



SALINAN

PERATURAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 12 TAHUN 2012
TENTANG
PEDOMAN PENGHITUNGAN BEBAN EMISI KEGIATAN INDUSTRI MINYAK DAN
GAS BUMI

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa dalam rangka inventarisasi emisi kegiatan industri minyak dan gas bumi perlu dilakukan penghitungan beban emisi;
- b. bahwa penghitungan beban emisi kegiatan industri minyak dan gas bumi harus menggunakan metode yang disetujui oleh Menteri;
- c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b serta untuk melaksanakan ketentuan Pasal 20 ayat (5) Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup, perlu menetapkan Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup tentang Pedoman Penghitungan Beban Emisi Kegiatan Industri Minyak dan Gas Bumi;
- Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 140, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5059);
2. Peraturan Presiden Nomor 91 Tahun 2011 tentang Perubahan Ketiga Atas Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2009 tentang Pembentukan dan Organisasi Kementerian Negara (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2011 Nomor 141);
3. Peraturan Presiden Nomor 92 Tahun 2011 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Presiden Nomor 24 Tahun 2010 tentang Kedudukan, Tugas dan Fungsi Kementerian Negara Serta Susunan Organisasi, Tugas dan Fungsi Eselon I Kementerian Negara (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2011 Nomor 142);
4. Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009 tentang Baku Mutu Emisi Sumber Tidak Bergerak Bagi Usaha dan/atau Kegiatan Minyak dan Gas Bumi;
5. Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 16 Tahun 2010 tentang Organisasi dan Tata Kerja kementerian Lingkungan Hidup;

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : PERATURAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP TENTANG PEDOMAN PENGHITUNGAN BEBAN EMISI KEGIATAN INDUSTRI MINYAK DAN GAS BUMI.

Pasal 1

Dalam Peraturan Menteri ini yang dimaksud dengan:

1. Emisi adalah gas NO_x, CO, SO₂, dan/atau partikulat yang dihasilkan dari kegiatan industri minyak dan gas bumi yang masuk dan dimasukkannya ke dalam udara ambien yang mempunyai dan/atau tidak mempunyai unsur pencemar.
2. Pembakaran dalam adalah pembakaran yang menghasilkan panas sebagai penggerak langsung mesin/peralatan.
3. Pembakaran luar adalah pembakaran yang menghasilkan panas untuk memanaskan cairan (*internal*) yang bekerja, seperti air atau uap, melalui dinding.
4. Suar bakar (*Flaring*) adalah pembakaran secara menerus maupun tidak dari gas-gas yang dihasilkan oleh kegiatan operasi minyak dan gas pada cerobong tetap (*stationary stack*) baik vertikal maupun horizontal.
5. Oksidasi thermal adalah unit proses pengolahan polutan gas yang mengandung gas kecut secara oksidasi panas atau insinerasi.
6. Unit penangkap sulfur (yang dilengkapi dengan *thermal oxidizer* (oksidasi termal) atau Insinerator) adalah unit proses pengolahan yang menyisihkan atau yang menangkap dan mengkonversi polutan gas yang mengandung sulfur menjadi produk dalam fasa liquid atau solid, sementara tail gas (gas ikutan) yang dihasilkan diolah melalui thermal oxidizer (oksidasi termal) atau Insinerator.
7. *Fugitive* adalah emisi dari kebocoran peralatan meliputi kebocoran katup, flensa (*flange*), pompa, kompresor, alat pelepas tekanan, jalur perpipaan terbuka (*open ended lines*), penghubung pipa (*connectors*), serta kebocoran dari peralatan proses produksi dan komponen-komponennya.
8. Tangki timbun adalah tangki tempat menimbun minyak sebelum minyak itu disalurkan atau dipindahkan ke tempat lain.
9. Kegiatan pemuatan (*loading*) dan bongkar muat (*unloading*) adalah pemindahan bahan bakar dari tangki timbun ke alat angkut atau sebaliknya.

10. Unit proses dehidrasi adalah sistem pelepasan hidrokarbon dan uap air yang diemisikan ke atmosfer yang berasal dari sistem pengeringan cairan yang memisahkan air dari gas atau gas alam cair.
11. Regenerator katalis unit perengkahan katalitik alir (*fluid catalytic cracking unit*) adalah proses konversi yang dipakai di kilang minyak untuk mengubah fraksi hidrokarbon dari minyak mentah dengan berat molekul dan titik didih tinggi menjadi bahan bakar dengan nilai produk yang lebih tinggi.
12. Unit pentawaran gas kecut CO₂ (*CO₂ removal unit*) adalah unit proses yang memisahkan CO₂ dari aliran gas kecut dengan mengontakkan gas tersebut dengan *liquid* (umumnya berupa amine).
13. Menteri adalah Menteri yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup.

Pasal 2

Peraturan Menteri ini bertujuan untuk memberikan standardisasi metodologi perhitungan beban emisi sebagai dasar laporan pemantauan untuk dijadikan data dasar total beban emisi dari industri migas kepada Menteri.

Pasal 3

Penghitungan beban emisi sumber tidak bergerak bagi usaha dan/atau kegiatan minyak dan gas bumi dilakukan oleh penanggungjawab usaha dan/atau kegiatan pada sumber emisi:

- a. unit pembakaran dalam dan unit pembakaran luar;
- b. unit suar bakar;
- c. unit oksidasi termal (*thermal oxidizer*) dan insenerator gas kecut;
- d. unit penangkapan sulfur yang dilengkapi dengan *thermal oxidizer* atau insinerator;
- e. emisi fugitif dari kebocoran peralatan meliputi kebocoran katup, flensa (*flange*), pompa, kompresor, alat pelepas tekanan, jalur perpipaan terbuka (*open ended lines*), penghubung pipa (*connectors*), serta kebocoran dari peralatan proses produksi dan komponen-komponennya;
- f. tangki timbun;
- g. proses bongkar muat cairan hidrokarbon;

- h. regenerasi katalis unit perengkahan katalitik alir (*residual fluid catalytic cracking/RFCC*);
- i. dehidrasi glikol; dan
- j. unit pentawaran gas kecut CO₂ (*unit CO₂ Removal*).

Pasal 4

Penghitungan beban emisi sebagaimana dimaksud dalam Pasal 3 menggunakan metode sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Peraturan Menteri ini.

Pasal 5

- (1) Dalam hal penghitungan tidak menggunakan metode sebagaimana dimaksud dalam Pasal 4, penanggung jawab usaha dan/atau kegiatan mengajukan permohonan persetujuan penggunaan metode lain kepada Menteri.
- (2) Terhadap permohonan sebagaimana dimaksud pada ayat (1), Menteri melakukan evaluasi dan memberikan keputusan berupa persetujuan atau penolakan.

Pasal 6

- (1) Hasil penghitungan beban emisi dilaporkan kepada Menteri dengan tembusan kepada gubernur dan bupati/walikota paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun.
- (2) Laporan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) merupakan bagian dari pelaksanaan kewajiban yang tercantum dalam izin perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup.
- (3) Laporan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) menggunakan format sebagaimana tercantum dalam Lampiran II yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Peraturan Menteri ini.

Pasal 7

Peraturan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal diundangkan.

Agar setiap orang mengetahuinya, memerintahkan pengundangan Peraturan Menteri ini dengan penempatannya dalam Berita Negara Republik Indonesia.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 3 Agustus 2012

MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

BALTHASAR KAMBUAYA

Diundangkan di Jakarta
pada tanggal 7 Agustus 2012

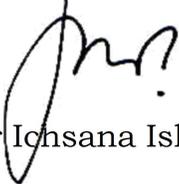
MENTERI HUKUM DAN HAK ASASI MANUSIA
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

AMIR SYAMSUDDIN

BERITA NEGARA REPUBLIK INDONESIA TAHUN 2012 NOMOR 790

Salinan sesuai dengan aslinya
Kepala Biro Hukum dan Humas,


Inar Ichsana Ishak

LAMPIRAN I
PERATURAN MENTERI NEGARA
LINGKUNGAN HIDUP
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 12 TAHUN 2012
TENTANG
PEDOMAN PENGHITUNGAN BEBAN
EMISI KEGIATAN INDUSTRI MINYAK DAN
GAS BUMI

METODE PENGHITUNGAN BEBAN EMISI

I. LATAR BELAKANG

Seiring dengan makin berkembangnya isu perubahan iklim dan pemanasan global di Indonesia, diperlukan kesadaran dari setiap industri yang menghasilkan emisi gas rumah kaca untuk berperan aktif dan terlibat lebih jauh dalam kegiatan pencegahan (*mitigation*) dan penyesuaian (*adaptation*), termasuk juga industri minyak dan gas bumi (migas). Salah satu tindakan nyata yang dapat dilakukan oleh industri migas adalah dengan mulai menghitung beban emisi gas rumah kaca yang dilepas ke atmosfer dari kegiatan migas. Data yang dihasilkan akan sangat bermanfaat dalam menghitung besarnya kontribusi emisi gas rumah kaca dari industri migas terhadap keseluruhan beban emisi yang dihasilkan oleh berbagai industri di Indonesia. Selain itu, data tersebut juga dapat digunakan sebagai *baseline* apabila pemerintah Indonesia memandang perlu untuk menyusun program pengurangan emisi gas rumah kaca dari industri migas.

Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 tahun 2009 tentang Baku Mutu Emisi Sumber Tidak Bergerak Bagi Usaha dan/atau Kegiatan Minyak dan Gas Bumi Pasal 6 dan Pasal 7 mewajibkan setiap penanggung jawab usaha dan/atau kegiatan minyak dan gas bumi yang beroperasi di Indonesia melakukan inventarisasi emisi yang mencakup identifikasi sumber emisi dan perhitungan beban emisi parameter utama dan CO₂ dari sumber emisi tersebut. Akan tetapi hingga saat ini belum ada panduan ataupun acuan teknis yang jelas mengenai metodologi yang sebaiknya digunakan atau diacu untuk menghitung beban emisi. Beberapa penanggung jawab usaha dan/atau kegiatan minyak dan gas bumi telah melakukan dan melaporkan hasil perhitungan emisinya kepada Kementerian Lingkungan Hidup berdasarkan panduan yang berasal dari kantor pusat perusahaan masing-masing. Sementara kebanyakan para penanggung jawab usaha dan/atau kegiatan minyak dan gas bumi lainnya belum melakukan perhitungan emisi dikarenakan keterbatasan informasi mengenai metodologi yang dapat dijadikan acuan. Oleh karenanya, perlu disusun panduan ataupun acuan teknis yang dapat digunakan untuk menghitung emisi bagi industri migas. Dengan menggunakan panduan atau acuan teknis yang sama, maka total beban emisi antar perusahaan dapat dibandingkan secara setara.

II. MAKSUD DAN TUJUAN

Maksud dan tujuan disusunnya panduan metodologi perhitungan beban emisi bagi kegiatan migas ini adalah:

- a. konsistensi dan standarisasi metodologi perhitungan beban emisi untuk keperluan pelaporan kepada Kementerian Lingkungan Hidup dan lembaga terkait lainnya sehingga data yang dikumpulkan dapat

- dibandingkan secara setara dan dapat dijadikan *baseline* total beban emisi dari industri migas;
- b. keseragaman ruang lingkup sumber-sumber emisi dari kegiatan migas yang beban emisinya dihitung;
 - c. kegiatan perhitungan emisi tidak menjadi beban bagi perusahaan migas dalam skala kecil yang belum memiliki acuan sehingga salah satu ketentuan Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 tahun 2009 dapat ditaati.

