropy naftowej,
- 1.B.2.d.ii – emisje ze spalania w pochodniach gazu ziemnego oraz gazów i par podczas wydobycia gazu ziemnego,
- 1.B.2.d.iii – emisje ze spalania w pochodniach gazu ziemnego oraz gazów i par podczas wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego (gdy nie można wyróżnić osobno subkategorii 1.B.2.c.i oraz 1.B.2.c.ii),
- 1.C.2.a – emisje lotne z systemów zatłaczania CO<sub>2</sub> do złóż w celu intensyfikacji wydobycia ropy naftowej (EOR – *Enhanced Oil Recovery*), ze spalania w pochodniach gazu ziemnego oraz gazów i par podczas wydobycia ropy naftowej.
- Aby przeprowadzić inwentaryzację emisji lotnych należy rozpatrywać oddzielnie każdy segment przemysłu:
- wiercenie otworów,
  - testowanie otworów,
  - zabiegi w odwiertach,
  - wydobycie gazu (z podziałem na subkategorie, w zależności od rodzaju gazu),
  - uzdatnianie gazu (z podziałem na subkategorie, w zależności od rodzaju gazu),
  - wydobycie ropy naftowej (z podziałem na subkategorie, w zależności od rodzaju ropy).
- Każdy segment (ewentualnie każdą subkategorię) przemysłu charakteryzuje się podając tzw. aktywność (parametr aktywności), czyli cechę, która jest skorelowana z wielkością emisji (proporcjonalna do wielkości emisji) – najczęściej jest to wielkość wydobycia.
- Inwentaryzacja emisji w najprostszym ujęciu (Tier 1) polega na obliczeniu jej jako iloczynu aktywności i współczynnika emisji, którego wartość rekomenduje IPCC. Przykładowe wartości rekomendowanych współczynników emisji wynoszą:
- dla wiercenia otworów:  
3,3E-05 Gg metanu oraz 1,0E-0,4 Gg CO<sub>2</sub> na 10E + 0,3 m<sup>3</sup> wydobytej ropy (niepewność odpowiednio ± 100% i ± 50%),
  - dla testowania otworów:  
5,1E-05 Gg metanu oraz 9,0E-0,3 Gg CO<sub>2</sub> na 10E + 0,3 m<sup>3</sup> wydobytej ropy (niepewność ± 50%),
  - dla emisji lotnej z procesu wydobycia gazu:  
3,8E-04 do 2,3E-03 Gg metanu oraz 1,4E-0,5 do 8,2E05 Gg CO<sub>2</sub> na 10E + 0,6 m<sup>3</sup> wydobytego gazu (niepewność ± 100%),
  - dla emisji ze spalania gazu w pochodniach w procesie wydobycia gazu ziemnego:  
7,6E-07 Gg metanu oraz 1,2E-03 Gg CO<sub>2</sub> na 10E + 0,6 m<sup>3</sup> wydobytego gazu (niepewność ± 25%),
  - dla emisji lotnych z procesu uzdatniania gazu ziemnego nie zawierającego gazów kwaśnych:  
4,8E-04 Gg metanu oraz 1,5E-0,4 Gg CO<sub>2</sub> na 10E + 0,6 m<sup>3</sup> gazu surowego poddanego uzdatnianiu (niepewność ± 100%),
  - dla emisji lotnych z procesu uzdatniania gazu ziemnego zawierającego gazy kwaśne:  
9,7E-05 Gg metanu oraz 7,9E-0,6 Gg CO<sub>2</sub> na 10E + 0,6 m<sup>3</sup> gazu surowego poddanego uzdatnianiu (niepewność ± 100%).
- Podjęcie pierwsze obarczone jest dużą (nawet kilkuset procentową) i niemożliwą do oszacowania niepewnością, a więc nie jest zalecane i stanowi ostateczność.

Obok dużej niepewności, podstawową jego wadą jest powiązanie wielkości emisji tylko z aktywnością, a więc brak możliwości obserwacji wpływu zmian technicznych i organizacyjnych w przemyśle na jego emisyjność.

