

ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม

พ.ศ. ๒๕๖๕

โดยที่เห็นสมควรกำหนดหลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม เพื่อประโยชน์ในการกำกับดูแลและติดตามตรวจสอบการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม รวมทั้งการดำเนินการให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากลและกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้อง ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และผู้รับสัญญาจ้างบริการ ต้องรายงานข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้ถูกต้อง เหมาะสม ด้วยวิธีการคำนวณที่เป็นไปตามมาตรฐานสากล และสามารถตรวจสอบได้

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๗๖ แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. ๒๕๑๔ ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยมาตรา ๑๖ แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ ๖) พ.ศ. ๒๕๕๐ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงออกประกาศไว้ ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ในประกาศนี้

“ก๊าซเรือนกระจก” หมายความว่า ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ก๊าซมีเทน (CH₄) ก๊าซไนตรัสออกไซด์ (N₂O) ก๊าซไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน (HFCs) ก๊าซเปอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFCs) ก๊าซซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF₆) หรือก๊าซชนิดอื่นตามบัญชีแนบท้ายประกาศนี้

“การปล่อยก๊าซเรือนกระจก” หมายความว่า การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรงและทางอ้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในระยะสำรวจและระยะผลิต แต่ไม่รวมถึงการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากส่วนอาคารหรือสำนักงานที่ไม่เกี่ยวข้องโดยตรงกับงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ

“การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง” หมายความว่า ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากแหล่งกำเนิดหรือกิจกรรมภายใต้ขอบเขตการดำเนินงานที่ผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ เป็นผู้ดำเนินการหรือมีอำนาจควบคุมการปฏิบัติงาน ประกอบด้วย ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากกระบวนการและที่ระบายทางช่องเปิด และก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการรั่วซึม

“การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม” หมายความว่า ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นจากการที่ผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ ซื้อพลังงานจากผู้ผลิตหรือผู้จัดหาพลังงานภายนอกเพื่อประกอบกิจการปิโตรเลียม โดยรวมถึงพลังงานไฟฟ้า ไอน้ำ ความร้อน หรือน้ำหล่อเย็น

“โปรแกรมประยุกต์” หมายความว่า โปรแกรมประยุกต์ระบบฐานข้อมูลการจัดการของเสีย และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

“อธิบดี” หมายความว่า อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ข้อ ๒ ผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ ต้องรายงานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระยะเวลาสำรวจและระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม ผ่านทางโปรแกรมประยุกต์เป็นรายปีปฏิทิน ซึ่งต้องดำเนินการภายในเดือนมีนาคมของปีถัดไป โดยจำแนกตามรายการกิจกรรมตามเอกสารแนบท้ายประกาศ ทั้งนี้ ให้แสดงรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้

(๑) ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง

- ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ แหล่งกำเนิดอยู่กับที่ (Stationary Combustion) แหล่งกำเนิดที่มีการเคลื่อนที่ (Mobile Combustion) และการเผาไหม้ทิ้ง (Flare) (ถ้ามี)

- ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากกระบวนการและที่ระบายทางช่องเปิด (Process and Vent Emission) (ถ้ามี)

- ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการรั่วซึม (Fugitive Emission) (ถ้ามี)

(๒) ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม

- ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการใช้พลังงานไฟฟ้า ไอน้ำ ความร้อน หรือน้ำหล่อเย็น จากผู้ผลิตหรือผู้จัดหาพลังงานภายนอก (ถ้ามี)

ข้อ ๓ ในการรายงานการปล่อยก๊าซเรือนกระจกผ่านทางโปรแกรมประยุกต์ ผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ ต้องกรอกข้อมูลตามแบบฟอร์มของ โปรแกรมประยุกต์ โดยระบุรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้

(๑) ชนิดและปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลต่อปี

(๒) ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ต่อปี และปริมาณก๊าซที่ระบายออกและจำนวนวันที่มีการระบายออกต่อปี

(๓) ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบและ/หรือก๊าซธรรมชาติต่อปี

(๔) องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติในกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้เองเป็นเชื้อเพลิง

(๕) องค์ประกอบของก๊าซที่เผาไหม้ (ถ้ามี)

(๖) ปริมาณการใช้พลังงานจากผู้ผลิตหรือผู้จัดหาพลังงานภายนอกต่อปี

(๗) ข้อมูลอื่นตามที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกำหนด

ข้อ ๔ การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโปรแกรมประยุกต์จะใช้วิธีคำนวณ ตามคู่มือวิธีการคำนวณแนบท้ายประกาศ

ข้อ ๕ เพื่อประโยชน์ในการกำกับดูแลและติดตามตรวจสอบการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม หรือให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากลและกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้อง อธิบดีอาจให้ผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญา แบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ รายงานข้อมูลเพิ่มเติมจากข้อ ๒ และข้อ ๓ ได้

ข้อ ๖ ประกาศนี้ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ ๑๕ มิถุนายน พ.ศ. ๒๕๖๕

สราวุธ แก้วตาทิพย์

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

เอกสารแนบท้ายประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

คู่มือวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2565

1. บทนำ

คู่มือวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. จัดทำขึ้นเพื่อให้ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และผู้รับสัญญาจ้างบริการ ใช้ประกอบการรายงานการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG Emission*) ผ่านทางโปรแกรมประยุกต์ระบบฐานข้อมูลการจัดการของเสีย และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อให้การกำกับดูแลและติดตามตรวจสอบการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมเป็นไปตามมาตรฐานที่ยอมรับในระดับสากล รวมถึงสามารถนำข้อมูลที่ได้มาใช้ในการประกอบการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของบัญชีก๊าซเรือนกระจกแห่งชาติตามกรอบข้อตกลงในพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) และอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC) ตลอดจนเพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนเพื่อควบคุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมต่อไป

2. หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณ

หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณในคู่มือฉบับนี้ประยุกต์มาจาก The Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions และ Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry หรือ API Compendium และมีการปรับปรุงรายละเอียดเพื่อให้หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณมีความเหมาะสม และสอดคล้องกับบริบทของการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทย

สำหรับค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission factor) ที่นำมาใช้ประกอบการคำนวณจะใช้ค่าเฉพาะของประเทศ (Country-specific emission factor) ตามแนวทางการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร โดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) และ API Compendium

3. ขอบเขตการคำนวณข้อมูล

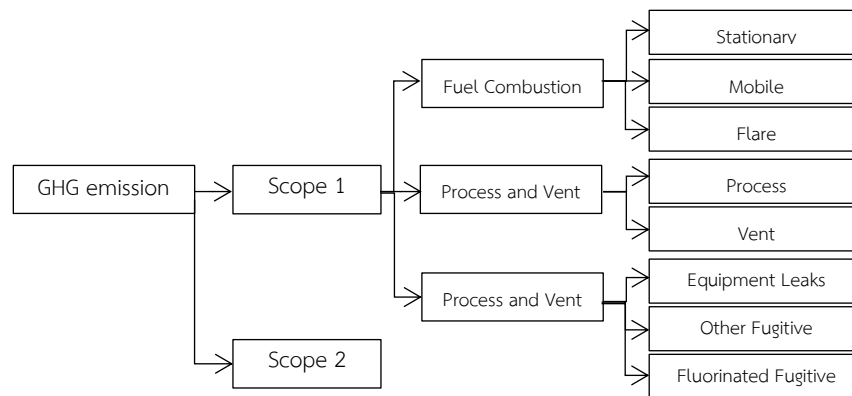
ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และผู้รับสัญญาจ้างบริการ ต้องรายงานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยรวบรวมข้อมูลจากกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ เป็นผู้ดำเนินงาน (Operator) รายปีปฏิทิน (มกราคม-ธันวาคม) แบ่งเป็น 2 ระยะ ได้แก่ ระยะเวลาสำรวจและระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม อย่างไรก็ตาม ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากส่วนอาคารหรือสำนักงานที่ไม่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการปฏิบัติงาน (Operation) เช่น สำนักงานใหญ่และศูนย์ฝึกอบรม รวมถึงกิจกรรมการปรับพื้นที่และการก่อสร้างฐานผลิต การผลิตสารเคมี วัสดุ อุปกรณ์ เครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้ในกระบวนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจะไม่ถูกนำมารวมในการรายงาน

* GHG Emission หมายถึง Greenhouse gas emission

3.1 การคำนวณจำแนกตามแหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจก เป็น 2 ประเภท (รายละเอียดดังรูปที่ 1) ดังนี้

1) ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยทางตรง (Scope 1 Direct GHG Emissions) หมายถึง ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากแหล่งกำเนิดหรือกิจกรรมที่ผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ ดำเนินการเองหรือมีอำนาจควบคุมการปฏิบัติงาน ประกอบด้วย การเผาไหม้เชื้อเพลิง (Fuel Combustion) กระบวนการผลิตและการระบายก๊าซ (Process and Vent) และการรั่วไหล (Fugitive)

2) ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยทางอ้อมจากการใช้ไฟฟ้า (Scope 2 Electricity indirect GHG Emissions) หมายถึง ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นจากที่ผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ ซื้อพลังงานจากภายนอกและนำเข้ามาใช้ในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



รูปที่ 1 แสดงการจำแนกตามแหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจก

3.2 การรายงานจำแนกตามกิจกรรม รายละเอียดแสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 การรายงานปริมาณก๊าซเรือนกระจกจำแนกตามกิจกรรม