III. RUANG LINGKUP SUMBER-SUMBER EMISI DAN METODOLOGI PERHITUNGAN

Perhitungan beban emisi kegiatan migas mencakup sumber-sumber emisi sebagaimana ditampilkan pada Tabel III-1 di bawah ini:

Tabel III-1 Sumber-Sumber Emisi Kegiatan Migas

No	Sumber emisi	Definisi	Peralatan
1.	Pembakaran Dalam dan Luar	<p>Pembakaran dalam adalah pembakaran yang menghasilkan panas sebagai penggerak langsung mesin/peralatan.</p> <p>Pembakaran luar adalah pembakaran yang menghasilkan panas untuk memanaskan cairan (<i>internal</i>) yang bekerja, seperti air atau uap, melalui dinding mesin/peralatan atau <i>heat exchanger</i>.</p>	<p>a. Pembakaran dalam</p> <p>1) Turbin gas adalah mesin berbahan bakar cair maupun gas yang menggunakan aliran gas untuk menggerakkan bilah-bilah turbin yang terdiri dari kompresor, pembakar, dan turbin pembangkit tenaga,</p> <p>2) Mesin pembakaran dalam atau motor bakar adalah mesin berbahan bakar cair maupun gas yang mengubah energi panas menjadi energi mekanis dengan menggunakan mesin timbal balik secara pengapian dengan percikan (<i>spark ignition</i>) atau pengapian dengan tekanan (<i>compressor ignition</i>).</p> <p>b. Ketel Uap atau pembangkit uap</p>

No	Sumber emisi	Definisi	Peralatan
			dan pemanas proses ataupun pengolahan panas adalah peralatan berbahan bakar cair maupun gas yang berfungsi menghasilkan air panas dan/atau uap untuk kebutuhan pemindahan energi lainnya.
2.	<i>Flaring</i> (Suar Bakar)	Pembakaran secara menerus maupun tidak dari gas-gas yang dihasilkan oleh kegiatan operasi minyak dan gas pada cerobong tetap (<i>stationary stack</i>) baik vertikal maupun horizontal.	<ul style="list-style-type: none"> a. suar bakar bertekanan rendah (<i>low pressure flare</i>) b. suar bakar bertekanan menengah (<i>medium pressure flare</i>) c. suar bakar bertekanan tinggi (<i>high pressure flare</i>)
3.	<i>Thermal Oxidizer</i> dan Insinerator	Unit proses pengolahan polutan gas yang mengandung gas kecut secara oksidasi panas atau insinerasi.	-
4.	Unit Penangkap Sulfur (yang dilengkapi dengan <i>Thermal Oxidizer</i> atau Insinerator)	Unit proses pengolahan yang menyisihkan atau menangkap dan mengkonversi polutan gas yang mengandung sulfur menjadi produk dalam fasa liquid atau solid, sementara <i>tail gas</i> yang dihasilkan diolah melalui <i>Thermal Oxidizer</i> atau Insinerator.	<ul style="list-style-type: none"> a. unit penangkap sulfur yang terdiri dari sistem amina (<i>amine</i>) dan oksidasi termal (<i>thermal oxidizer</i>) atau insinerator. b. unit penangkap sulfur yang terdiri dari sistem amina (<i>amine</i>), sistem <i>claus</i> dan <i>thermal oxidizer</i> atau insinerator.
5.	<i>Fugitive</i>	Emisi dari kebocoran peralatan meliputi kebocoran katup, flensa (<i>flange</i>), pompa, kompresor,	<ul style="list-style-type: none"> a. flensa (<i>flange</i>) b. katup (<i>valve</i>) c. seal pompa (<i>pump seals</i>) d. seal kompresor (<i>compressor seals</i>)

No	Sumber emisi	Definisi	Peralatan
		alat pelepas tekanan, <i>open ended lines</i> , <i>connectors</i> , serta kebocoran dari peralatan proses produksi dan komponen-komponennya.	e. penghubung pipa (<i>connector</i>) f. jalur perpipaan terbuka (<i>open ended lines</i>)
6.	Tangki Timbun	Tangki tempat menimbun minyak sebelum minyak itu disalurkan atau dipindahkan ke tempat lain.	a. tangki timbun berbentuk kerucut beratap tetap (<i>Fixed cone roof tank</i>) b. tangki timbun beratap apung (<i>Floating roof tank</i>) c. tangki timbun beratap kubah (<i>Dome roof tank</i>) d. tangki timbun posisi horisontal (<i>Horizontal tank</i>)
7.	Kegiatan <i>Loading</i> dan <i>Unloading</i>	Pemindahan bahan bakar dari tangki timbun ke alat angkut atau sebaliknya.	-
8.	Unit Proses Dehidrasi	Sistem pelepasan hidrokarbon dan uap air yang diemisikan ke atmosfer yang berasal dari sistem pengeringan cairan yang memisahkan air dari gas atau gas alam cair.	a. pelepasan (lubang angin) dehidrasi glikol (<i>glycol dehydrator vent</i>) b. pelepasan (lubang angin) pengering dehidrasi (<i>desiccant dehydrator vent</i>)
9.	Regenator Katalis Unit Perengkahan Katalitik Alir (<i>Fluid Catalytic Cracking Unit</i>)	Proses konversi yang dipakai di kilang minyak untuk mengubah fraksi hidrokarbon dari minyak mentah dengan berat molekul dan titik didih tinggi menjadi bahan bakar dengan nilai produk yang lebih tinggi	-
10.	Unit Pentawaran Gas Kecut CO ₂ (<i>CO₂ Removal Unit</i>)	Unit proses yang memisahkan CO ₂ dari aliran gas kecut dengan mengontakkan gas	-

No	Sumber emisi	Definisi	Peralatan
		tersebut dengan liquid (umumnya berupa amine)	

Secara garis besar, terdapat beberapa pilihan untuk menghitung beban emisi yang dipilih berdasarkan ketersediaan data input sebagai berikut:

- a. faktor emisi yang dipublikasikan (*published*);
- b. faktor emisi peralatan dari *manufacture*;
- c. perhitungan teknis;
- d. simulasi proses atau pemodelan komputer;
- e. pemantauan terhadap berbagai kondisi dan faktor emisi yang mempengaruhinya;
- f. pemantauan emisi atau parameter yang diperlukan untuk menghitung emisi secara periodik atau terus menerus.

Dalam perhitungan beban emisi, tingkat akurasi hasil perhitungan ditentukan oleh keakurasian data input. Oleh karenanya, untuk memudahkan perkiraan tingkat akurasi hasil perhitungan beban emisi, digunakan konsep Tier. Semakin tinggi tingkat Tier akan semakin tinggi akurasinya. Sebagai contoh, Tier 1 akan lebih rendah tingkat akurasinya dibanding Tier 2 dan juga Tier 3.

IV. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI UNIT PEMBAKARAN DALAM DAN UNIT PEMBAKARAN LUAR

A. Parameter Emisi

Parameter beban emisi yang dihitung dari unit pembakaran dalam (turbin dan mesin pembakaran dalam) dan unit pembakaran luar (ketel uap atau pembangkit uap dan pemanas proses) adalah parameter gas rumah kaca dan parameter utama yang merujuk pada Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009 sebagaimana ditampilkan pada Tabel 4-1.

Tabel VII-2 Parameter Beban Emisi Unit Pembakaran Dalam dan Luar

Gas Rumah Kaca	Parameter Utama (Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009)
a. CO ₂ b. CH ₄ c. N ₂ O	a. SO _x b. NO _x c. PM

Perhitungan beban emisi dari unit pembakaran luar (ketel uap atau pembangkit uap dan pemanas proses) untuk parameter CH₄ *tidak dilakukan* jika unit dioperasikan untuk menghasilkan gas buang atau emisi yang mengandung *excess O₂* sebagaimana tabel 4-2 berikut:

Tabel VII-3 *Excess O2* dari Unit Pemanas Proses Tipe *Natural-Draft* atau *Forced-Draft* dimana Perhitungan CH₄ tidak Dilakukan (diekstraksi dari API 560 "*Fired Heaters for General Refinery Service*")

TABEL 2 SISA UDARA YANG DIREKOMENDASIKAN / O ₂ *				
Tipe Draft	Bahan Bakar	Sisa Udara, %	Sisa O ₂ , %	
			Dasar Kering	Dasar Basah
Natural	Minyak Bahan Bakar	25	4,38	4,01
Natural	Gas alam	20	3,82	3,21
Buatan	Minyak bahan bakar	20	3,65	3,33
Buatan	Gas alam	15	3,00	2,50

B. Pembagian Tier dan Metodologi

Perhitungan beban emisi pada unit pembakaran dalam dan luar menggunakan rumus dasar berikut:

$$E_i = FC \times EF$$

(Rumus 1)

Keterangan:

E_i = emisi komponen i (ton).

i = parameter emisi yang dihitung (CO₂, CH₄, N₂O, SO_x, NO_x, PM).

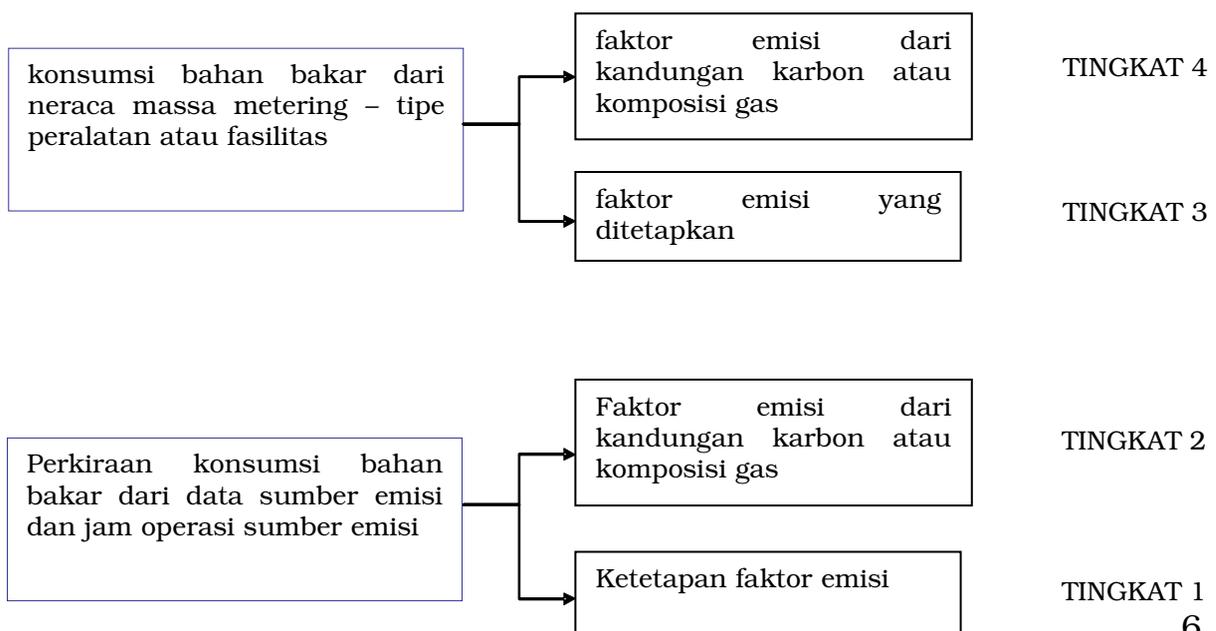
FC = pemakaian bahan bakar (scf atau ltr).

EF = faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi atau faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi (API Compendium, Oil & Gas Producers – OGP, US EPA, dan lain-lain).

Perbandingan antara beberapa faktor emisi baku dari API Compendium dan OGP menunjukkan bahwa perbedaan nilai faktor emisi dari kedua referensi tersebut tidak signifikan.