Podejście drugie (Tier 2) różni się od pierwszego tym, że – zamiast posługiwania się współczynnikami emisji dobranymi spośród wartości zalecanych – stosuje się współczynniki wyznaczone dla danego kraju. Emisje spowodowane przez odprowadzenie gazów do atmosfery i spalanie go w pochodniach podczas wydobycia ropy naftowej można wyznaczać na podstawie: znajomości wielkości wydobycia ropy, średniej wartości wykładnika gazowego, składu gazu oraz ilości gazu zagospodarowanego (przekazanego do sieci przesyłowej/dystrybucyjnej, zużytego na potrzeby własne i zatłaczanego), a także ilości gazu skierowanego do spalania w pochodniach i współczynnika efektywności spalania (któremu w przemyśle wydobywczym przypisuje się wartość 0,98).

Podejście trzecie (TIER 3) to podejście, w którym emisje poszczególnych kategorii z poszczególnych źródeł ocenia się na podstawie pomiarów własnych i sumuje się je, w celu obliczenia emisji całkowitej. Zwykle takie podejście zastosować można tylko dla części źródeł uznanych za dające największy wkład w emisję, natomiast dla źródeł pozostałych stosuje się podejście 2 lub nawet 1.

Wartości współczynników emisji metanu, CO<sub>2</sub>, NMVOC i N<sub>2</sub>O, które można wykorzystać w inwentaryzacjach krajowych, w przypadku podejścia 1 (wartości zalecane przez IPCC) dla krajów uprzemysłowionych i krajów rozwijających się oraz krajów o przekształcającej się gospodarce, są podane w przewodniku „2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”.

Wartości współczynników emisji stosowane w inwentaryzacjach krajowych, prowadzonych według podejścia 2 lub 3, są raportowane w licznych publikacjach oraz zbierane przez IPCC w bazie danych o współczynnikach emisji (EFDB – *Emission Factor Database*).

Emisję z procesów wydobycia i uzdatniania gazu ziemnego uznaje się za niską, gdy stanowi rocznie do 0,05% ilości wydobytego gazu; za średnią – gdy stanowi 0,2%, a za wysoką – gdy stanowi 0,7%.

Ocena wielkości emisji gazów cieplarnianych nastęrcza wiele trudności także poszczególnym przedsiębiorstwom wydobywczym branży górnictwa ropy naftowej i gazu ziemnego. Różnorodność podejść metodycznych utrudnia tu analizy porównawcze i sam przemysł uznał za celową harmonizację różnych metod oceny oraz protokołów z jej przeprowadzenia. Inicjatywę w tej sprawie podjął Amerykański Instytut Naftowy (API – *American Petroleum Institute*), opracowując obszerny dokument „*Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry*”. Pierwsza wersja dokumentu pojawiła się w roku 2001 i była szeroko konsultowana w przemyśle oraz w rządowych i pozarządowych organizacjach zaangażowanych w kampanię na rzecz powstrzymania niekorzystnych zmian klimatu. Wersja poprawiona opublikowana została w roku 2004 i obecnie, wraz z opracowanym przez OGP (*Association of Oil and Gas Producers*), IPIECA (*International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*) i API przewodnikiem „*Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions*” (2003), stanowi obszerny i aktualny materiał dotyczący inwentaryzacji emisji, pomocny przy jej przeprowadzeniu oraz zawierający zbiór dobrze udokumentowanych wartości współczynników emisji.

Równoległe z wysiłkami na rzecz poprawy dokładności i zapewnienia przejrzystości inwentaryzacji emisji metanu prowadzone są intensywne działania na rzecz jej ograniczenia – koordynowane są one w programach STAR oraz Methane to Markets Partnership, zrzeszających dobrowolnie deklarujące swój udział kraje, organizacje i przedsiębiorstwa. Do programu STAR przystąpił w grudniu 2008 r. krajowy operator systemu przesyłu gazu. Gaz-System.

Recenzent: doc. dr inż. Andrzej Froński

---

Katarzyna STECZKO – Doktor chemii, w latach 1965-1979 pracownik naukowy Uniwersytetu Jagiellońskiego, od roku 1980 adiunkt w Instytucie Nafty i Gazu, Zakładu Ochrony Środowiska. Zajmuje się problematyką zrównoważonego rozwoju w górnictwie naftowym i gazownictwie oraz zagadnieniach dotyczących jakości gazów ziemnych.

---

Mgr Jadwiga HOLEWA – absolwentka Wydziału Chemii UJ, kierunek – ochrona środowiska. Pracownik Zakładu Ochrony Środowiska INiG od 2006 r. Bierze udział w pracach na rzecz oceny stanu środowiska i ograniczenia negatywnego wpływu działalności górnictwa naftowego i gazownictwa na środowisko naturalne.