ที่	ประเภทแหล่งกำเนิด	กิจกรรม			
		สำรวจ*	เจาะสำรวจ	เจาะผลิต	ผลิต
SCOPE 1 : Direct Emissions					
ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fuel Combustion)					
1.	Stationary	✓	✓	✓	✓
2.	Mobile	✓	✓	✓	✓
3.	Flare	-	-	-	✓
ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากกระบวนการและที่ระบายทางช่องเปิด (Process and Vent)					
4.	Process	✓	✓	✓	✓
5.	Vent	-	-	-	✓
ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการรั่วซึม (Fugitive)					
6.	Equipment Leak	-	-	-	✓
7.	Other fugitive	-	-	-	✓
8.	Fluorinate fugitive	-	-	-	✓
SCOPE 2 : Energy Indirect Emissions					
9.	การใช้พลังงานจากแหล่งภายนอก	✓	✓	✓	✓

✓ หมายถึง ประเภทของแหล่งกำเนิด GHG ในแต่ละระยะของกิจกรรมที่ต้องรายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

* การรายงานปริมาณก๊าซเรือนกระจกในกิจกรรมการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์จะครอบคลุมทั้งวิธีการวัดค่าคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Survey) และวิธีการวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็ก (Electromagnetic Survey)

3.3 ก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม อ้างอิงตามพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) ซึ่งกำหนดก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญ จำนวน 6 ชนิด ประกอบด้วย

- 1) คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂)
- 2) มีเทน (CH₄)
- 3) ไนตรัสออกไซด์ (N₂O)
- 4) ไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน (HFCs)
- 5) เพอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFCs)
- 6) ซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF₆)

และกำหนดให้ใช้ค่าศักยภาพที่ทำให้โลกร้อน (Global Warming Potential: GWP) ตาม Revised 2006 IPCC Guideline ในการเปรียบเทียบค่าก๊าซเรือนกระจกอื่นๆ ให้อยู่ในรูปของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂e) รายละเอียดแสดงดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ค่าศักยภาพที่ทำให้โลกร้อน (Global Warming Potential: GWP) และเวลาชั่วชีวิต (Lifetime)

ที่	ชนิดก๊าซเรือนกระจก	สูตรเคมี	GWP ₁₀₀	Lifetime (yr)
1.	คาร์บอนไดออกไซด์	CO ₂	1	-
2.	มีเทน	CH ₄	25	12
3.	ไนตรัสออกไซด์	N ₂ O	298	114
4.	ไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน	HFCs	124 - 14,800	1.4 – 270
5.	เพอร์ฟลูออโรคาร์บอน	PFCs	7,390 - 12,200	2,600 – 50,000
6.	ซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์	SF ₆	22,800	3,200

4. การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

4.1 ก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้ (Fuel Combustion Emissions) แบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่

4.1.1 แหล่งกำเนิดอยู่กับที่ (Stationary Combustion Emissions)

เกิดจากการเผาไหม้ที่เกิดจากอุปกรณ์ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อไอน้ำ (Boiler) หม้อต้มซ้ำ (Dehydrator reboiler) เครื่องทำความร้อน (Heater) ปั๊ม (Pump) คอมเพรสเซอร์ (Compressor) เป็นต้น ในการคำนวณจะกำหนดให้เกิดการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ และต้องทราบชนิดของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ เป็นอย่างน้อย ซึ่งสามารถคำนวณได้ 3 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 กรณีทราบปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้

สมการ (1)

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2} + E_{\text{CH}_4} + E_{\text{N}_2\text{O}}$$

สมการ (2)

$$E_{\text{GHG}} = \text{FC} \times \text{EF}_{\text{GHG}}$$

สมการ (3)

$$E_{\text{CO}_2} = \text{FC} \times \text{HHV} \times \text{EF}_{\text{CO}_2}$$

$$E_{\text{CH}_4} = \text{FC} \times \text{HHV} \times \text{EF}_{\text{CH}_4}$$

$$E_{\text{N}_2\text{O}} = \text{FC} \times \text{HHV} \times \text{EF}_{\text{N}_2\text{O}}$$

โดยที่

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{e/yr}$)

E_{CO_2} = ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{/yr}$)

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{e/yr}$)

$E_{\text{N}_2\text{O}}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซไนตรัสออกไซด์ต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{e/yr}$)

FC = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี (L, scf หรือ kg)

EF_{GHG} = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

EF_{CO_2} = Emission Factor ของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

EF_{CH_4} = Emission Factor ของก๊าซมีเทน

$\text{EF}_{\text{N}_2\text{O}}$ = Emission Factor ของก๊าซไนตรัสออกไซด์

HHV = ค่าความร้อนสูงของเชื้อเพลิงที่ใช้

หมายเหตุ

สมการ (2) ใช้ค่า EF_{GHG} จากตาราง a-1

สมการ (3) ใช้ค่า EF_{CO_2} , EF_{CH_4} และ $\text{EF}_{\text{N}_2\text{O}}$ จากตาราง a-2

วิธีที่ 2 กรณีทราบองค์ประกอบและปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ (การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานะก๊าซที่ผลิตได้เอง)

สมการ (4)

$$E_{\text{CO}_2} = \text{FC} \times \frac{1}{\text{molar volume conversion}} \times [(f_{\text{C fuel}} \times 1) + f_{\text{CO}_2}] \times 44 \times (4.536 \times 10^{-4})$$

โดยที่

E_{CO_2} = ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{/yr}$)

FC = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี (scf/yr)

$f_{\text{C fuel}}$ = สัดส่วนของคาร์บอนโดยโมลในเชื้อเพลิงฟอสซิล
(lb mole C / lb mole fuel)

f_{CO_2} = สัดส่วนของ CO_2 โดยโมลในเชื้อเพลิงฟอสซิล
(lb mole CO_2 / lb mole fuel)

molar volume conversion = 379.3 scf/lb mole fuel

$\%C_{\text{Ci}}$ = % คาร์บอนขององค์ประกอบ C_i ในเชื้อเพลิง

$\%C_{\text{Cj}}$ = % คาร์บอนขององค์ประกอบ C_j ในเชื้อเพลิง

X_{Cci} = จำนวนโมเลกุลคาร์บอนขององค์ประกอบ C_i

$\%C_i$ = % โดยโมลขององค์ประกอบ C_i ในเชื้อเพลิง

$$f_{\text{C fuel}} = \frac{(\%C_{\text{Ci}} + \dots + \%C_{\text{Cj}})}{100}$$

$$\%C_{\text{Ci}} = X_{\text{Cci}} \times \%C_i$$

วิธีที่ 3 กรณีไม่ทราบปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้

สมการ (5)

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{in}} \times EF_{\text{GHG}}$$

$$E_{\text{in}} = ER \times LF \times OT \times ETT$$

$$OT = \text{total hour}_{m1} + \dots + \text{total hour}_{m12}$$

โดยที่

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{e/yr}$)

E_{in} = ปริมาณพลังงานขาเข้าที่ป้อนให้อุปกรณ์ (BTU/yr)

EF_{GHG} = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

ER = Equipment Rating (hp)

LF = Equipment loading factor (fraction)

OT = ปริมาณชั่วโมงการทำงานของอุปกรณ์ต่อปี (hr/yr)

ETT = Equipment Thermal efficiency ($\text{BTU}_{\text{in}}/\text{hp-hr}_{\text{out}}$)

$\text{total hour}_{m1-12}$ = ปริมาณชั่วโมงการทำงานของอุปกรณ์
ใน 1-12 เดือน

หมายเหตุ

สมการ (5) ใช้ค่า EF_{GHG} จากตาราง a-1

ใช้ค่า ETT จากตาราง a-3

4.1.2 แหล่งกำเนิดที่มีการเคลื่อนที่ (Mobile Combustion Emissions)

เกิดจากการเผาไหม้จากยานพาหนะที่มีการเคลื่อนที่ เช่น รถยนต์ รถบรรทุกน้ำมัน เรือโดยสาร เรือสำรวจ เรือขนส่งน้ำมัน รถไฟขนส่งน้ำมัน เฮลิคอปเตอร์ เป็นต้น โดยผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญาแบ่งปัน ผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ เป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายน้ำมันเชื้อเพลิง ในการคำนวณจะต้องทราบชนิดของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้เป็นอย่างน้อย ซึ่งสามารถคำนวณได้ 2 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 กรณีทราบปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้

สมการ (6)

$$E_{\text{GHG}} = FC \times EF_{\text{GHG}}$$

โดยที่

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{e/yr}$)

FC = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี (L หรือ kg)

EF_{GHG} = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

วิธีที่ 2 กรณีทราบระยะทางและชนิดยานพาหนะ

สมการ (7) – รถยนต์ และจักรยานยนต์

$$E_{\text{GHG}} = D \times \left(\frac{1}{FE} \right) \times EF_{\text{GHG}}$$

สมการ (8) – รถกระบะ และรถตู้บรรทุก

$$E_{\text{GHG}} = D \times L \times EF_C$$

โดยที่

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี ($\text{kgCO}_2\text{e/yr}$)

D = ระยะทางที่ใช้ในการเดินทาง (km)

FE = อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของยานยนต์

EF_{GHG} = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

โดยที่

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี ($\text{tonCO}_2\text{e/yr}$)

D = ระยะทางที่ใช้ในการเดินทาง (km)

L = น้ำหนักบรรทุก (ton)