Perhitungan beban emisi pada unit pembakaran dalam dan luar dilakukan berdasarkan ketersediaan data dan faktor emisi yang digunakan dalam berbagai Tier. Masing-masing Tier memiliki tingkat akurasi hasil perhitungan yang berbeda. Semakin rendah nilai Tier, semakin rendah tingkat akurasi hasil perhitungannya karena estimasi data yang digunakan pada perhitungan lebih kasar. Contoh: Tier 1 memiliki tingkat akurasi hasil perhitungan beban emisi yang lebih rendah dibandingkan Tier 2.

1. Perhitungan Beban Emisi CO₂



a. Tier 1

Perhitungan beban emisi berdasarkan estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi dan menggunakan faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi. Tier 1 diterapkan jika tidak ada alat ukur yang menunjukkan pemakaian aktual bahan bakar baik untuk suatu fasilitas maupun suatu peralatan atau yang memungkinkan perhitungan pemakaian bahan bakar dari neraca massa.

Rumus estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi:

1) Turbin atau Mesin Pembakaran Dalam

$$FC = \underbrace{ER \times LF \times OT \times ETT}_{\text{Energy Input (Btu/yr)}} \times \frac{1}{HV}$$

(Rumus 2a)

Keterangan:

FC = pemakaian bahan bakar per tahun (vol/yr).

ER = *equipment rating* (hp).

LF = faktor beban peralatan (fraksi).

OT = waktu operasi per tahun (hr/yr).

HV = *fuel higher* atau *lower heating value* - HHV atau LHV (Btu/volume), jika *heating value* tidak diketahui dapat diperoleh dari API Compendium (Table 4-2).

ETT = *equipment thermal efficiency*, dapat diperoleh dari API Compendium (Tabel 4-3) jika *manufacturing book* atau dokumen spesifikasi alat tidak ada (Btu_{input}/hp-hr_{output} - HHV atau LHV basis).

Tabel VII-4 Nilai kalor Berdasarkan Bahan Bakar (API Compendium 2009)

Bahan Bakar	Kepadatan yang Khas		Nilai kalor yang Lebih Tinggi		Nilai kalor yang Lebih Rendah		Karbon, % by wt
Asetilen	0,0686 lb/ft ^{3a}	1,10 kg/m ³	1,47x10 ³ Btu/ft ^{3a}	5,9x10 ⁷ J/m ³	1,33x10 ³ Btu/ft ³	4,97x10 ⁷ J/m ³	92,3
Aspal dan Minyak Jalan	8,61 lb/gal ^b	1032,09 kg/m ³	6,64x10 ⁶ Btu/bbl ^b	4,40x10 ⁷ J/m ³	6,30x10 ⁶ Btu/bbl	4,18x10 ¹⁰ J/m ³	83,47 ^b
Gas Aviasi	5,89 lb/gal ^b	705,74 kg/m ³	5,05x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,35 x10 ⁷ J/m ³	4,80x10 ⁶ Btu/bbl	3,18x10 ¹⁰ J/m ³	85,00 ^b
Butana (cairan)	4,86 lb/gal	582,93 kg/m ³	4,33x10 ⁶ Btu/bbl ^b	2,87 x10 ⁷ J/m ³	4,11x10 ⁶ Btu/bbl	2,73x10 ¹⁰ J/m ³	82,8 ^b
Antrasit, Batubara	No data ^o	No data	1,13 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	2,63 x10 ⁷ J/m ³	1,07 x10 ⁴ Btu/bbl	2,49x10 ⁷ J/kg	No data ^c
Batubara, Beraspal	No data ^o	No data	1,19 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	2,78 x10 ⁷ J/m ³	1,13x10 ⁴ Btu/bbl	2,64x10 ¹⁰ J/m ³	No data ^c
Minyak Mentah	7,29 lb/gal ^b	873,46 kg/m ³	5,80 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,87 x10 ⁷ J/m ³	5,51x10 ⁶ Btu/bbl	3,66x10 ¹⁰ J/m ³	84,8 ^b
Minyak Sulingan (Diesel)	7,07 lb/gal ^b	847,31 kg/m ³	5,83 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	1,94 x10 ⁷ J/m ³	5,53x10 ⁶ Btu/bbl	3,67x10 ¹⁰ J/m ³	86,3 ^b

Bahan Bakar	Kepadatan yang Khas		Nilai kalor yang Lebih Tinggi		Nilai kalor yang Lebih Rendah		Karbon, % by wt
Etana (cairan)	3,11 lb/gal	372,62 kg/m ³	2,92 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,99 x10 ⁷ J/m ³	2,77x10 ⁶ Btu/bbl	1,84x10 ¹⁰ J/m ³	80,0 ^b
Minyak Bahan Bakar #4	7,59 lb/gal ^d	909,48 kg/m ³	6,01 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	2,76 x10 ⁷ J/m ³	5,71x10 ⁶ Btu/bbl	3,79x10 ¹⁰ J/m ³	86,4 ^b
Iso butana	4,69 lb/gal	561,59 kg/m ³	4,16 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	2,76 x10 ⁷ J/m ³	3,95x10 ⁶ Btu/bbl	2,62x10 ¹⁰ J/m ³	82,8 ^b
Bahan Bakar Jet	6,81 lb/gal ^b	815,56 kg/m ³	5,67 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,76 x10 ⁷ J/m ³	5,39x10 ⁶ Btu/bbl	3,57x10 ¹⁰ J/m ³	86,30 ^b
Minyak Tanah	6,83 lb/gal ^b	818,39 kg/m ³	5,67 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,76 x10 ⁷ J/m ³	5,39x10 ⁶ Btu/bbl	3,57x10 ¹⁰ J/m ³	86,01 ^b
Batubara Muda	No data ^o	No data	6,43 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	1,50 x10 ⁷ J/kg	6,11x10 ⁶ Btu/bbl	1,42x10 ⁷ J/kg	No data ^c
LPG ^o	Lihat catatan kaki						
Lubrikan	7,52 lb/gal ^b	900,70 kg/m ³	6,07 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	4,02x10 ⁷ J/m ³	5,76x10 ⁶ Btu/bbl	3,82x10 ¹⁰ J/m ³	85,80 ^b
Aneka Ragam Produk ^f	7,29 lb/gal ^b	873,46 kg/m ³	5,80 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,85x10 ⁷ J/m ³	5,51x10 ⁶ Btu/bbl	3,65x10 ¹⁰ J/m ³	85,49 ^b
Bensin Motor ^g	6,20 lb/gal ^b	742,39 kg/m ³	5,25 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,49x10 ⁷ J/m ³	4,99x10 ⁶ Btu/bbl	3,31x10 ¹⁰ J/m ³	86,60 ^b
Gas Alam (diolah)	0,042 lb/ft ^{3h}	0,6728 kg/m ³	1,020 Btu/ft ^{3h} 1,004 Btu/ft ^{3h} 1,027 Btu/ft ^{3h}	3,80x10 ⁷ J/m ³ 3,74x10 ⁷ J/m ^{3h} 3,83x10 ⁷ J/m ³	918 Btu/ft ³ 903 Btu/ft ³ 924 Btu/ft ³	3,42x10 ⁷ J/m ³ 3,37x10 ⁷ J/m ³ 3,44x10 ⁷ J/m ³	76wt% ^{C^h}
Gas Alam (mentah/tidak diolah)			1,235 Btu/ft ^{3h}	4,60x10 ⁷ J/m ^{3h}	1.111 Btu/ft ³	4,14 x10 ⁷ J/m ³	
Cairan Gas Alam (NGL) ^e	Lihat catatan kaki						
Bensin Alamif	5,54 lb/gal ^b	663,70 kg/m ³	4,62x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,07 x10 ⁷ J/m ³	4,39x10 ⁶ Btu/bbl	2,91x10 ¹⁰ J/m ³	83,70 ^b
Pentana Plus	5,54 lb/gal ^b	663,70 kg/m ³	4,62x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,07 x10 ⁷ J/m ³	4,39x10 ⁶ Btu/bbl	2,91x10 ¹⁰ J/m ³	83,70 ^b
Bahan Baku Petrokimia	5,95 lb/gal ^b	712,49 kg/m ³	5,25x10 ⁶ Btu/bbl ^{bj}	3,48 x10 ⁷ J/m ³	4,99x10 ⁶ Btu/bbl	3,31x10 ¹⁰ J/m ³	84,11 ^b
Kokas Minyak Bumi ^f	No data ^b	No data	6,02x10 ⁶ Btu/bbl ^b	4,00 x10 ⁷ J/m ³	5,72x10 ⁶ Btu/bbl	3,80x10 ¹⁰ J/m ³	92,28 ^b
Bahan Bakar	Tingkat Kepadatan yang Khas		Nilai kalor yang Lebih Tinggi (HHV)		Nilai kalor yang Lebih Rendah (LHV)		Karbon, % by wt
Minyak Lilin	6,76 lb/gal ^b	809,50 kg/m ³	5,54x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,67x10 ⁷ J/m ³	5,26x10 ⁶ Btu/bbl	3,49x10 ¹⁰ J/m ³	
Propana (gas)	0,12 lb/ft ³	1,90 kg/m ³	2.516,1 x10 ⁶ Btu/bbl ^a	9,37x10 ⁷ J/m ³	2.314,9 Btu/ft ^{3a}	8,63x10 ¹⁰ J/m ³	81,8 ^b
Propana (cairan)	4,22 lb/gal	505,61 kg/m ³	3,82 x10 ⁶ Btu/bbl ^b	2,54x10 ⁷ J/m ³	3,63x10 ⁶ Btu/bbl	2,41x10 ¹⁰ J/m ³	81,8 ^b
Sisa Minyak #5	7,93 lb/gal ^d	950,22 kg/m ³	6,30 x10 ⁶ Btu/bbl ^d	4,18x10 ⁷ J/m ^{3d}	5,99x10 ⁶ Btu/bbl	3,97x10 ¹⁰ J/m ³	88,7 ^d
Sisa Minyak #6 ¹	8,29 lb/gal ^b	992,8 kg/m ³	6,29x10 ⁶ Btu/bbl ^b	4,17x10 ⁷ J/m ³	5,97x10 ⁶ Btu/bbl	3,96x10 ¹⁰ J/m ³	85,68 ^b

Bahan Bakar	Kepadatan yang Khas		Nilai kalor yang Lebih Tinggi		Nilai kalor yang Lebih Rendah		Karbon, % by wt
Nafta Khusus	6,46 lb/gal ^b	774,49 kg/m ³	5,25x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,48x10 ¹⁰ J/m ^{3b}	4,99x10 ⁶ Btu/bbl	3,31x10 ¹⁰ J/m ³	84,76 ^b
Still gas	No data ^b	No data	6,00x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,98x10 ¹⁰ J/m ³	5,70x10 ⁶ Btu/bbl	3,78x10 ¹⁰ J/m ³	No data ^b
Minyak yang belum selesai	7,29 lb/gal ^b	873,46 kg/m ³	5,83x10 ⁶ Btu/bbl ^b	3,87x10 ¹⁰ J/m ³	5,53x10 ⁶ Btu/bbl	3,67x10 ¹⁰ J/m ³	85,49 ^b

Seluruh LHV berasal dari HHV. Untuk mengkonversi HHV ke LHV, konversi yang diasumsikan untuk minyak yang mengandung gas adalah $LHV=(0.9) \times (HHV)$; untuk zat padat atau cairan konversi yang diasumsikan adalah $LHV=(0.95) \times (HHV)$. Harap diingat bahwa nilai yang disajikan dalam tabel ini diambil dari berbagai sumber. Sebagai hasilnya, properti dan asumsi bahan bakar yang melekat diasosiasikan dengan setiap bahan bakar akan menjadi berbeda. Nilai dalam unit sumber asli tercantum dalam catatan kaki; nilai tambahan berasal dari sumber nilai asli.

Catatan kaki dan sumber:

^a Asosiasi Pemasok Prosesor Gas, *Engineering Data Book*, Volume II, 1987.

^b Administrasi Informasi Energi, Dokumentasi untuk Emisi Gas Rumah Kaca di Amerika Serikat 2006, Tabel 6-5 dan 6-7, Oktober 2008. Kepadatan diberikan sebagai gravitasi atau bbl/tonne dan dikonversikan

^c Badan Perlindungan Lingkungan (*Environment Protection Agency/EPA*) Amerika Serikat, Inventori Emisi Gas Rumah Kaca dan Kemerostan: 1990-2007, Lampiran, Tabel A-251, 15 April 2009

^d *North American Combustion Handbook, Volume I: Combustion Fuels, Stoichiometry, Heat transfer, Fluid Flow*, ISBN 0-9601596-2-2, Third Edition, Cleveland, Ohio, 1986.

^e LPG and NGL dicampur dalam berbagai hidrokarbon (misalnya etana, propana, isobutana), setiap zat tersebut dengan kandungan panasnya, kepadatannya, dan kandungan karbonnya sendiri. Campuran properti sebaiknya dikalkulasikan menggunakan metode yang disebutkan pada bagian 3.6.4

^f terminologi didefinisikan dalam glosarium

^g Bensin motor termasuk bensin konvensional, seluruh tipe dari bensin beroksigen (termasuk gasohol), dan bensin yang diformulasikan kembali, tetapi tidak termasuk bensin untuk penerbangan.

^h EPA AP-42, Bagian 1.4, Natural Gas Combustion, 1998.

ⁱ Asosiasi Prosedur Minyak Kanada (Canada Association of Petroleum Procedures/CAPP), *Calculating Greenhouse Gas Emissions*, Tabel 1-5, Asosiasi Prosedur Minyak Kanada, Publication Number 2003-03, April 2003.

^j Parameter disajikan untuk naftan dengan temperatur mendidih kurang dari 400°F. Bahan baku Petrokimia dengan titik didih lebih tinggi diasumsikan memiliki karakteristik yang sama dengan bahan bakar yang didestilasi.

^k Penghitungan menggunakan metodologi yang disediakan oleh *API Measurement of Petroleum Measurement Standards*, Bab 14 – Pengukuran Cairan Gas Alam, Bagian 5 – Penghitungan dari Nilai Kalor Kotor, Gravititas Khusus dan Daya Tekan Gas Alam Campur dari Analisis Komposisional, ANSI/API 14.5-1981, First Edition, Januari 1981, Ditetapkan kembali Maret 2002.

^l Nilai ditunjukkan untuk Sisa Bahan Bakar, yang didefinisikan dalam teks dari dokumen referensi sebagai minyak bahan bakar no. 6

Tabel VII-5 *Thermal Efficiency* Berdasarkan Tipe Peralatan (API Compendium 2009)

Tipe Generator	Tipe Bahan Bakar	Unit Asli	Unit yang Dikonversikan				
		Dasar HHV			Dasar LHV ^c		
		Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/ J (hasil)	Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/ J (hasil)
Turbin Pembakaran Lanjutan ^a	Tidak ditentukan	9.289	6.927	2,722			
Siklus kombinasi gas/minyak lanjutan ^a	Tidak ditentukan	6.572	5.035	1,979			

Tipe Generator	Tipe Bahan Bakar	Unit Asli	Unit yang Dikonversikan				
		Dasar HHV			Dasar LHV ^c		
		Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/J (hasil)	Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/J (hasil)
Siklus kombinasi gas/minyak lanjutan dengan Penyitaan Karbon ^a	Tidak ditentukan	8.613	6.423	2,524			
Biomassa ^a	Tidak ditentukan	8.911	6.645	2,612			
Kombinasi Panas dan Tenaga ^c	Gas Alami	5.000-6.000	3.729-4.474	1,465-1,758	4.750-5.700	3.542-4.250	1,392-1,671
Gabungan poros siklus tunggal ^b	Gas Alami	8.952	6.676	2,624	8.057	6.008	2,361
Gabungan Siklus Uap Turbin dengan Tembakan Tambahan ^b	Tidak ditentukan	10.229	7.628	2,998	9.206	6.865	2,698
Turbin Pembakaran Konvensional	Tidak ditentukan	10.833	8.078	3,175			
Siklus Gabungan Minyak/Gas Konvensional ^a	Tidak ditentukan	7.196	5.366	2,109			
Turunan yang Didistribusikan – Beban Dasar ^a	Tidak ditentukan	9.200	6.860	2,696			
Puncak - Turunan yang Didistribusikan ^a	Tidak ditentukan	10.257	7.649	3,006			
Sel bahan bakar ^a	Tidak ditentukan	7.930	5.913	2,342			
Turbin Gas ^b	Gas Propana Cair	13.503	10.069	3,957	12.828	9.566	3.759
	Gas Alam	13.918	10.379	4,079	12.526	9.341	3,671
	Kilang Gas	15.000	11.186	4,396	13.500	10.067	3,956
Geotermal ^a	Tidak Ditetapkan	35.376	26.380	10,368			
Batubara Yang Terintegrasi – Gasifikasi Siklus Gabungan ^a	Tidak ditentukan	8.765	6.536	2,569			
Batubara Yang Terintegrasi – Gasifikasi Siklus Gabungan dengan Penyerapan Karbon ^a	Tidak ditentukan	10.781	8.039	3,160			
Mesin Pembakaran Internal	Bensind	9.387 (dikonversi)	7.000 (Unit asli)	2,751	8.918	6.650	2,614
	Gas Alamb	10.358	7.858	3,088	9.484	7.072	2,780
	Minyak Bahan Bakar No.	10.847	8.089	3,179	10.305	7.684	3,020

Tipe Generator	Tipe Bahan Bakar	Unit Asli	Unit yang Dikonversikan				
		Dasar HHV			Dasar LHV ^c		
		Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/J (hasil)	Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/J (hasil)
	2b						
	Kilang Gas ^b	14.000	10.440	4,103	12.600	9.396	3,693
Tipe Generator	Tipe Bahan Bakar	Unit Asli	Unit yang Dikonversikan				
		Dasar HHV			Dasar LHV		
		Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/J (hasil)	Btu/kW-hr	Btu/hp-hr	J (input)/J (hasil)
Menggosok Batubara Baru ^a	Tidak ditentukan	9.200	6.860	2,696			
Turbin Uap (Ketel Uap) ^b	Batubara (antrasit)	11.792	8.793	3,456	11,202	8.354	3,283
	Batubara (beraspal)	9.941	7.413	2,913	9,444	7.042	2,768
	Batubara muda	10.933	8.153	3,204	10,386	7.745	3,044
	Batubara (sub-bituminus)	10.354	7.721	3,034	9,836	7.335	2,883
	Gas Propama cair	14.200	10.589	4,162	13,490	10.059	3,954
	Gas Alam	10.502	7.831	3,078	9,452	7.048	2,770
	Minyak Bahan Bakar No. 2	8.653	6.453	2,536	8,220	6.130	2,409
	Sampah, ampas, non-kayu	13.706	10.221	4,017	13,021	9.710	3,816
	Kayu dan Limbah Kayu	15.725	11.726	4,609	14,939	11.140	4,378

Catatan Kaki dan Sumber:

a Adminitrasi Informasi Energi (*Energy Information Administration/EIA*), *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2008*, Tabel 38: *Heat Rate in 2007*, Juni 2008. Tipe bahan bakar tidak ditentukan; asumsi tingkat panas sama dengan semua tipe bahan bakar.

b Program Perbaikan Inventaris Energi (*Emission Inventory Improvement Program/EIIP*), *Guidance for Emissions Inventory Development, Volume VII: Estimating Greenhouse Gas Emissions*, Komite Gas Rumah Kaca EIIP, Oktober 1999, Tabel 1.5-2

c Asumsi hasil ke masukan konversi energi berdasarkan pengalaman terbaik industri

d EPA, AP-42, Suplemen A, B, dan C, Tabel 3.3-1, Oktober 1996.

e Untuk Tipe Generator di mana tipe tidak ditentukan, nilai dasar HHV sebaiknya dilipatgandakan 0,90 kali (untuk bahan bakar berupa gas) atau 0,95 (untuk bahan bakar padat atau cair) untuk mengkonversi ke nilai dasar LHV, sepantasnya untuk bahan bakar yang digunakan.

2) Ketel uap atau pembangkit uap dan pemanas proses

$$FC = Q \times LF \times OT \times \frac{1}{HV}$$

Energy Input (Btu/yr)

(Rumus 2b)

keterangan:

FC = pemakaian bahan bakar per tahun (vol/yr).

Q = design capacity (MMBTU/hr).

- LF = faktor beban peralatan (fraksi).
 OT = waktu operasi per tahun (hr/yr).
 HV = *fuel higher* atau *lower heating value* - HHV atau LHV (Btu/volume), jika *heating value* tidak diketahui dapat diperoleh dari API Compendium (Table 4-2).

Tabel VII-6 Faktor Emisi CO₂ (*Fuel-Based*) untuk Unit Pembakaran (API Compendium 2009)

Bahan Bakar	Faktor Karbon Emisi dari Dokumen Sumber Asli			Faktor Emisi CO ₂ ^{a,b} , Unit-Unit Us		Faktor Emisi CO ₂ ^{a,b} , Unit - Unit SI	
	Faktor Emisi		Sumber ^c	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	Ton/10 ¹² J (LHV)	Ton/10 ¹² J (HHV)
Gas Penerbangan	18,87	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0728	0,0692	69,0	65,6
Bitumen	22,0	Kg C/10 ⁹ J (LHV)	Tabel 1.3, IPCC, 2007	0,0851	0,0809	80,7	76,6
Kokas	31,00	Kg C/MMBtu	Tabel B-1, EPA, 2008; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,1199	0,1139	113,7	108,0
Kokas (Batu Bara yang dipanaskan, Batubara Muda, Gas)	29,2	kg C/10 ⁹ J (LHV)	Tabel 1.3, IPCC, 2007	0,1130	0,1073	107,1	101,7
Minyak Mentah	20,33	MMTC/10 ¹⁵ Btu; atau Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0785	0,0745	74,4	70,7
Minyak Destilasi (#1,2,4)	19,95	MTC/10 ¹⁵ Btu; atau Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0770	0,0732	73,0	69,3
Peralatan Elektrik Batubara	No data ^c		Tabel 6-1, EIA, 2008;	0,0997	0,0947	94,5	89,8
	25,76	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-35 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0994	0,0945	94,2	89,5
Etanol ^d	19,3	Kg C/10 ⁹ J (LHV)	Tabel 1.3, IPCC, 2007	0,0747	0,0709	70,8	67,2
Gas Rendah Btu Flexicoker	278	Lb CO ₂ /10 ⁶ Btu (LHV)	Data Industri Petroleum	0,1261	0,1135	119,5	107,6
Minyak Bahan Bakar #4	45,8	Lb C/10 ⁶ Btu	Berasal dari data properti bahan bakar pada Tabel3-8	0,0802	0,0762	76,0	72,2
Minyak Diesel/Gas ^e	20,2	kg C/10 ⁹ J (LHV)	Tabel 1.3, IPCC, 2007	0,0781	0,0742	74,1	70,4
Bahan Bakar Jet	19,33	MMTC/10 ¹⁵ Btu;	Tabel 6-1, EIA, 2008;	0,0746	0,0709	70,7	67,2