EF_C = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

สมการ (9) – เรือ

$$E_{GHG} = FC \times EF_{GHG}$$

$$FC = FE \times TD$$

สมการ (10) – รถไฟ

$$E_{GHG} = D \times L \times FE \times EF_{GHG}$$

สมการ (11) – ขนส่งทางอากาศ

$$E_{GHG} = D \times \left(\frac{1}{FE} \right) \times EF_{GHG}$$

โดยที่

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี (tonCO₂e/yr)

FC = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปีในการเดินเรือ (tonne)

EF_{GHG} = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

FE = อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของเรือ (tonne/day)

TD = จำนวนวันที่มีการเดินเรือต่อปี

D = ระยะทางที่ใช้ในการเดินทาง (km)

L = น้ำหนักบรรทุก (ton)

FE = 222 kJ/tonne-km หรือ 337 BTU/ton-mile

EF_{GHG} = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

D = ระยะทางที่ใช้ในการเดินทาง (km)

FE = 0.16 km/L หรือ 0.38 mile/gallon

EF_{GHG} = Emission Factor รวมก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด

หมายเหตุ

สมการ (6) (7) (9) และ (10) ใช้ค่า EF_{GHG} จากตาราง b-1

สมการ (7) ใช้ค่า FE จากตาราง b-2

สมการ (8) ใช้ค่า EF_C จากตาราง b-3

สมการ (9) ใช้ค่า FE จากตาราง b-4

สมการ (11) ใช้ค่า EF_{GHG} จากตาราง b-1 หรือ a-2

หากเชื้อเพลิงที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวภาพ เช่น เอทานอล ไบโอดีเซล หรือเชื้อเพลิงผสมระหว่างเชื้อเพลิงฟอสซิลกับเชื้อเพลิงชีวภาพ เช่น E85 และ B20 เป็นต้น ให้คำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามสัดส่วนของเชื้อเพลิงฟอสซิลในเชื้อเพลิงนั้น เช่น รถกระบะใช้น้ำมัน B20 จำนวน 1,000 ลิตรต่อปี การคำนวณจะแบ่งออกเป็นก๊าซเรือนกระจกที่มาจากการเผาไหม้น้ำมันไบโอดีเซล จำนวน 200 ลิตร และน้ำมันดีเซล จำนวน 800 ลิตร อย่างไรก็ตาม คาร์บอนในเอทานอลถือว่าเป็น Biogenic carbon ซึ่งตามหลักเกณฑ์ 2006 IPCC Guidelines กำหนดให้ไม่ต้องนำปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จาก Biogenic carbon มารวมในบัญชีรายการการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เช่น รถยนต์ใช้น้ำมัน E20 จำนวน 1,000 ลิตรต่อปี การคำนวณจะคิดการเผาไหม้น้ำมันเบนซิน จำนวน 800 ลิตรเท่านั้น ส่วนการเผาไหม้คาร์บอนจากเอทานอล จำนวน 200 ลิตรไม่ต้องคำนวณและไม่นำมารวมในบัญชีรายการการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เป็นต้น

4.1.3 แหล่งกำเนิดจากการเผาไหม้ก๊าซทิ้ง (Flare Emissions)

เกิดจากการเผาไหม้ก๊าซที่เหลือจากกระบวนการผลิตและไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ ในการคำนวณจะกำหนดให้มีความสมบูรณ์ของการเผาไหม้ 98% และต้องทราบปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ทั้งต่อปีเป็นอย่างน้อย ซึ่งสามารถคำนวณได้ 3 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 กรณีทราบองค์ประกอบของก๊าซที่เผาไหม้

สมการ (12)

$$E_{CO_2} = FC \times \frac{1}{\text{molar volume conversion}} \times [(f_{C \text{ flare}} \times 0.98) + f_{CO_2}] \times 44 \times (4.536 \times 10^{-4})$$

โดยที่

 E_{CO_2} = ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี (kgCO₂/yr)

FC = ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ต่อปี (scf/yr)

 $f_{C \text{ flare}}$ = สัดส่วนของคาร์บอนในก๊าซที่เผาไหม้ (lb mole C / lb mole flare gas) f_{CO_2} = สัดส่วนของ CO₂ โดยโมลในก๊าซที่เผาไหม้ (lb mole CO₂ / lb mole flare gas)

molar volume conversion = 379.3 scf/lb mole fuel

สมการ (13)

$$E_{CH_4} = FC \times f_{CH_4} \times \% \text{ residual } CH_4 \times \frac{1}{\text{molar volume conversion}} \times MW_{CH_4} \times (4.536 \times 10^{-4})$$

โดยที่

 E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (kgCH₄/yr)

FC = ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ต่อปี (scf/yr)

 f_{CH_4} = สัดส่วนของ CH₄ ในก๊าซที่เผาไหม้ (lb mole CH₄ / lb mole flare gas)% residual CH₄ = สัดส่วนของ CH₄ ที่ไม่ถูกเผาไหม้ เท่ากับ 2%MW_{CH₄} = น้ำหนักโมเลกุล CH₄ เท่ากับ 16 lb/lb mole CH₄

molar volume conversion = 379.3 scf/lb mole fuel

วิธีที่ 2 กรณีไม่ทราบองค์ประกอบของก๊าซที่เผาไหม้

ให้คำนวณจากสมการ (11) และ (12) โดยใช้ข้อมูลองค์ประกอบของก๊าซตามตารางที่ c-1

วิธีที่ 3 การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซไนตรัสไดออกไซด์จากการเผาไหม้

สมการ (14)

$$E_{N_2O} = V \times EF_{N_2O}$$

โดยที่

 E_{N_2O} = ปริมาณการปล่อยก๊าซไนตรัสไดออกไซด์ต่อปี (tonN₂O/yr)

V = ปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตต่อปี (bbl หรือ MMscf)

 EF_{N_2O} = Emission Factor ของก๊าซไนตรัสไดออกไซด์

หมายเหตุ

สมการ (14) ใช้ค่า EF_{N_2O} จากตาราง c-2

4.2 ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากกระบวนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการระบายทางช่องเปิดของอุปกรณ์ (Process and Vented Emissions)

เกิดจากการระบายก๊าซเรือนกระจกออกจากช่องเปิดของอุปกรณ์หรือกระบวนการต่าง ๆ โดยแบ่งจากแหล่งกำเนิดได้ 5 ประเภท ดังนี้

4.2.1 หน่วยการดึงความชื้นออกจากก๊าซ

เกิดจากหน่วยที่ใช้ปรับปรุงคุณภาพก๊าซ โดยใช้สาร Glycol ดึงความชื้น และในการคำนวณจะต้องทราบปริมาณก๊าซที่ป้อนเข้าหน่วยเป็นอย่างน้อย ซึ่งสามารถคำนวณได้ 2 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 กรณีใช้สารไกลคอล (Glycol Dehydrator) โดยที่

สมการ (15)

$$E_{CH_4} = V \times EF_{CH_4}$$

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

V = ปริมาณก๊าซที่ผ่าน Glycol Dehydration Unit ต่อปี (MMscf)

EF_{CH_4} = Emission Factor ของก๊าซมีเทน

หมายเหตุ

สมการ (15) ใช้ค่า EF_{CH_4} จากตาราง d-1

วิธีที่ 2 กรณีใช้ตัวกลางดูดซับ (Desiccant Dehydrator)

สมการ (16)

$$E_{CH_4} = (0.25\pi D^2) \times H \times G \times N \times (P_2/P_1) \times \%CH_4 \times (1.913 \times 10^{-5})$$

สมการ (17)

$$E_{CO_2} = (0.25\pi D^2) \times H \times G \times N \times (P_2/P_1) \times \%CO_2 \times (5.262 \times 10^{-5})$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

E_{CO_2} = ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี (tonCO₂/yr)

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในหอ (ft)

H = ความสูงหอ (ft)

G = สัดส่วนโดยปริมาตรของก๊าซในหอดูดซับ = 1 – Fraction of desiccant packing

N = จำนวนครั้งการเปลี่ยนถ่ายตัวกลางดูดซับต่อปี

P_1 = ความดันบรรยากาศ = 14.7 Psia

P_2 = ความดันของก๊าซภายในหอดูดซับ (Psia)

$\%CH_4$ = องค์ประกอบก๊าซมีเทนโดยโมล (% mole) ในก๊าซที่ป้อนเข้าหอดูดซับ

$\%CO_2$ = องค์ประกอบก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยโมล (% mole) ในก๊าซที่ป้อนเข้าหอดูดซับ

4.2.2 การระบายก๊าซเรือนกระจกจาก Cold Process and Vents

เกิดจากกระบวนการผลิตหรือการทดสอบหลุม (Well testing) และในการคำนวณต้องทราบปริมาณก๊าซที่ป้อนเข้าหน่วยเป็นอย่างน้อย ซึ่งสามารถคำนวณได้ 1 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 ก๊าซมีเทนและก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตน้ำมันดิบและผลิตก๊าซ
สมการ (18)

$$(1) E_{CH_4} = V_{oil} \times GOR \times \%CH_4 \times (N/365) \times (1.913 \times 10^{-5})$$

$$(2) E_{CO_2} = V_{oil} \times GOR \times \%CO_2 \times (N/365) \times (5.262 \times 10^{-5})$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

E_{CO_2} = ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี (tonCO₂/yr)

V_{oil} = ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี (barrel/yr)

GOR = สัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันดิบ (Gas-to-Oil Ratio) (scf/barrel)

%CH₄ = องค์ประกอบก๊าซมีเทนโดยโมล (% mole) ในก๊าซ

%CO₂ = องค์ประกอบก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยโมล (% mole) ในก๊าซ

N = จำนวนวันที่มีการ Vent ต่อปี

4.2.3 ถังเก็บ

เกิดจากการลดลงของความดันในถังเก็บ ทำให้ก๊าซบางส่วนแยกตัวออกมาจากน้ำมันดิบ (Flash gas) ซึ่งสามารถคำนวณได้ 3 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 ถังเก็บน้ำมันดิบ

สมการ (19)

$$E_{CH_4} = GOR \times V_{oil} \times \%CH_4 \times (6.76 \times 10^{-4})$$

$$GOR = G_{Flash\ gas} \times \left[\left(\frac{P}{519.7 \times 10^{y_g}} \right)_{Separator}^{1.204} - \left(\frac{P}{519.7 \times 10^{y_g}} \right)_{Storage\ Tank}^{1.204} \right]$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

GOR = สัดส่วนก๊าซที่ Flash ต่อปริมาณน้ำมันดิบ (m³/m³ oil)

V_{oil} = ปริมาณน้ำมันดิบที่ไหลเข้าถังเก็บ (bbl)

%CH₄ = องค์ประกอบก๊าซมีเทนใน Flash gas โดยปริมาตร หากไม่มีข้อมูลให้ใช้ค่า 27.4

$G_{Flash\ gas}$ = ความถ่วงจำเพาะของ Flash gas หากไม่มีข้อมูลให้ใช้ค่า 0.9

P = ความดันใน Separator และในถังเก็บ (kPa)

$$y_g = 1.225 + 0.00164 \times T - 1.769/SG_{oil}$$

$$T = \text{อุณหภูมิใน Separator และถังเก็บ (K)}$$

$$SG_{oil} = \text{ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบเทียบกับน้ำ} = 141.5/131.5 + G_{oil}$$

$$G_{oil} = \text{API gravity ของน้ำมันดิบที่ } 60^\circ\text{F}$$

วิธีที่ 2 ถังเก็บคอนเดนเสท

สมการ (20)

$$E_{CH_4} = V_c \times EF_c$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

V_c = ปริมาณคอนเดนเสทที่เข้าถังเก็บต่อปี (bbl)

EF_c = Methane flashing emission = 2.3×10^{-3} tonCH₄/bbl

วิธีที่ 3 ถังเก็บน้ำจากกระบวนการผลิต

สมการ (21)

$$E_{CH_4} = V_{pw} \times EF_{Flash}$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

V_{pw} = ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เข้าถังเก็บต่อปี (bbl)

EF_{Flash} = Emission Factor ของก๊าซมีเทน จากตาราง d-2

วิธีที่ 4 ถังเก็บที่มี Blanketed Natural gas

สมการ (22)

$$E_{CH_4} = V_b \times \%CH_4 \times 1.913 \times 10^{-5}$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

V_b = ปริมาณน้ำมันดิบที่เติมเข้ามาแทนที่ก๊าซธรรมชาติ (bbl)

$\%CH_4$ = องค์ประกอบของก๊าซมีเทนโดยโมล (%mole)
ในก๊าซธรรมชาติ

หมายเหตุ

คำนวณที่สภาวะมาตรฐาน ความดัน 1 atm, อุณหภูมิ 60 °F

4.2.4 การระบายก๊าซเรือนกระจกจาก Loading Operations

เกิดจากกระบวนการขนถ่ายน้ำมันดิบหรือคอนเดนเสทจากถังเก็บไปยังผู้ซื้อ โดยบรรจลงถังเก็บของรถบรรทุก รถไฟ หรือเรือ ในการคำนวณต้องทราบปริมาณที่ขนถ่ายต่อปีเป็นอย่างน้อย ซึ่งสามารถคำนวณได้ 1 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 การปล่อยก๊าซมีเทน

สมการ (23)

$$E_{CH_4} = V_L \times EF_{TOC} \times 0.15$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

V_L = ปริมาณน้ำมันดิบหรือคอนเดนเสทที่ขนถ่ายต่อปี (m³)

EF_{TOC} = TOC Emission factor จากตาราง d-3
(tonne TOC/10³ m³ loaded)

4.2.5 การระบายก๊าซเรือนกระจกจาก Venting sourcesอื่น ๆ สามารถคำนวณได้ 2 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 Mud Degassing

สมการ (24)

$$E_{CH_4} = EF_M \times N \times \frac{(\%CH_4 \text{ actual})}{\%CH_4 \text{ default}}$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

EF_M = Emission Factor จากตาราง d-4

N = จำนวนวันที่มีการขุดเจาะ

$\%CH_4 \text{ actual}$ = องค์ประกอบของก๊าซมีเทน

$\%CH_4 \text{ default}$ = 83.85%

วิธีที่ 2 None-routine emissions

$$E_{CH_4} = EF_{CH_4} \times N \times \frac{(\%CH_4 \text{ actual})}{\%CH_4 \text{ default}}$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปี (tonCH₄/yr)

EF_M = Emission Factor จากตาราง d-4

N = จำนวนอุปกรณ์หรือจำนวนครั้งที่มีการกิจกรรม

$\%CH_4 \text{ actual}$ = องค์ประกอบของก๊าซมีเทนโดยโมล (%mole)

$\%CH_4 \text{ default}$ = 78.8%

หมายเหตุ กำหนด $\frac{\%CH_4 \text{ actual}}{\%CH_4 \text{ default}} = 1$ เมื่อไม่ทราบ $\%CH_4 \text{ actual}$

4.2.6 การใช้วัตถุระเบิด สามารถคำนวณได้ 1 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 กรณีใช้ Ammonium Nitrate Fuel Oil (ANFO) โดยที่

$$E_{GHG} = \text{ANFO Consumption} \times EF$$

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี (tonneCO₂e/yr)

ANFO Consumption = ปริมาณการใช้ ANFO

EF = Emission Factor = 0.17 tonne CO₂/tonne ANFO

4.2.7 การใช้สารดับเพลิง สามารถคำนวณได้ 1 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 กรณีมี Fluorinated gas หรือ CO₂ เป็นองค์ประกอบ

$$E_{GHG} = N \times GWP$$

โดยที่

E_{GHG} = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อปี (CO₂e/yr)

N = ปริมาณสารดับเพลิงที่ใช้ต่อปี (kg)

4.3 ก๊าซเรือนกระจกจากการรั่วซึม (Fugitive Emissions)

เกิดจากการรั่วซึมออกจากอุปกรณ์ โดยแบ่งจากแหล่งกำเนิดได้ 3 ประเภท ดังนี้

4.3.1 การรั่วซึมจากอุปกรณ์ (Equipment Leak)

เกิดจากการรั่วซึมจากอุปกรณ์ต่าง ๆ ในกระบวนการผลิต ในการคำนวณต้องทราบปริมาณการผลิตน้ำมันดิบหรือก๊าซต่อปีเป็นอย่างน้อย ซึ่งสามารถคำนวณตามแหล่งกำเนิดจากการดำเนินงานได้ 2 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 การผลิตจากแหล่งบนบกและในทะเล
สมการ (25)

$$E_{CH_4} = P \times EF_f \times \frac{(\%CH_4 \text{ actual})}{\%CH_4 \text{ default}}$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณก๊าซมีเทนที่รั่วซึมต่อปี (tonCH₄/yr)

P = ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบหรือก๊าซต่อปี (bbl หรือ MMscf)

EF_f = Emission Factor จากตาราง e-1 (tonCH₄/unit)

$\%CH_4 \text{ actual}$ = องค์ประกอบของก๊าซมีเทน

$\%CH_4 \text{ default}$ = องค์ประกอบของก๊าซมีเทน จากตาราง e-1

หมายเหตุ กำหนด $\frac{\%CH_4 \text{ actual}}{\%CH_4 \text{ default}} = 1$ เมื่อไม่ทราบ $\%CH_4 \text{ actual}$

วิธีที่ 2 การแยกและปรับปรุงคุณภาพก๊าซ

$$E_{CH_4} = P \times EF_f \times \frac{(\%CH_4 \text{ actual})}{\%CH_4 \text{ default}}$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณก๊าซมีเทนที่รั่วซึมต่อปี (tonCH₄/yr)

P = ปริมาณการผลิตก๊าซต่อปี (MMscf)

EF_f = Emission Factor จากตาราง e-1

$\%CH_4 \text{ actual}$ = องค์ประกอบของก๊าซมีเทน

$\%CH_4 \text{ default}$ = 86.6% ดังตาราง e-1

หมายเหตุ กำหนด $\frac{\%CH_4 \text{ actual}}{\%CH_4 \text{ default}} = 1$ เมื่อไม่ทราบ $\%CH_4 \text{ actual}$

4.3.2 การรั่วซึมอื่น ๆ (Other Fugitive Emissions)

เกิดจากการบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพซึ่งจะเกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และก๊าซมีเทน การคำนวณต้องทราบปริมาณของน้ำเสียที่นำไปบำบัดต่อปีเป็นอย่างน้อย ซึ่งแบ่งการคำนวณตามประเภทของระบบบำบัดน้ำเสีย เป็น 2 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 ระบบบำบัดแบบเติมอากาศ

สมการ (26)

$$E_{CO_2} = V \times 3.785712 \times \frac{BOD_5}{0.7} \times \frac{44}{12} \times 10^{-9}$$