Bahan Bakar	Faktor Karbon Emisi dari Dokumen Sumber Asli		Faktor Emisi CO ₂ ^{a,b} , Unit-Unit Us		Faktor Emisi CO ₂ ^{a,b} , Unit – Unit SI		
	Faktor Emisi		Sumber ^c	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	Ton/10 ¹² J (LHV)	Ton/10 ¹² J (HHV)
		Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.				
Minyak Tanah	19,72	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0761	0,0723	72,1	68,5
Batubara muda	26,30	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-2, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,1015	0,0964	96,2	91,4
Gas Petrokimia Cair (Liquefied Petroleum Gas/LPG)	No data ^c		Tabel 6-1, EIA, 2008.	0,0656	0,0623	62, 1	59,0
	17,23	Kg C/MMBtu	Tabel B-1 EPA, 2008; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0665	0,0632	63,0	59,9
Butana (Normal)	17,71	MMTC/10 ¹⁵ Btu;	Tabel 1-5, EIA, 2008.	0,0684	0,0649	64,8	61,5
	17,72	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-42 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0684	0,0650	64,8	61,6
Etana	16,25	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 1-5 EIA, 2008; Tabel A-42 TCR, 2008.	0,0627	0,0596	59,4	56,5
Isobutana	17,75	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 1-5 EIA, 2008; Tabel A-42 TCR, 2009.	0,0685	0,0651	64,9	61,7
Propana	17,20	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 1-5 EIA, 2008; Tabel A-42 TCR, 2008.	0,0664	0,0631	62,9	59,8
Beragam Produk ^{e,f}	No data ^c		Tabel 6-1, EIA, 2008.	0,0785	0,0745	74,4	70,7
Bensin Motor (bensin)	19,33	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0746	0,0709	70,7	67,2
Nafta (<401°F)	18,14	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0700	0,0665	66,4	63,0
Cairan Gas Alam	17,5	kg C/10 ⁹ J (LHV)	Tabel 1.3, IPCC, 2007	0,0677	0,0643	64,2	61,0
Cairan Gas Alam (Saluran Pipa) ^g	14,47	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel B-1 EPA, 2008; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0590	0,0531	55,9	50,3

Bahan Bakar	Faktor Karbon Emisi dari Dokumen Sumber Asli		Faktor Emisi CO ₂ ^{a,b} , Unit-Unit Us		Faktor Emisi CO ₂ ^{a,b} , Unit – Unit SI		
	Faktor Emisi	Sumber ^c	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	Ton/10 ¹² J (LHV)	Ton/10 ¹² J (HHV)	
Gas Alam (Berkobar 1.130 Btu/dasar scf) ^h	No data ^c		Tabel 6-1, EIA, 2008.	0,0608	0,0547	57,6	51,9
Batubara Bituminus Lainnya	25,8	kg C/10 ⁹ J (LHV)	Tabel 1.3, IPCC, 2007	0,0998	0,0948	94,6	89,9
Minyak Lainnya (<401°F)	19,95	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0770	0,0732	73,0	69,3
Pentana Plus	18,24	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008	0,0704	0,0669	66,7	63,4
Kokas Minyak Bumi ⁱ	27,85	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,1075	0,1021	101,9	96,8
Kilang Gas	15,7	kg C/10 ⁹ J (LHV)	Tabel 1.3, IPCC, 2007	0,0607	0,0547	57,6	51,8
Minyak Sisa #5	46,9	lb C/10 ⁶ Btu	Berasal dari data property bahan bakar pada Tabel 3-8	0,0821	0,0780	77,8	73,9
Minyak Sisa #6 ^j	21,49	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0829	0,0788	78,6	74,7
Nafta Khusus	19,86	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0767	0,0728	72,7	69,0
Still Gas	17,51	Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,1022	0,0971	96,9	92,0
Batubara sub-bituminus	26,48	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-2, EIA, 2008; Tabel A-35 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.	0,0785	0,0745	74,4	70,7
Minyak yang belum diselesaikan ^{e,t}	20,33	MMTC/10 ¹⁵ Btu; Tg/10 ¹⁵ Btu; Kg C/MMBtu	Tabel 6-1, EIA, 2008; Tabel A-34 EPA, 2009; Tabel 12.1, TCR, 2008.				

Catatan Kaki dan Sumber:

Administrasi Informasi Energi (*Energy Information Administration/EIA*). *Documentation for Emissions of Greenhouse Gas in the United States 2006*, DOE/EIA-0638(2006), Oktober 2008.
 Administrasi Informasi Energi (*Energy Information Administration/EIA*). *Emissions of Greenhouse Gases in The United states 1987-1992*, DOE/EIA-0573, Oktober 1994.

Badan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat (*Environment Protection Agency/EPA*). *Inventory of U.S Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-1997*, Lampiran-Lampiran, 15 April 2009.

Badan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat (*Environment Protection Agency/EPA*). Pemimpin-pemimpin iklim. *Greenhouse Gas Inventory Protocol Core Module Guidance: Direct Emissions from Stationary Combustion Sources*. EPA 430-K-08-003, Mei 2008 (2008).

Panel Antar Pemerintah untuk Perubahan Iklim (*Intergovernmental Panel on Climate Change/IPCC*). *2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories*, Volume 2, Bab1, 2006 Revisi April 2007.

^a Faktor emisi CO₂ yang ditunjukkan berdasarkan asumsi Compendium API standar dari 100% oksidasi

^b Untuk mengkonversi antara faktor emisi nilai kalor yang lebih tinggi dan yang lebih rendah, konversi yang diasumsikan untuk bahan bakar berupa gas adalah : (EF, HHV) = (0,9) x (EF, LHV), dan untuk zat padat atau cair asumsi konversi adalah: (EF, HHV) = (0.95) x (EF, LHV).

^c Faktor-faktor dari EIA, 2008 Tabel 6-1 dan 6-2 disajikan dalam 10⁶ dan 10¹⁵ Btu

^d Angka teoritis. Di bawah metode akuntansi GHG Internasional dikembangkan oleh IPCC, karbon biogenic dipertimbangkan sebagai bagian dari keseimbangan karbon alami dan tidak dimasukkan ke dalam konsentrasi atmosfer CO₂

^e Terminologi dijelaskan dalam Glosarium

^f Kandungan karbon diasumsikan menjadi sama untuk Minyak Mentah (EIA, 2007).

^g Koefisien Karbon Gas Alami berdasarkan pengukuran berat rata-rata nasional Amerika Serikat.

^h gas yang berkobar diasumsikan kaya akan gas yang diasosiasikan, dengan kandungan energi sebesar 1.130 Btu/scf. Faktor tidak berlaku untuk nilai kalor gas yang lebih tinggi seperti gas yang diasosiasikan (gas masuk mentah) dengan nilai kalor sebesar 1300-1400 Btu/scf (EIA, 1994).

ⁱ harap diingat bahwa kokas katalis tidak sama dengan kokas minyak bumi/kokas yang dapat dipasarkan. Kokas katalis menunjuk ke kokas yang dibentuk dalam katalis sedangkan minyak bumi/kokas yang dapat dipasarkan merupakan kokas yang menjadi “produk akhir dari dekomposisi termal dalam proses kondensasi yang dipecahkan” (EIA, 2008b). Emisi karbon dioksida dari kokas katalis didiskusikan pada Bagian 5.

^j Nilai yang dijelaskan pada dokumen referensi juga untuk minyak bahan bakar sisa No. 5 dan minyak bahan bakar No. 6

Tabel VII-7 Faktor Emisi CO₂ (*Fuel-Based*) untuk Unit Pembakaran (OGP Report No. 197)

Emisi	Unit	<i>Fuel Based</i>	
		<i>Gas combustion</i>	<i>Diesel combustion</i>
CO ₂	Ton/ton	2.75	3.2

b. Tier 2

Perhitungan beban emisi berdasarkan estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi dan menggunakan faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi. Tier 2 juga diterapkan jika tidak ada alat ukur yang menunjukkan pemakaian aktual bahan bakar baik untuk suatu fasilitas maupun suatu peralatan atau yang memungkinkan perhitungan pemakaian bahan bakar dari neraca massa.

Estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi menggunakan Rumus 2a atau 2b di atas.

Rumus faktor emisi dari kandungan karbon/gas komposisi:

$$Wt\% C_i = \frac{\frac{12 \text{ lb C}}{\text{lbmole C}} \times \frac{X \text{ lbmole C}}{\text{lbmole } C_i}}{MW_{C_i} \left(\frac{\text{lb}}{\text{lbmole}} \right)} \times 100\%$$

(Rumus 3)

Keterangan:

- Wt%Ci = kandungan karbon dari komponen hidrokarbon i dalam persen berat.
i = komponen hidrokarbon.
12 lbC/lbmoleC = berat molekul karbon.
X = koefisien *stoichiometry* dari karbon (contoh: X=3 untuk C₃H₈).
MWCi = berat molekul dari komponen hidrokarbon i.

$$Wt\% C_{mixture} = \frac{1}{100} \times \sum_{i=1}^{\#components} (Wt\%_i \times Wt\% C_i)$$

(Rumus 4)

Keterangan:

- Wt%C_{mixture} = kandungan karbon bahan bakar (%w/w) – *weighted average carbon* dari masing-masing komponen hidrokarbon.
Wt%i = persen berat komponen hidrokarbon i %w/w komponen i.
Wt%Ci = kandungan karbon dari komponen hidrokarbon i dalam persen berat, dihitung menggunakan Rumus 3.
Penentuan faktor emisi dari kandungan karbon/gas komposisi hanya berlaku untuk faktor emisi CO₂, tidak untuk faktor emisi parameter lainnya.

c. Tier 3

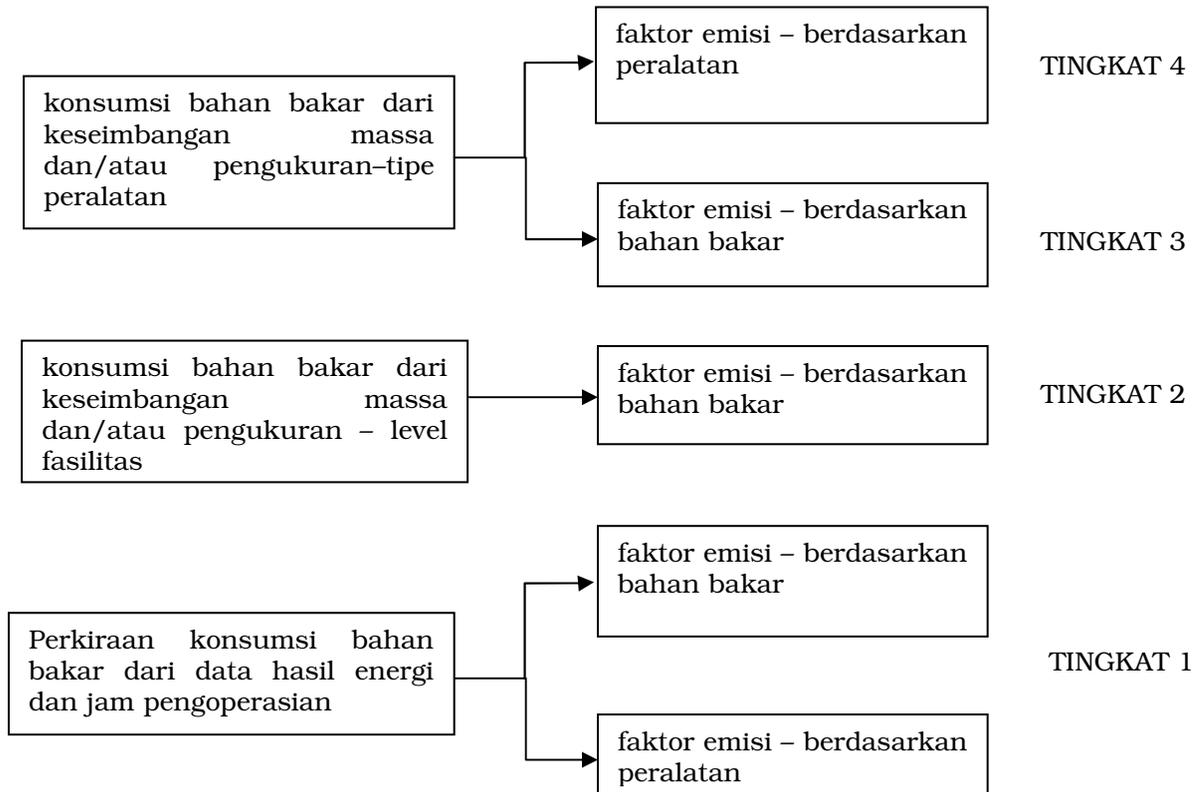
Perhitungan beban emisi berdasarkan pemakaian bahan bakar dari neraca massa dan/atau *metering* (pengukuran) pada level fasilitas maupun level peralatan dan menggunakan faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi. Tier 3 diterapkan jika terdapat alat ukur untuk mengukur pemakaian aktual bahan bakar baik untuk suatu fasilitas maupun suatu peralatan atau yang memungkinkan perhitungan pemakaian bahan bakar dari neraca massa.

d. Tier 4

Perhitungan beban emisi berdasarkan pemakaian bahan bakar dari neraca massa dan/atau *metering* (pengukuran) pada level fasilitas maupun level peralatan dan menggunakan faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi. Tier 4 juga diterapkan jika terdapat alat ukur untuk mengukur pemakaian aktual bahan bakar baik untuk suatu fasilitas maupun suatu peralatan atau yang memungkinkan perhitungan pemakaian bahan bakar dari neraca massa.