โดยที่

E_{CO_2} = ปริมาณ CO₂ ที่รั่วซึมต่อปี (tonCO₂/yr)

V = ปริมาณน้ำเสียที่บำบัดต่อปี (gallon/yr)

BOD₅ = ค่า BOD ที่ 5 วัน (mg/L)

วิธีที่ 2 ระบบบำบัดแบบไม่เติมอากาศ

สมการ (27)

$$E_{CH_4} = [(V \times COD - S) \times B \times MCF \times 0.001]$$

โดยที่

E_{CH_4} = ปริมาณก๊าซมีเทนที่รั่วซึมต่อปี (tonCH₄/yr)

V = ปริมาณน้ำเสียที่บำบัดต่อปี (m³/yr)

S = ปริมาณกากตะกอนที่ถูกกำจัด (kg COD/yr)

B = 0.25 kg CH₄/kg COD

COD = ค่าเฉลี่ยภาระความสกปรกของน้ำเสีย (kg/m³)

MCF = Methane correction factor จากตาราง e-2

4.3.3 การรั่วซึมของก๊าซที่มีฟลูออไรด์เป็นองค์ประกอบ (Fluorinated Fugitive Emissions)

เกิดจากการรั่วซึมของน้ำยาทำความเย็นที่มีฟลูออไรด์เป็นองค์ประกอบ เช่น HFCs PFCs และ SF₆ ซึ่งการคำนวณต้องทราบชนิดของน้ำยาทำความเย็นที่เติมเป็นอย่างน้อย แบ่งเป็น 2 วิธี ดังนี้

วิธีที่ 1 กรณีทราบปริมาณของน้ำยาที่เติม

โดยที่

$E_{\text{Fluorinated gas}}$ = ปริมาณ Fluorinated gas ที่รั่วซึมต่อปี ($\text{CO}_2\text{e/yr}$)

V = ปริมาณของน้ำยาที่เติมต่อปี (kg)

GWP = ค่า GWP ของน้ำยาทำความเย็น จากตาราง e-4

$$E_{\text{Fluorinated gas}} = V \times \text{GWP}$$

วิธีที่ 2 กรณีไม่ทราบปริมาณของน้ำยาที่เติม

สมการ (28)

$$E_{\text{Fluorinated gas}} = C \times EF_{\text{Operationg}} \times 0.001 \times N \times \text{GWP}$$

โดยที่

$E_{\text{Fluorinated gas}}$ = ปริมาณ Fluorinated gas ที่รั่วซึมต่อปี ($\text{CO}_2\text{e/yr}$)

C = ความจุของอุปกรณ์ที่เติม Fluorinated gas

$EF_{\text{Operationg}}$ = ค่าการรั่วซึมของอุปกรณ์ต่อปี จากตาราง e-3

N = จำนวนอุปกรณ์

GWP = ค่า GWP ของน้ำยาทำความเย็น จากตาราง e-4

วิธีที่ 3 การรั่วซึมจากอุปกรณ์ไฟฟ้าบางประเภท

โดยที่

$E_{\text{Fluorinated gas}}$ = ปริมาณ Fluorinated gas ที่รั่วซึมต่อปี ($\text{CO}_2\text{e/yr}$)

V = ปริมาณของน้ำยาที่เติมต่อปี (kg)

GWP = ค่า GWP ของน้ำยาทำความเย็น จากตาราง e-4

$$E_{\text{Fluorinated gas}} = V \times \text{GWP}$$

4.4 ก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงาน (Energy Indirect Emissions)

เกิดจากการนำเข้าพลังงานไฟฟ้า ไอน้ำ ความร้อน หรือน้ำหล่อเย็นจากผู้ผลิตหรือผู้จัดหาพลังงานภายนอก เพื่อนำมาใช้ขับเคลื่อนอุปกรณ์ เครื่องมือต่าง ๆ ในกิจการสำรวจและผลิตของผู้รับสัมปทาน หรือผู้รับสัญญา แบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ สามารถคำนวณได้ดังสมการ

สมการ (29)

$$E_{\text{GHG}} = \text{Energy consumption} \times EF$$

หมายเหตุ

1) กรณีซื้อหรือนำเข้าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด $EF = 0.5813 \text{ kCO}_2/\text{kwh}$

2) กรณีซื้อหรือนำเข้าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน กำหนด EF ตามผู้ผลิต หากไม่ทราบให้ใช้ $0.5813 \text{ kgCO}_2\text{e/kwh}$

5. ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission factor : EF)

ตารางที่ a-1 ค่า EF_{GHG} สำหรับคำนวณ Stationary Combustion

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	EF_{GHG} (Kg CO ₂ e/หน่วย)	อ้างอิง
ก๊าซธรรมชาติ	MJ	0.0099	Ecoinvent 2.0
ก๊าซธรรมชาติ	Scf	0.0670	IPCC
ก๊าซหุงต้ม (LPG)	MJ	0.0612	Frankin US 98
ก๊าซหุงต้ม (LPG)	L	1.6812	IPCC
ก๊าซหุงต้ม (LPG)	Kg	3.1100	IPCC
ถ่านหิน (Coking Coal)	Kg	2.6268	IPCC
ถ่านหินลิกไนต์ (Lignite)	Kg	1.0624	IPCC
ถ่านหินบิทูมินัสอื่น ๆ	Kg	2.5070	IPCC
ดีเซล	L	2.7080	IPCC 2007, DEDE
น้ำมันเตา	Kg	0.6200	LCA DK
น้ำมันเตา	MJ	0.0926	Ecoinvent 2.0
น้ำมันเตา	L	3.0883	IPCC
น้ำมันก๊าส (Kerosene)	L	2.4777	IPCC
สารชีวมวล (Biomass)	Kg	0.6930	IPCC

ที่มา : แนวทางการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2554

ตารางที่ a-2 ค่า EF_{CO_2} , EF_{CH_4} และ EF_{N_2O} สำหรับคำนวณ Stationary Combustion

ชนิดเชื้อเพลิง	EF_{CO_2}		EF_{CH_4}		EF_{N_2O}	
	Tonnes /10 ¹² J (LHV)	Tonnes /10 ¹² J (HHV)	Tonnes /10 ¹² J (LHV)	Tonnes /10 ¹² J (HHV)	Tonnes /10 ¹² J (LHV)	Tonnes /10 ¹² J (HHV)
Anthracite			1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Anthracite Coal	103.4	98.2				
Asphalt and Road Oil	75.4	71.7				
Aviation Gas	69.0	65.6				
Aviation Gasoline/Jet Gasoline			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Biogasoline			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Biodiesels			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Bitumen	80.7	76.6	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Bituminous Coal	93.2	88.6				
Charcoal			2.00E-01	1.90E-01	4.00E-03	3.80E-03
Coal Tar			1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Coke	113.7	108.0				

ตารางที่ a-2 ค่า EF_{CO_2} , EF_{CH_4} และ EF_{N_2O} สำหรับคำนวณ Stationary Combustion (ต่อ)

ชนิดเชื้อเพลิง	EF_{CO_2}		EF_{CH_4}		EF_{N_2O}	
	Tonnes / 10^{12} J (LHV)	Tonnes / 10^{12} J (HHV)	Tonnes / 10^{12} J (LHV)	Tonnes / 10^{12} J (HHV)	Tonnes / 10^{12} J (LHV)	Tonnes / 10^{12} J (HHV)
Coke Oven Gas			1.00E-03	9.00E-04	1.00E-04	9.00E-05
Coke (CokeOven/Lignite/Gas)	107.1	101.7	1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Coking Coal			1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Crude Oil	74.4	70.7	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Ethane			1.00E-03	9.50E-04	6.00E-04	5.70E-04
Distillate Fuel (#1,2,4)	73.0	69.3				
Electric Utility Coal	94.5	89.8				
	94.2	89.5				
Ethanol	70.8	67.2				
Flexicoker Low BTU Gas	119.5	107.6				
Fuel Oil #4	76.0	72.2				
Gas Coke			1.00E-03	9.50E-04	1.00E-04	9.50E-05
Gas/Diesel Oil	74.1	70.4	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Industrial Coking Coal	93.5	88.8				
Jet Fuel	70.7	67.2				
Jet Gasoline			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Kerosene	72.1	68.5	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Landfill Gas			1.00E-03	9.00E-04	1.00E-04	9.00E-05
Lignite	96.2	91.4	1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
	63.0	59.9				
Liquefied Petroleum Gas (LPG)	62.1	59.0	1.00E-03	9.50E-04	1.00E-04	9.50E-05
Liquefied Petroleum Gas (LPG)	63.0	59.9				
Lubricants	74.0	70.3	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Butane (normal)	64.8	61.5				
Ethane	59.4	56.5				
Isobutane	64.9	61.7				
Propane	62.9	59.8				
Miscellaneous Product	74.4	70.7				
Motor Gasoline (Petrol)	70.7	67.2	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Naphtha (<401°F)	66.4	63.0	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Nat. Gas Liquids	64.2	61.0	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04

ตารางที่ a-2 ค่า EF_{CO_2} , EF_{CH_4} และ EF_{N_2O} สำหรับคำนวณ Stationary Combustion (ต่อ)