Faktor emisi dari kandungan karbon/gas komposisi menggunakan Rumus 3 dan 4 di atas.

2. Perhitungan Beban Emisi CH₄ dan N₂O



a. Tier 1

Perhitungan beban emisi berdasarkan estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi dan menggunakan faktor emisi baku baik *fuel-based* maupun *equipment-based* yang dipublikasikan dari berbagai referensi.

Estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi menggunakan Rumus 2a atau 2b di atas.

Tabel VII-8 Faktor Emisi CH₄ dan N₂O (*Fuel-Based*) untuk Unit Pembakaran (API Compendium 2009)

Bahan Bakar	Faktor Emisi CH ₄ ^b , Unit - Unit US		Faktor Emisi CH ₄ ^b , Unit - Unit SI		Faktor Emisi N ₂ O ^b , Unit - Unit US		Faktor Emisi N ₂ O ^b , Unit - Unit SI	
	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	Ton/10 ¹² J (LHV)	Ton/10 ¹² J (HHV)	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	Ton/10 ¹² J (LHV)	Ton/10 ¹² J(HHV)
Bensin Penerbangan/Bensin Jet	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Biogasoline	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Biodiesel	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Bitumen	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Coke Oven dan Kokas Batubara Muda	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	1,50E-03	1,42E-03
Minyak Mentah	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Etana	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Kokas Gas	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,06E-07	1,00E-07	1,00E-04	9,50E-05
Gas / Minyak Diesel	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Bensin Jet	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Kerosin Jet	3,17E-	3,01E-	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-	6,01E-	6,00E-04	5,70E-04

	06	06			07	07		
Batubara Muda	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,06E-07	1,50E-06	1,50E-03	1,42E-03
LPG	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	6,33E-07	1,00E-07	6,00E-04	5,70E-04
Bensin Motor	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Nafta	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Gas Alami	1,06E-06	9,50E-07	1,00E-03	9,00E-04	1,06E-07	6,01E-07	1,00E-04	5,70E-04
Cairan Gas Alami	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Biogas Lainnya	1,06E-06	9,50E-07	1,00E-03	9,00E-04	1,06E-07	9,50E-08	1,00E-04	9,00E-05
Kerosin Lainnya	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Bahan Bakar Nabati Cair Lainnya	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Produk Minyak Bumi Lainnya	3,17E-05	3,01E-05	3,00E-02	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Zat Padat Biomassa Lainnya	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-02	4,22E-06	4,01E-06	4,00E-03	3,80E-03
Parafin Lilin	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Kokas Minyak Bumi	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Bahan Bakar Minyak Sisa	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Batubara sub-bituminus	1,06E-06	1,00E-06	3,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	1,50E-03	1,42E-03
Kayu/Limbah Kayu	3,17E-05	3,01E-05	3,00E-02	2,85E-02	4,22E-06	4,01E-06	4,00E-03	3,80E-03

Catatan Kaki dan Sumber:

a Panel Antar Pemerintah dalam Perubahan Iklim (*Intergovernmental Panel on Climate Change/IPCC*). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, bab 2, Tabel 2.2, 2006 Revisi April 2007.

b Dikonversi dari unit asli kg/Tj (LHV). Untuk mengkonversi antara faktor emisi nilai kalor yang lebih tinggi dan lebih rendah, asumsi konversi untuk bahan bakar gas yakni: (EF, HHV) = (0,9) x (EF, LHV), dan untuk zat padat atau cair dari knversi yang diasumsikan adalah (EF, HHV) = (0.95) x (EF, LHV).

Bahan Bakar	Faktor Emisi CH ₄ ^b , Unit – Unit US		Faktor Emisi CH ₄ ^b , Unit – Unit SI		Faktor Emisi N ₂ O ^b , Unit – Unit US		Faktor Emisi N ₂ O ^b , Unit – Unit SI	
	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	Ton/10 ¹² J (LHV)	Ton/10 ¹² J (HHV)	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	Ton/10 ¹² J (LHV)	Ton/10 ¹² J(HHV)
Antrasit	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	1,50E-03	1,42E-03
Arang	2,11E-04	2,00E-04	2,00E-01	1,90E-01	4,22E-06	4,01E-06	4,00E-03	3,80E-03
Ter Batubara	1,06E-06	1,06E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	1,50E-03	1,42E-03
Gas <i>Coke Oven</i>	1,06E-06	9,50E-07	1,00E-03	9,00E-04	1,06E-07	9,50E-08	1,00E-04	9,00E-05
Kokas Batubara	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	150E-03	142E-03
Gas <i>Landfill</i>	1,06E-06	9,50E-07	1,00E-03	9,00E-04	1,06E-07	9,50E-08	1,00E-04	9,00E-05
Lubrikan	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Serpihan Minyak dan Pasir Ter	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	1,50E-06	1,42E-03
Batubara Bituminus Lainnya	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	1,50E-03	1,42E-03

Gambut	1,06E-06	1,00E-06	1,00E-03	9,50E-04	1,58E-06	1,50E-06	1,50E-03	1,42E-03
Kilang Bahan Baku	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Kilang Gas	1,06E-06	9,50E-07	1,00E-03	9,00E-04	1,06E-07	9,50E-08	1,00E-04	9,00E-05
Serpihan Minyak	3,17E-06	3,01E-06	3,00E-03	2,85E-03	6,33E-07	6,01E-07	6,00E-04	5,70E-04
Endapan Gas	1,06E-06	9,50E-07	1,00E-03	9,00E-04	1,06E-07	9,50E-08	1,00E-04	9,00E-05
Minyak Limbah	3,17E-05	3,01E-05	3,00E-02	2,85E-02	4,22E-06	4,01E-06	4,00E-03	3,80E-03

Catatan Kaki dan Sumber:

^aPanel Antar Pemerintah dalam Perubahan Iklim (*Intergovernmental Panel on Climate Change/IPCC*). 2006 *ICCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Volume 2, Bab 2, Tabel 2.2, 2006 Revisi April 2007.

^bDikonversi dari unit asli kg/Tj (LHV). Untuk mengkonversi antara faktor emisi nilai kalor yang lebih tinggi dan lebih rendah, konversi yang diasumsikan untuk bahan bakar berupa gas adalah: (RF,HHV)=(0.9) x (EF,LHV), dan untuk zat padat atau cair konversi yang diasumsikan adalah (EF,HHV)=(0.95)x(EF,LHV).

Tabel VII-9 Faktor Emisi CH₄ dan N₂O (*Fuel-Based*) untuk Unit Pembakaran (OGP Report No. 197)

Emisi	Unit	<i>Fuel Based</i>	
		<i>Gas combustion</i>	<i>Diesel combustion</i>
CH ₄	Ton/ton	0.00042	0.00014
N ₂ O	Ton/ton	0.00022	0.00022

Tabel VII-10 Faktor Emisi CH₄ dan N₂O (*Equipment-Based*) untuk Boiler dan Furnace (API Compendium 2009)

Unit Asli							Sumber (versi tanggal)
Sumber	Metana		Peringkat Faktor Emisi ^d	Nitro Oksida	Peringkat Faktor Emisi ^d		
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Gas Alami							
Dikontrol	2,3	lb/10 ⁶ scf	B	0,64 ^a	lb/10 ¹⁰ scf ^a	E	AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)
Tidak Dikontrol				2,2 ^b	lb/10 ¹⁰ scf ^b		
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Diesel	7,8E-06	lb/lb	Tidak tersedia	Tidak tersedia			E&P Forum, 1994
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ rendah)							
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	0,263	Ton/PJ (HHV)	Tidak tersedia				
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	0,293	Ton/PJ (HHV)	Tidak tersedia	0,035	Ton/PJ (HHV)	Tidak Tersedia	Tabel 6.4 dari ARPEL 1998
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	0,293	Ton/PJ (HHV)	Tidak tersedia	Tidak Tersedia			
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ Tinggi)							
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	0,193	Ton/PJ (HHV)	Tidak tersedia	Tidak Tersedia			Tabel 6.4 dari ARPEL 1998
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	0,215	Ton/PJ (HHV)	Tidak tersedia	0,035	Ton/PJ (HHV)	Tidak tersedia	
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	0,215	Ton/PJ (HHV)	Tidak tersedia	Tidak tersedia			
Peralatan Ketel Uap – Minyak No. 4,5,6	0,28	lb/100 gal	A	0,53	lb/100 gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Ketel Uap Industri –	1,00	lb/100	A	0,53	lb/100	B	AP-42 Tabel

Minyak No. 5/6		0 gal			0 gal		1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) - ralat diperbaharui 4/28/00
Ketel Uap Industri - Minyak Destilasi atau Minyak No. 4	0,052	lb/1000 gal	A	0,26	lb/1000 gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) - ralat diperbaharui 4/28/00
Pembakar Komersial - Minyak No. 5/6	0,475	lb/1000 gal	A	0,53	lb/1000 gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) - ralat diperbaharui 4/28/00
Pembakar Komersial - Minyak No. 4 atau minyak destilasi	0,216	lb/1000 gal	A	0,26	lb/1000 gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) - ralat diperbaharui 4/28/00
Ketel Uap Industri/Komersial - Butana/Propana	0,2	lb/1000 gal	E	0,9	lb/1000 gal	E	AP-42 Tabel 1.5-1 (07/08)
Tungku Perumahan - Minyak Bahan Bakar	1,78	lb/1000 gal	A	0,05	lb/1000 gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98)

Faktor Emisi yang Dikonversi menjadi ton/gallon atau ton/10 ⁶ Btu (HHV dan LHV, sebagaimana yang diindikasikan)						
Sumber	Metana	Peringkat Faktor Emisi ^d	Nitro Oksida	Peringkat Faktor Emisi ^d	Sumber (versi tanggal)	
Ketel Uap/Tungku/Pemanas - Gas Alami						
Dikontrol	1.0E-06 Ton/106 Btu (HHV) ^c	B	2,8E-07 Ton/106 Btu (HHV) ^{a,c}		AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)	
	1.0E-06 Ton/106 Btu (LHV) ^c		3,0E-07 Ton/106 Btu (LHV) ^{a,c}			
Tidak Dikontrol	1.0E-06 Ton/106 Btu (HHV) ^c	B	9,8E-07 Ton/106 Btu (HHV) ^{b,c}		AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)	
	1.0E-06 Ton/106 Btu (LHV) ^c		1,0E-06 Ton/106 Btu (LHV) ^{b,c}			
Ketel Uap/Tungku/Pemanas - Diesel	7.8E-06 ton/ton	Tidak tersedia	Tidak Tersedia		Forum E&P, 1994	
Pemanas - Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ rendah)						
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	2,77E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	Tidak Tersedia			Tabel 6.4 ARPEL 1998
	3,08E-07 Ton/106 Btu (LHV)					
<9,9 - 99 x 10 ⁶ Btu/jam	3,09E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	3,69E-08 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak Tersedia		
	3,43E-07 Ton/106 Btu (LHV)		4,10E-08 Ton/106 Btu (LHV)			
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	3,09E-07 Ton/106 Btu	Tidak tersedia	Tidak Tersedia			