ชนิดเชื้อเพลิง	EF_{CO_2}		EF_{CH_4}		EF_{N_2O}	
	Tonnes / 10^{12} J (LHV)	Tonnes / 10^{12} J (HHV)	Tonnes / 10^{12} J (LHV)	Tonnes / 10^{12} J (HHV)	Tonnes / 10^{12} J (LHV)	Tonnes / 10^{12} J (HHV)
Natural Gas (Pipeline)	55.9	50.3	1.00E-03	9.00E-04	1.00E-04	9.00E-05
Natural Gas (Flared – 1,130 Btu/scf basis)	57.6	51.9				
Other Biogas			1.00E-03	9.00E-04	1.00E-04	9.00E-05
Other Bituminous Coal	94.6	89.9	1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Other Industrial Coal	93.8	89.1				
Other Kerosene			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Other Liquid Biofuels			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Other Petroleum Products			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Other Primary Solid Biomass			3.00E-02	2.85E-02	4.00E-03	3.80E-03
Oil Shale and Tar Sands	106.7	101.4	1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Other Oil (>401°F)	73.0	69.3				
Peat	106.0	100.7	1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Pentanes Plus	66.7	63.4				
Petrochemical Feedstocks	70.9	67.3				
Petroleum Coke	101.9	96.8	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Paraffin Waxes			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Petroleum Waxes	95.1	90.4	3.00E-02	2.85E-02	4.00E-03	3.80E-03
Refinery Feedstocks			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Refinery Gas	57.6	51.8	1.00E-03	9.00E-04	1.00E-04	9.00E-05
Residential/Commercial Coal	95.1	90.4				
Residual Fuel Oil			3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Residual Oil #5	77.8	73.9				
Residual Oil #6	78.6	74.7				
Shale Oil	85.8	81.5				
Sludge Gas	73.3	69.7	3.00E-03	2.85E-03	6.00E-04	5.70E-04
Sub-Bituminous Coal			1.00E-03	9.50E-04	1.50E-03	1.42E-03
Special Naphtha	72.7	69.0				
Still Gas	67.6	60.9				
Sub-bituminous Coal	96.9	92.0				
Tires/Tire Derived Fuel	72.5	68.8				
Unfinished Oils	74.4	70.7				
Waste Oil			1.00E-03	9.00E-04	1.00E-04	9.00E-05
Waste Wood/Wood			3.00E-02	2.85E-02	4.00E-03	3.80E-03

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ a-3 ค่า Equipment Thermal Efficiency (ETT) ของอุปกรณ์สำหรับคำนวณ Stationary Combustion

Generator Type	Fuel Type	Original Units	Converted Units				
		HHV Basis			LHV Basis		
		Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (Input)/ J (Output)	Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (Input)/ J (Output)
Advanced Combustion Turbine	Not Specified	9,289	6,927	2.722			
Advanced Gas / Oil Combined Cycle	Not Specified	6,752	5,035	1.979			
Advanced Gas / Oil Combined Cycle with Carbon Sequestration	Not Specified	8,613	6,423	2.524			
Biomass	Not Specified	8,911	6,645	2.612			
Combined Heat and Power	Natural Gas	5,000 – 6,000	3,729 – 4,474	1.465 – 1.758	4,750 – 5,700	3,542 – 4,250	1.392 – 1.671
Combined Cycle Single Shaft	Natural Gas	8,952	6,676	2.624	8,057	6,008	2.361
Combined Cycle Steam Turbine with Supplemental Firing	Natural Gas	10,229	7,628	2.998	9,206	6,865	2.698
Conventional Combustion Turbine	Not Specified	10,833	8,078	3.175			
Conventional Gas / Oil Combined Cycle	Not Specified	7,196	5,366	2.109			
Distributed Generation – Baseload	Not Specified	9,200	6,860	2.696			
Distributed Generation – Peak	Not Specified	10,257	7,649	3.006			
Fuel Cells	Not Specified	7,930	5,913	2.324			
Gas Turbine	Liquefied Propane Gas	13,503	10,069	3.957	12,828	9,566	3.759
	Natural Gas	13,918	10,379	4.079	12,526	9,341	3.671
	Refinery Gas	15,000	11,186	4.396	13,500	10,067	3.956
Geothermal	Not Specified	35,376	26,380	10.368			
Integrated Coal-Gasification Combined Cycle	Not Specified	8,765	6,536	2.569			
Integrated Coal-Gasification Combined Cycle with Carbon Sequestration	Not Specified	10,781	8,039	3.160			
Internal Combustion Engine	Gasoline	9,387 (converted)	7,000 (original units)	2.751	8,918	6,650	2.614
	Natural Gas	10,538	7,858	3.088	9,484	7,072	2.780
	No. 2 Fuel Oil	10,847	8,089	3.179	10,305	7,684	3.020
	Refinery Gas	14,000	10,440	4.103	12,600	9,396	3.693

ตารางที่ a-3 ค่า Equipment Thermal Efficiency (ETT) ของอุปกรณ์สำหรับคำนวณ Stationary Combustion (ต่อ)

Generator Type	Fuel Type	Original Units	Converted Units				
		HHV Basis			LHV Basis		
		Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (Input)/ J (Output)	Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (Input)/ J (Output)
Scrubbed Coal – New	Not Specified	9,200	6,860	2.696			
Steam Turbine (Boiler)	Coal (Anthracite)	11,792	8,793	3.456	11,202	8,354	3.283
	Coal Bitu (minous)	9,941	7,413	2.913	9,444	7,042	2.768
	Coal (Lignite)	10,933	8,153	3.204	10,386	7,745	3.044
	Coal (Sub - Bituminous)	10,354	7,721	3.034	9,836	7,335	2.883
Steam Turbine (Boiler)	Liquefied Propane Gas	14,200	10,589	4.162	13,490	10,059	3.954
	Natural Gas	10,502	7,831	3.078	9,452	7,048	2.770
	No. 2 Fuel Oil	8,653	6,453	2.536	8,220	6,130	2.409
	Refuse, Bagasses, non-wood	13,706	10,221	4.017	13,021	9,710	3.816
	Wood and Wood Waste	15,725	11,726	4.609	14,939	11,140	4.378

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ b-1 ค่า EF_{GHG} สำหรับคำนวณ Mobile Combustion

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	EF_{GHG} (Kg CO ₂ e/หน่วย)	อ้างอิง
ดีเซล	L	2.7446	IPCC
ก๊าซธรรมชาติ (CNG)	Kg	2.2472	IPCC
ก๊าซหุงต้ม (LPG)	L	1.5362	IPCC
ก๊าซหุงต้ม (LPG)	Kg	2.8400	IPCC
เบนซิน	L	2.1896	IPCC
ไบโอดีเซล	L	2.6265	U.S. Energy Information Administration

ที่มา : แนวทางการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2554

ตารางที่ b-2 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (FE) ประเภทรถยนต์ สำหรับคำนวณ Mobile Combustion

ประเภทรถยนต์	ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	FE	อ้างอิง
รถยนต์ขนาดเล็ก (1500 cc)	เบนซิน	km/L	17.770	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถยนต์ขนาดกลาง (1600 cc)	เบนซิน	km/L	15.238	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถยนต์ขนาดกลาง (1800 cc)	เบนซิน	km/L	13.796	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถยนต์ขนาดใหญ่ (2000 cc)	เบนซิน	km/L	12.248	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถยนต์เฉลี่ยทุกขนาด	เบนซิน	km/L	14.763	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถกระบะบรรทุกทุกเฉลี่ย	ดีเซล	km/L	6.369	American Petroleum Institute, 2004
รถกระบะส่วนบุคคลขนาด 1 ตัน	ดีเซล	km/L	11.111	American Petroleum Institute, 2004
รถ NGV	CNG	km/kg	11.905	American Petroleum Institute, 2004
รถ LPG	LPG	km/L	8.929	American Petroleum Institute, 2004
รถตู้โดยสาร	ดีเซล	km/L	10.204	American Petroleum Institute, 2004
รถโดยสารประจำทาง	ดีเซล	km/L	2.850	American Petroleum Institute, 2004
รถจักรยานยนต์ 4 จังหวะ เครื่องยนต์ขนาดเล็กกว่า 125 cc	เบนซิน	km/L	36.625	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถจักรยานยนต์ 4 จังหวะ เครื่องยนต์ขนาด 125 cc	เบนซิน	km/L	38.655	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถจักรยานยนต์ 2 จังหวะ เครื่องยนต์ขนาด 120 cc	เบนซิน	km/L	37.245	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถจักรยานยนต์ 2 จังหวะ เครื่องยนต์ขนาด 150 cc	เบนซิน	km/L	27.625	กรมควบคุมมลพิษ, 2551
รถจักรยานยนต์ 4 จังหวะเฉลี่ย ทุกขนาด	เบนซิน	km/L	37.640	กรมควบคุมมลพิษ
รถจักรยานยนต์ 2 จังหวะเฉลี่ย ทุกขนาด	เบนซิน	km/L	32.435	กรมควบคุมมลพิษ

ที่มา : แนวทางการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน, 2554)

ตารางที่ b-3 ค่า EF_C สำหรับคำนวณ Mobile Combustion

ประเภทรถยนต์	หน่วย	EF_C (Kg CO ₂ e/ หน่วย)	อ้างอิง
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ B5 16 ตัน No load	km	0.5429	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ B5 16 ตัน 50% load	ton-km	0.0798	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ B5 16 ตัน 75% load	ton-km	0.0552	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ B5 16 ตัน Full load	ton-km	0.0425	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน No load	km	0.6160	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน 50% Load	ton-km	0.1012	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน 75% Load	ton-km	0.0719	TH database, classified and uncertified

ตารางที่ b-3 ค่า EF_C สำหรับคำนวณ Mobile Combustion (ต่อ)