	(HHV)		Tidak Tersedia		
	3,43E-07 Ton/106 Btu (LHV)				
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ Tinggi)					
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	2,04E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	Tidak tersedia		Tabel 6.4 ARPEL 1998
	2,26E-07 Ton/106 Btu (LHV)				
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,27E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	3,69E-08 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	
	2,52E-07 Ton/106 Btu (LHV)		4,10E-08 Ton/106 Btu (LHV)		
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,27E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak Tersedia	Tidak Tersedia		
	2,52E-07 Ton/106 Btu (LHV)				
Peralatan Ketel Uap – Minyak No. 4,5,6	1,3E-07 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharu i 4/28/00
Ketel Uap Industri – Minyak No. 5/6	4,54E-07 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharu i 4/28/00
Ketel Uap Industri – Minyak Destilasi atau Minyak No. 4	2,4E-08 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharu i 4/28/00
Pembakar Komersial – Minyak No. 5/6	2,15E-07 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharu i 4/28/00
Pembakar Komersial – Minyak No. 4 atau minyak destilasi	9,8E-08 ton/gal	A	1,2E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharu i 4/28/00
Ketel Uap Industri/Komersial – Butana/Propana	9,1E-08 ton/gal	E	4,1E-07 ton/gal	E	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharu i 4/28/00
Tungku Perumahan – Minyak Bahan Bakar	8,07E-07 ton/gal	A	2,3E-08 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharu i 4/28/00
Faktor Emisi yang Dikonversi ke ton/meter ³ atau ton/10 ¹² J (HHV dan LHV, sebagaimana yang diindikasikan)					

Sumber	Metana	Peringkat Faktor Emisi ^d	Nitro Oksida	Peringkat Faktor Emisi ^d	Sumber (versi tanggal)
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Gas Alami					
Dikontrol	97E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^c	B	2,74E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^{a,c}	E	AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)
	1,1E-03 ton/10 ¹² J (LHV) ^c		2,8E-04 ton/10 ¹² J (LHV) ^{a,c}	E	
Tidak Dikontrol	97E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^c	B	9,3E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^{b,c}	E	AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)
	1,1E-03 ton/10 ¹² J (LHV) ^c		9,8E-04 ton/10 ¹² J (LHV) ^{b,c}	E	
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Diesel	7,8E-06 ton/ton	Tidak Tersedia	Tidak Tersedia		Forum E&P, 1994
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ rendah)					
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	2,63E-04 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia	Tidak Tersedia		Tabel 6.4 ARPEL, 1998
	2,92E-04 ton/10 ¹² J (LHV)				
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,93E-04 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia	3,5E-05 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia	
	3,26E-04 ton/10 ¹² J (LHV)		3,89E-05 ton/10 ¹² J (LHV)		
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,93E-04 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia			
	3,26E-04 ton/10 ¹² J (LHV)				
Faktor Emisi yang Dikonversi ke ton/meter ³ atau ton/10 ¹² J (HHV dan LHV, sebagaimana yang diindikasikan)					
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ Tinggi)					
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	1,93E-04 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	Tidak tersedia		Tabel 6.4 ARPEL 1998
	2,14E-04 Ton/10 ¹² J (LHV)				
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,15E-04 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	3,50E-05 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	
	2,39E-04 Ton/10 ¹² J (LHV)		3,89E-05 Ton/10 ¹² J (LHV)		
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,15E-04 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	Tidak tersedia		
	2,39E-04 Ton/10 ¹² J (LHV)				
Peralatan Ketel Uap – Minyak No. 4,5,6	3,4E-05	A	6,4E-05 ton/m ³	B	

	ton/m ³				
Ketel Uap Industri – Minyak No. 5/6	1,20E-04 ton/m ³	A	6,4E-05 ton/m ³	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) ralat diperbaharui 4/28/00
Ketel Uap Industri – Minyak Destilasi atau Minyak No. 4	6,2E-06 ton/m ³	A	3,1E-05 ton/m ³	B	
Pembakar Komersial – Minyak No. 5/6	5,69E-05 ton/m ³	A	6,4E-05 ton/m ³	B	
Pembakar Komersial – Minyak No. 4 atau minyak destilasi	2,59E-05 ton/m ³	A	3,1E-05 ton/m ³	B	
Ketel Uap Industri/Komersial – Butana/Propana	2,4E-05 ton/m ³	E	1,1E-04 ton/m ³	E	AP-42 Tabel 1.5-1 (07/08)
Tungku Perumahan – Minyak Bahan Bakar	2,13E-04 ton/m ³	A	6,0E-06 ton/m ³	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-12 (9/98)

Faktor Emisi yang Dikonversi menjadi ton/gallon atau ton/10 ⁶ Btu (HHV dan LHV, sebagaimana yang diindikasikan)						
Sumber	Metana	Peringkat Faktor Emisi ^d	Nitro Oksida	Peringkat Faktor Emisi ^d	Sumber (versi tanggal)	
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Gas Alami						
Dikontrol	1,0E-06 Ton/106 Btu (HHV) ^c	B	2,8E-07 Ton/106 Btu (HHV) ^{a,c}		AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)	
	1,0E-06 Ton/106 Btu (LHV) ^c		3,0E-07 Ton/106 Btu (LHV) ^{a,c}			
Tidak Dikontrol	1,0E-06 Ton/106 Btu (HHV) ^c	B	9,8E-07 Ton/106 Btu (HHV) ^{b,c}		AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)	
	1,0E-06 Ton/106 Btu (LHV) ^c		1,0E-06 Ton/106 Btu (LHV) ^{b,c}			
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Diesel	7,8E-06 ton/ton	Tidak tersedia	Tidak Tersedia		Forum E&P, 1994	
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ rendah)						
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	2,77E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	Tidak Tersedia			Tabel 6.4 ARPEL 1998
	3,08E-07 Ton/106 Btu (LHV)					
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	3,09E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	3,69E-08 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak Tersedia		
	3,43E-07 Ton/106 Btu (LHV)		4,10E-08 Ton/106 Btu (LHV)			
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	3,09E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	Tidak Tersedia			
	3,43E-07 Ton/106 Btu (LHV)		Tidak Tersedia			
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H₂ Tinggi)						
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	2,04E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	Tidak tersedia			

	2,26E-07 Ton/106 Btu (LHV)				Tabel 6.4 ARPEL 1998
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,27E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	3,69E-08 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak tersedia	
	2,52E-07 Ton/106 Btu (LHV)		4,10E-08 Ton/106 Btu (LHV)		
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,27E-07 Ton/106 Btu (HHV)	Tidak Tersedia	Tidak Tersedia		
	2,52E-07 Ton/106 Btu (LHV)				
Peralatan Ketel Uap – Minyak No. 4,5,6	1,3E-07 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Ketel Uap Industri – Minyak No. 5/6	4,54E-07 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Ketel Uap Industri – Minyak Destilasi atau Minyak No. 4	2,4E-08 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Pembakar Komersial – Minyak No. 5/6	2,15E-07 ton/gal	A	2,4E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Pembakar Komersial – Minyak No. 4 atau minyak destilasi	9,8E-08 ton/gal	A	1,2E-07 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Ketel Uap Industri/Komersial – Butana/Propana	9,1E-08 ton/gal	E	4,1E-07 ton/gal	E	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Tungku Perumahan – Minyak Bahan Bakar	8,07E-07 ton/gal	A	2,3E-08 ton/gal	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98) – ralat diperbaharui 4/28/00
Faktor Emisi yang Dikonversi ke ton/meter ³ atau ton/10 ¹² J (HHV dan LHV, sebagaimana yang diindikasikan)					
Sumber	Metana	Peringkat Faktor Emisi ^d	Nitro Oksida	Peringkat Faktor Emisi ^d	Sumber (versi tanggal)
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Gas Alami					
Dikontrol	97E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^c	B	2,74E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^{a,c}	E	AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)
	1,1E-03		2,8E-04	E	

	ton/10 ¹² J (LHV) ^c		ton/10 ¹² J (LHV) ^{a,c}		
Tidak Dikontrol	97E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^c	B	9,3E-04 ton/10 ¹² J (HHV) ^{b,c}	E	AP-42 Tabel 1.4-2 (7/98)
	1,1E-03 ton/10 ¹² J (LHV) ^c		9,8E-04 ton/10 ¹² J (LHV) ^{b,c}		
Ketel Uap/Tungku/Pemanas – Diesel	7,8E-06 ton/ton	Tidak Tersedia	Tidak Tersedia		Forum E&P, 1994
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H ₂ rendah)					
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	2,63E-04 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia	Tidak Tersedia		Tabel 6.4 ARPEL, 1998
	2,92E-04 ton/10 ¹² J (LHV)				
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,93E-04 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia	3,5E-05 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia	
	3,26E-04 ton/10 ¹² J (LHV)		3,89E-05 ton/10 ¹² J (LHV)		
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,93E-04 ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak Tersedia			
	3,26E-04 ton/10 ¹² J (LHV)				
Faktor Emisi yang Dikonversi ke ton/meter ³ atau ton/10 ¹² J (HHV dan LHV, sebagaimana yang diindikasikan)					
Pemanas – Kilang Bahan Bakar Gas (kandungan gas - H ₂ Tinggi)					
<9,9 x 10 ⁶ Btu/jam	1,93E-04 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	Tidak tersedia		Tabel 6.4 ARPEL 1998
	2,14E-04 Ton/10 ¹² J (LHV)				
<9,9 – 99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,15E-04 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	3,50E-05 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	
	2,39E-04 Ton/10 ¹² J (LHV)		3,89E-05 Ton/10 ¹² J (LHV)		
<99 x 10 ⁶ Btu/jam	2,15E-04 Ton/10 ¹² J (HHV)	Tidak tersedia	Tidak tersedia		
	2,39E-04 Ton/10 ¹² J (LHV)				
Peralatan Ketel Uap – Minyak No. 4,5,6	3,4E-05 ton/m ³	A	6,4E-05 ton/m ³	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-8 (9/98)
Ketel Uap Industri – Minyak No. 5/6	1,20E-04 ton/m ³	A	6,4E-05 ton/m ³	B	
Ketel Uap Industri – Minyak Destilasi	6,2E-06	A	3,1E-05 ton/m ³	B	

atau Minyak No. 4	ton/m ³				ralat diperbaharui 4/28/00
Pembakar Komersial – Minyak No. 5/6	5,69E-05 ton/m ³	A	6,4E-05 ton/m ³	B	
Pembakar Komersial – Minyak No. 4 atau minyak destilasi	2,59E-05 ton/m ³	A	3.1E-05 ton/m ³	B	
Ketel Uap Industri/Komersial – Butana/Propana	2,4E-05 ton/m ³	E	1.1E-04ton/m ³	E	AP-42 Tabel 1.5-1 (07/08)
Tungku Perumahan – Minyak Bahan Bakar	2,13E-04 ton/m ³	A	6.0E-06 ton/m ³	B	AP-42 Tabel 1.3-3 dan 1.3-12 (9/98)

Catatan kaki dan sumber:

Asociacion Regional De Empresas De Petroleo Y Gas Natural EN Latino America Y El Caribe (ARPEL). Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry. ARPEL Guideline # ARPELCIDA002AEGUI2298, Disusun oleh Jaques Whitford Environment Limited, Desember 1998.