ประเภทรถยนต์	หน่วย	EF_C (Kg CO ₂ e/ หน่วย)	อ้างอิง
รถกระบะบรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน Full load	ton-km	0.0555	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน No load	km	0.3270	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน 50% Load	ton-km	0.2815	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน 75 % Load	ton-km	0.1920	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน Full load	ton-km	0.1472	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน No load	km	0.4461	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน 50% load	ton-km	0.1298	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน 75% load	ton-km	0.0911	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน Full load	ton-km	0.0705	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน No load	km	0.5139	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน 50% load	ton-km	0.1127	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน 75% load	ton-km	0.0800	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน Full load	ton-km	0.0639	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน No load	km	0.9065	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน 50% load	ton-km	0.0830	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน 75% load	ton-km	0.0588	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน Full load	ton-km	0.0459	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 20 ล้อ 32 ตัน No load	km	0.8773	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 20 ล้อ 32 ตัน 50% load	ton-km	0.0869	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 20 ล้อ 32 ตัน 75% load	ton-km	0.0615	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 20 ล้อ 32 ตัน Full load	ton-km	0.0464	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 22 ล้อ 32 ตัน No load	km	1.0655	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 22 ล้อ 32 ตัน 50% load	ton-km	0.0896	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 22 ล้อ 32 ตัน 75% load	ton-km	0.0618	TH database, classified and uncertified
รถกระบะบรรทุกพ่วง 22 ล้อ 32 ตัน Full load	ton-km	0.0475	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน No load	km	0.6001	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน 50% load	ton-km	0.0887	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน 75% load	ton-km	0.0614	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 10 ล้อ 16 ตัน Full load	ton-km	0.0473	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน No load	km	0.3492	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน 50% load	ton-km	0.3546	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน 75% load	ton-km	0.2508	TH database, classified and uncertified

ตารางที่ b-3 ค่า EF_C สำหรับคำนวณ Mobile Combustion (ต่อ)

ประเภทรถยนต์	หน่วย	EF_C (Kg CO ₂ e/ หน่วย)	อ้างอิง
รถตู้บรรทุก 4 ล้อ 7 ตัน Full load	ton-km	0.1913	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 4 ล้อขนาดเล็ก 1.5 ตัน No load	km	0.2523	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 4 ล้อขนาดเล็ก 1.5 ตัน 50% load	ton-km	0.3970	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 4 ล้อขนาดเล็ก 1.5 ตัน 75% load	ton-km	0.2823	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 4 ล้อขนาดเล็ก 1.5 ตัน Full load	ton-km	0.2247	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน No load	km	0.4248	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน 50% load	ton-km	0.1247	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน 75% load	ton-km	0.0877	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดเล็ก 8.5 ตัน Full load	ton-km	0.0680	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน No load	km	0.4565	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน 50% load	ton-km	0.1062	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน 75% load	ton-km	0.0745	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุก 6 ล้อขนาดใหญ่ 11 ตัน Full load	ton-km	0.0569	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน No load	km	0.8576	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน 50% load	ton-km	0.0831	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน 75% load	ton-km	0.0597	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกกึ่งพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน Full load	ton-km	0.0465	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน No load	km	0.8216	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน 50% Load	ton-km	0.0756	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน 75% Load	ton-km	0.0536	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกพ่วง 18 ล้อ 32 ตัน Full load	ton-km	0.0418	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกเปิด 10 ล้อ 16 ตัน No load	km	0.6320	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกเปิด 10 ล้อ 16 ตัน 50% Load	ton-km	0.0917	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกเปิด 10 ล้อ 16 ตัน 75% Load	ton-km	0.0642	TH database, classified and uncertified
รถตู้บรรทุกเปิด 10 ล้อ 16 ตัน Full load	ton-km	0.0509	TH database, classified and uncertified

ที่มา : แนวทางการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2554

ตารางที่ b-4 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (FE) ประเภทเรือ สำหรับคำนวณ Mobile Combustion

ประเภทเรือ	Consumption at Full Power (tonne/day) * GRT = Gross Registered Tonnage
Solid bulk carriers	$20.186 + (0.00049 \times \text{GRT})$
Liquid bulk carriers	$14.685 + (0.00079 \times \text{GRT})$
General cargo	$9.8197 + (0.00143 \times \text{GRT})$
Container	$8.0552 + (0.00235 \times \text{GRT})$
Passenger/roll-on/roll-off (Ro-Ro)/cargo	$12.834 + (0.00156 \times \text{GRT})$
High speed ferry	$39.483 + (0.00972 \times \text{GRT})$
Inland cargo	$9.8197 + (0.00143 \times \text{GRT})$
Tugs	$5.6511 + (0.01048 \times \text{GRT})$
Other ships	$9.7126 + (0.00091 \times \text{GRT})$
All ships	$16.263 + (0.001 \times \text{GRT})$

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ c-1 ค่าทั่วไปของ Upstream Gas Composition สำหรับคำนวณ Flare Emissions

Gas Component	Composition Volume (or mole) %	
	Raw or Produce Gas	Gas Processing Plant
CH ₄	80	91.9
Non-methane hydrocarbon	15 (C ₂ H ₆) 5 (C ₃ H ₈)	6.84 (MW unspecified)
N ₂	-	0.68
CO ₂	-	0.58

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ c-2 ค่า EF_{N₂O} สำหรับคำนวณ Flare Emission

Flare Source	EF _{N₂O}	Uncertainty (%)	หน่วย
Flaring - gas production	5.9E-07 – 8.2E-07	-10 to +1000	tonnes/106 scf gas production
Flaring - sweet gas processing	7.1E-07 – 9.6E-07	-10 to +1000	tonnes/106 scf raw gas feed
Flaring - sour gas processing	1.5E-06 – 2.1E-06	-10 to +1000	tonnes /106 scf raw gas feed
Flaring - conventional oil Production	1.0E-04 – 1.4E-04	-10 to +1000	tonnes/103 bbl conventional oil production
Flaring - heavy oil/cold bitumen Production	7.3E-05 – 1.0E-04	-10 to +1000	tonnes/103 bbl heavy oil production
Flaring - thermal oil production	3.8E-05 – 5.2E-05	-10 to +1000	tonnes/103 bbl thermal bitumen production

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ d-1 ค่า EF_{CH_4} ของหน่วย Glycol Dehydrator สำหรับคำนวณ Process and vented Emissions

Mode of Operation	EF_{CH_4} Original Units	EF_{CH_4} Converted to Tonnes per Gas Processed Basis
Gas pump without a flash separator	82.63 tonne/yr per 10^6 Nm^3 /day gas processed	0.006410 tonnes/ 10^6 scf gas processed
		0.2264 tonnes / 10^6 m^3 gas processed
Gas pump with a flash separator	1.98 tonne/ yr per 10^6 Nm^3 /day gas processed	0.000154 tonnes/ 10^6 scf gas processed
		0.00542 tonnes/ 10^6 m^3 gas processed
Electric pump without a flash separator	21.46 tonne/ yr per 10^6 Nm^3 /day gas processed	0.001665 tonnes/ 10^6 scf gas processed
		0.05879 tonnes/ 10^6 m^3 gas processed
Electric pump with a flash separator	1.64 tonne/ yr per 10^6 Nm^3 /day gas processed	0.000127 tonnes/ 10^6 scf gas processed
		0.00449 tonnes/ 10^6 m^3 gas processed

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ d-2 ค่า EF_{Flash} ของ Produced water tank สำหรับคำนวณ Process and vented Emissions

Separator Pressure (psi)	Produced Water Salt Content	EF_{Flash}	
		Tonnes CH_4 /1000 bbl produced water	Tonnes CH_4 /1000 m^3 produced water
50	20%	0.0015	0.009185
250	20%	0.00986	0.06200
250	10%	0.0150	0.09414
250	2%	0.0177	0.11137
250	Average of 10.7%	0.0142	0.08917
1000	20%	0.0354	0.22273
1000	10%	0.0536	0.33697
1000	2%	0.0634	0.39896
1000	Average of 10.7%	0.0508	0.31955

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ d-3 ค่า EF_{TOC} จาก Loading Operation สำหรับคำนวณ Process and vented Emissions

Loading Type	Units		Crude Oil
Rail / Truck loading submerged loading – dedicated normal service	Original Units	lb TOC/ 10^3 gal loaded	2
		mg TOC/L loaded	240
	Converted Units	tonne TOC/ 10^6 gal loaded	0.91
		tonne TOC/ 10^3 m^3 loaded	0.240
Rail / Truck loading submerged loading – vapor balance service	Original Units	lb TOC/ 10^3 gal loaded	3
		mg TOC/L loaded	400
	Converted Units	tonne TOC/ 10^6 gal loaded	1.51
		tonne TOC/ 10^3 m^3 loaded	0.400

ตารางที่ d-3 ค่า EF_{TOC} จาก Loading Operation สำหรับคำนวณ Process and vented Emissions (ต่อ)

Loading Type	Units		Crude Oil
Rail / Truck loading splash loading – dedicated normal service	Original Units	lb TOC/10 ³ gal loaded	5
		mg TOC/L loaded	580
	Converted Units	tonne TOC/10 ⁶ gal loaded	2.20
		tonne TOC/10 ³ m ³ loaded	0.580
Rail / Truck loading splash loading – vapor balance service	Original Units	lb TOC/10 ³ gal loaded	3
		mg TOC/L loaded	400
	Converted Units	tonne TOC/ 10 ⁶ gal loaded	1.51
		tonne TOC/10 ³ m ³ loaded	0.400
Marine loading – Ships/Ocean barges	Original Units	lb TOC/10 ³ gal loaded	0.61
		mg TOC/L loaded	73
	Converted Units	tonne TOC/10 ⁶ gal loaded	0.28
		tonne TOC/10 ³ m ³ loaded	0.073
Marine loading – Barges	Original Units	lb TOC/10 ³ gal loaded	1.0
		mg TOC/L loaded	120
	Converted Units	tonne TOC/10 ⁶ gal loaded	0.45
		tonne TOC/10 ³ m ³ loaded	0.120

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ d-4 ค่า EF_M จากน้ำโคลน สำหรับคำนวณ Process and vented Emissions

Mud Type	EF_M Original Units (lb THC/drilling day)	EF_M Converted to Tonnes Basis (tonnesCH ₄ /drilling day)
Water-based Mud	881.84	0.2605
Oil-based Mud	198.41	0.0586
Synthetic Mud	198.41	0.0586

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ d-5 ค่า EF_{CH_4} จากกิจกรรมที่ไม่ได้ทำเป็นประจำ สำหรับคำนวณ Process and vented Emissions

Source	CH ₄ Emission Factor Converted to TonnesBasis	CH ₄ Content Basis of Factor	Uncertainty (±%)
Vessel blowdowns	0.0015 tonnes/vessel-yr	78.8 mole %	326
Compressor starts	0.1620 tonnes/compressor-yr	78.8 mole %	190
Compressor blowdowns	0.07239 tonnes/compressor-yr	78.8 mole %	179
Gas well workovers (tubing maintenance)	0.04707 tonnes/workover	Not given	924
Oil well workovers (tubing maintenance)	0.0018 tonnes/workover	Not given	Not available
Onshore gas well completion	25.9 tonne/completion day	78.8 mole %	Not available
Offshore gas well completion	131.5 tonne/completion day	78.8 mole %	Not available

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ e-1 ค่า Facility-Level Average Fugitive Emission Factor (EF_f) สำหรับคำนวณ Fugitive Emissions

Source	EF_f Original Units	Uncertainty (\pm %)	Basis CH_4 Content	EF_f Converted Units
Onshore oil production	0.5173 lb CH_4 /bbl produced	95.5	78.8 mole % CH_4	2.346E-04 tonnes CH_4 /bbl produced
				1.476E-03 tonnes CH_4 /m ³ produced
Offshore oil production	0.2069 lb CH_4 /bbl produced	Not available	78.8 mole % CH_4	9.386E-05 tonnes CH_4 /bbl produced
				5.903E-04 tonnes CH_4 /m ³ produced
Onshore gas production	57.33 lb CH_4 /10 ⁶ scf Produced	52.9	78.8 mole % CH_4	2.601E-02 tonnes CH_4 /10 ⁶ scf produced
				9.184E-01 tonnes CH_4 /10 ⁶ m ³ produced
Offshore gas production	22.93 lb CH_4 /10 ⁶ scf Produced	Not available	78.8 mole % CH_4	1.040E-02 tonnes CH_4 /10 ⁶ scf produced
				3.673E-01 tonnes CH_4 /10 ⁶ m ³ produced
Gas processing plants	64.43 lb CH_4 /10 ⁶ scf Processed	82.2	86.8 mole % CH_4	2.922E-02 tonnes CH_4 /10 ⁶ scf processed
				1.032E+00 tonnes CH_4 /10 ⁶ m ³ processed

ที่มา American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ e-2 ค่า MCF ที่มาจากกระบวนการบำบัดน้ำเสีย สำหรับคำนวณ Fugitive Emissions

Type of Treatment	Comments	Default MCF	MCF Range
Aerobic treatment plant	Not well maintained, overloaded	0.3	0.2 - 0.4
Anaerobic digester for sludge	CH_4 recovery not considered here	0.8	0.8 - 1.0
Anaerobic reactor	CH_4 recovery not considered here	0.8	0.8 - 1.0
Anaerobic shallow lagoon	Depth less than 2 meters	0.2	0 - 0.3
Anaerobic deep lagoon	Depth more than 2 meters	0.8	0.8 - 1.0

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ e-3 ค่า $EF_{Operating}$ ที่มาจากน้ำยาทำความเย็น สำหรับคำนวณ Fugitive Emissions

Type of Equipment	Capacity (kg)	$EF_{Operating}$ (% of capacity/year)
Domestic refrigeration	0.05 – 0.5	0.5%
Stand-alone commercial applications	0.2 – 6	15%
Medium & large commercial refrigeration	50 – 2,000	35%
Transport refrigeration	3 – 8	50%
Industrial refrigeration including cold storage	10 – 10,000	25%
Chillers	10 – 2,000	15%
Residential and commercial A/C, including heat pumps	0.5 – 100	10%
Mobile air conditioning	0.5 – 1.5	20%

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ e-4 ค่า GWP ของน้ำยาทำความเย็น สำหรับคำนวณ Fugitive Emissions

Refrigerant Blend	Global Warming Potential	Refrigerant Blend	Global Warming Potential	Refrigerant Blend	Global Warming Potential
R-401A	18	R-409A	0	R-419A	2,403
R-401B	15	R-409B	0	R-420A	1,144
R-401C	21	R-410A	1,725	R-500	37
R-402A	1,680	R-410B	1,833	R-501	0
R-402B	1,064	R-411A	15	R-502	0
R-403A	1,400	R-411B	4	R-503	4,692
R-403B	2,730	R-412A	350	R-504	313
R-404A	3,260	R-413A	1,774	R-505	0
R-406A	0	R-414A	0	R-506	0
R-407A	1,770	R-414B	0	R-507 or R-507A	3,300
R-407B	2,285	R-415A	25	R-508A	10,175
R-407C	1,526	R-415B	105	R-508B	10,350
R-407D	1,428	R-416A	767	R-509 or R-509A	3,920
R-407E	1,363	R-417A	1,955		
R-408A	1,944	R-418A	4		

ที่มา : American Petroleum Institute Compendium, 2009

ตารางที่ e-5 ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง

พลังงานเชิงพาณิชย์	kcal/UNIT	toe/10 ⁶ UNIT	MJ/UNIT	10 ³ Btu/UNIT	Commercial Energy
น้ำมันดิบ (ลิตร)	8,680	860.00	36.33	34.44	Crude Oil (litre)
คอนเดนเสท (ลิตร)	7,900	782.72	33.07	31.35	Condensate (litre)
ก๊าซธรรมชาติชื้น (ลูกบาศก์ฟุต)	248	24.57	1.04	0.98	Wet (scf.)
ก๊าซธรรมชาติแห้ง (ลูกบาศก์ฟุต)	244	24.18	1.02	0.97	Dry (scf.)
ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (Petroleum Products)					
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ลิตร)	6,360	630.14	26.62	25.24	LPG (litre)
น้ำมันเบนซิน (ลิตร)	7,520	745.07	31.48	29.84	Gasoline (litre)
น้ำมันเครื่องบิน (ลิตร)	8,250	817.40	34.53	32.74	Jet Fuel (litre)
น้ำมันก๊าด (ลิตร)	8,250	817.40	34.53	32.74	Kerosene (litre)
น้ำมันดีเซล (ลิตร)	8,700	861.98	36.42	34.52	Diesel (litre)
น้ำมันเตา (ลิตร)	9,500	941.24	39.77	37.70	Fuel Oil (litre)
ยางมะตอย (ลิตร)	9,840	974.93	41.19	39.05	Bitumen (litre)

ตารางที่ e-5 ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง (ต่อ)

พลังงานเชิงพาณิชย์	kcal/UNIT	toe/10 ⁶ UNIT	MJ/UNIT	10 ³ Btu/UNIT	Commercial Energy
ปิโตรเลียมโค้ก (กก.)	8,400	832.26	35.16	33.33	Petroleum Coke (kg)
ถ่านหินนำเข้า (กก.)	6,300	624.19	26.37	25.00	Coal Import (kg.)
ถ่านโค้ก (กก.)	6,600	653.92	27.63	26.19	Coke (kg.)
แอนทราไซต์ (กก.)	7,500	743.09	31.40	29.76	Anthracite (kg.)
อีเทน (กก.)	11,203	1,110.05	46.89	44.45	Ethane (kg.)
โพรเพน (กก.)	11,256	1,115.34	47.11	44.67	Propane (kg.)
ลิกไนต์ (Lignite)					
ลี้ (กก.)	4,400	435.94	18.42	17.46	Li (kg.)
กระบี่ (กก.)	2,600	257.60	10.88	10.32	Krabi (kg.)
แม่เมาะ (กก.)	2,500	247.70	10.47	9.92	Mae Moh (kg.)
แจ้ห่ม (กก.)	3,610	357.67	15.11	14.32	Chae Khon (kg.)

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2555

เอกสารอ้างอิง

- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด, 2558. คู่มือระบบบริหารการจัดการรายงานข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการจัดการของเสียจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม สำหรับบริษัทผู้รับสัมปทาน.
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด, 2558. โครงการจัดทำหลักเกณฑ์และวิธีการคำนวณเพื่อใช้จัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจก สำหรับการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทย.
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2555. สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย. กันยายน 2555.
- องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2554. แนวทางการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร โครงการส่งเสริมการจัดทำคาร์บอนฟุตพริ้นท์ขององค์กร. กรกฎาคม 2554.
- American Petroleum Institute (API), 2009 *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for The Oil and Natural Gas Industry*. August 2009.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2006. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Chapter 3: Chemical Industry Emissions*.