Forum E&P. Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations, The Oil Industry International Exploration and Production Forum, Report No. 2.59/197, September 1994.

Badan Perlindungan Lingkungan (*Environment Protection Agency/EPA*) Amerika Serikat. *Compilation od Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary Point and Area Sources, AP-42 (GPO 055-000-005-001)*, Standar dan Perencanaan Kualitas Kantor EPA Amerika Serikat, Fifth Edition, Januari 1995, dengan Suplemen A, B, dan C, 1996; Suplemen D, 1998 – diperbaharui 4/28/00; Suplemen E, 1999; dan Suplemen F, 2000.

^a Faktor emisi adalah untuk gas alami, dikontrol unit pembakar NO_x- rendah.

^b Faktor emisi adalah untuk unit gas alami yang tidak dikontrol

^c Faktor emisi yang berdasarkan Btu untuk ketel uap/tungku/pemanas gas alami berasal dari faktor berdasarkan-volume (scf) dengan cara membagi 1020 Btu/scf (standar nilai kalor yang digunakan AP-42). Faktor ini mungkin digunakan untuk sumber pembakaran gas alami lainnya. Volume gas berdasarkan pada standar kondisi 60F dan 14,7 psia.

^d Peringkat faktor emisi untuk kualitas data, “A” berarti kualitas terbaik sedangkan “E” berarti kualitas terburuk.

Tabel VII-11 Faktor Emisi CH₄ dan N₂O (*Equipment-Based*) untuk *Turbine* dan *IC Engine* (API Compendium 2009)

Sumber	Unit Asli					
	Metana		Peringkat Faktor Emisi	Referensi CH ₄	Nitro Oksida	Peringkat Faktor Emisi
Mesin IC						
2 siklus ramping – Gas Alami	1,45	lb/10 ⁸ Btu (HHV)	C	AP.42, Tabel 3.2-1 (7/00)	Mengacu ke Tabel 4-5	
4 siklus ramping – Gas Alami	1,25	lb/10 ⁸ Btu (HHV)	C	AP.42, Tabel 3.2-2 (7/00)		
4 siklus kaya – Gas Alami	0,23	lb/10 ⁸ Btu (HHV)	C	AP.42, Tabel 3.2-3 (7/00)		
Bensin	3,03	Lb TOC/10 ⁸ Btu (HHV) ^a	D,E	AP.42, Tabel 3.3-1 (10/96)		
Diesel	0.36	lb TOC/10 ⁸ Btu (HHV) ^a	D,E	AP.42, Tabel 3.3-1 (10/96)		
Besar – Diesel (>600 hp)	0,0081	lb/10 ⁸ Btu (HHV) ^b	E	AP.42, Tabel 3.4-1		

				(10/96)				
Bahan Bakar Ganda (95% Gas Alami/5% Diesel)	0,6	lb/10 ⁸ Btu (HHV)	E	AP.42, Tabel 3.4-1 (10/96)				
Turbin (beban ≥80%) – Gas Alami								
Tidak Dikontrol	0,0086	lb/10 ⁸ Btu (HHV)	C	AP.42, Tabel 3.1-2a (4/00)	0,003	lb/10 ⁶ Btu (HHV) ^c	E	AP.42, Tabel 3.1-2a (4/00)
Unit yang Dikonversi ke Dasar US								
Sumber	Metana		Peringkat Faktor Emisi	Referensi CH ⁴	Nitro Oksida		Peringkat Faktor Emisi	Referensi N ₂ O
Mesin IC								
2 siklus ramping – Gas Alami	0,0006 6	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.2-1 (7/00)	Mengacu kepada Tabel 4-5			
	0,0007 3	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)						
4 siklus ramping – Gas Alami	0,0005 7	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.2-2 (7/00)				
	0,0006 3	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)						
4 siklus kaya – Gas Alami	0,0001 0	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.2-3 (7/00)				
	0,0001 2	Ton/10 ⁶ Btu (LHV) ^a						
Bensin	0,00- 137	Ton/10 ⁶ Btu (HHV) ^a	D,E	AP-42, Tabel 3.3-1 (10/96)				
	0,0014 5	Ton/10 ⁶ Btu (LHV) ^a						
Diesel	0,0001 6	Ton/10 ⁶ Btu (HHV) ^a	D,E	AP-42, Tabel 3.3-1 (10/96)				
	0,0001 7	Ton/10 ⁶ Btu (LHV) ^a						
Besaran – Diesel (>600 hp)	3,7E- 06	Ton/10 ⁶ Btu (HHV) ^b	E	AP-42, Tabel 3.4-1 (10/96)				
	3,9E- 06	Ton/10 ⁶ Btu (LHV) ^b						
Bahan Bakar Ganda (95% Gas Alami/5% Diesel)	0,0002 7	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	E	AP-42, Tabel 3.4-1 (10/96)				
	0,0003 0	Ton/10 ⁶ Btu (LHV) ^d						
Turbin (beban ≥80%) – Gas Alami								
Tidak Dikontrol	3,9E- 06	Ton/10 ⁶ Btu (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.1-2 (4/00)	1,4E- 06	Ton/10 ⁶ Btu (HHV) ^c	E	AP-42, Tabel 3.1-2 (4/00)
	4,3E- 06	Ton/10 ⁶ Btu (LHV)			1,5E- 06	Ton/10 ⁶ Btu (LHV) ^c		
Mesin IC								

2 siklus ramping – gas alami	0,623	Ton/10 ¹ 2 Btu (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.2-1 (7/00)	Mengacu pada tabel 4-5
	0,693	Ton/10 ¹ 2 Btu (LHV)			
4 siklus sampung – gas alami	0,537	Ton/10 ¹ 2 Btu (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.2-2 (7/00)	
	0,597	Ton/10 ¹ 2 Btu (LHV)			

Unit yang Dikonversi ke Dasar IS								
Sumber	Metana		Peringkat Faktor Emisi	Referensi CH ₄	Nitro Oksida	Peringkat Faktor Emisi	Referensi N ₂ O	
Mesin IC, berlanjut								
4 siklus kaya – Gas Alami	0,10	Ton/10 ¹² J (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.2-3 (7/00)	Mengacu pada tabel 4-5			
	0,11	Ton/10 ¹² J (LHV)						
Bensin	1,30	Ton/10 ¹² J (HHV) ^a	D,E	AP-42, Tabel 3.3-1 (10/96)				
	1,37	Ton/10 ¹² J (LHV) ^a						
Diesel	0,15	Ton TOC/10 ¹ 2 J (HHV) ^a	D,E	AP-42, Tabel 3.3-1 (10/96)				
	0,16	Ton TOC/10 ¹ 2 J (LHV) ^a						
Besar – Diesel (>600 hp)	0,003 5	Ton TOC/10 ¹ 2 J (HHV) ^b	E	AP-42, Tabel 3.4-1 (10/96)				
	0,003 7	Ton TOC/10 ¹ 2 J (LHV) ^b						
Bahan Bakar Ganda (95% Gas Alami/5 % Diesel)	0,26	Ton/10 ¹² J (HHV)	E	AP-42, Tabel 3.4-1 (10/96)				
	0,29	Ton/10 ¹² J (LHV) ^d						
Turbin (beban ≥80%) – Gas Alami								
Tidak Dikontrol	0,003 7	Ton/10 ¹² J (HHV)	C	AP-42, Tabel 3.1-2a (4/00)	0,001 3	Ton/10 ¹ 2 J (HHV) ^c	E	AP-42, Tabel 3.1-2a (4/00)
	0,004 1	Ton/10 ¹² J (LHV)			0,001 4	Ton/10 ¹ 2 J (LHV) ^c		

Catatan Kaki dan Sumber:

Badan Perlindungan Lingkungan (*Environment Protection Agency/EPA*) Amerika Serikat. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary Point and Area Sources, AP-42, (GPO 055-000-005-001)*, Standar dan Perencanaan Kualitas Kantor EPA Amerika Serikat, Fifth Edition, Januari 1995, dengan Suplemen A, B, dan C, 1996; Suplemen D, 1998 – diperbaharui 4/28/00; Suplemen E, 1999; dan Suplemen F, 2000.

^aJika komposisi bahan bakar tidak diketahui, Faktor TOC yang tertera diatas dapat dikonversi menjadi faktor emisi CH₄, faktor emisi yang mengasumsikan TOC mengandung 9 wt% CH₄ dalam gas buang berdasarkan AP-42 (10/96). Faktor emisi termasuk emisi TOC dari jumlah buangan, penguapan, bak mesin, dan emisi pengisian bahan bakar. Peringkat faktor emisi D berlaku untuk emisi buang; peringkat faktor emisi E berlaku untuk emisi pengisian bahan bakar, penguapan, dan bak mesin.

^b faktor emisi berdasarkan TOC dengan 9% CH₄ yang berdasarkan berat dalam gas buang (berdasarkan AP-42, 10/96)

^c Faktor emisi berdasarkan sumber tes yang terbatas dalam turbin tunggal dengan injeksi uap-air

^d Faktor emisi diperkirakan berasumsi bahan bakar adalah gas (misalnya, berasumsi HHV=LHVx0,90).

Tabel VII-12 Faktor Emisi CH₄ dan N₂O *Equipment-Based* (OGP Report No. 197)

Emisi	Unit	<i>Equipment Based</i>					
		<i>Gas combustion</i>			<i>Diesel combustion</i>		
		<i>Turbines factor</i>	<i>Engines factor</i>	<i>Heaters factor</i>	<i>Turbines factor</i>	<i>Engines factor</i>	<i>Heaters factor</i>
N ₂ O	Ton/ton	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022
CH ₄	Ton/ton	0.00042	0.028	0.00007	0.00008	0.00014	0.0000078

b. Tier 2

Perhitungan beban emisi berdasarkan pemakaian bahan bakar dari neraca massa dan/atau *metering* (pengukuran) pada level fasilitas dan menggunakan faktor emisi baku *fuel-based* yang dipublikasikan dari berbagai referensi.

c. Tier 3

Perhitungan beban emisi berdasarkan pemakaian bahan bakar dari neraca massa dan/atau *metering* (pengukuran) pada level tipe peralatan dan menggunakan faktor emisi baku *fuel-based* yang dipublikasikan dari berbagai referensi.

Jika pemakaian bahan bakar yang terukur atau dihitung dari neraca massa hanya tersedia pada level fasilitas, pemakaian bahan bakar pada level tipe peralatan (turbin, mesin pembakaran dalam, ketel uap atau pembangkit uap, dan pemanas proses) dapat diestimasi sebagai berikut:

$$FC_{i \text{ actual}} = \frac{FC_{i \text{ estimate}}}{\sum_{i=1}^{\#equipmentt} (FC_{i \text{ estimate}})} \times TFC_{\text{actual}} \quad \text{(Rumus 5)}$$

$FC_{i \text{ actual}}$ = total pemakaian aktual bahan bakar untuk peralatan tipe i (scf atau ltr).

$FC_{i \text{ estimate}}$ = total pemakaian bahan bakar yang diestimasi dengan Rumus 2a atau 2b untuk peralatan tipe i.

$\sum_{i=1}^{\#equipmentt} (FC_{i \text{ estimate}})$ = total pemakaian bahan bakar yang diestimasi dengan Rumus 2a atau 2b untuk semua tipe peralatan.

TFC_{actual} = total pemakaian aktual bahan bakar semua peralatan (level fasilitas) dari hasil pengukuran atau perhitungan neraca massa.

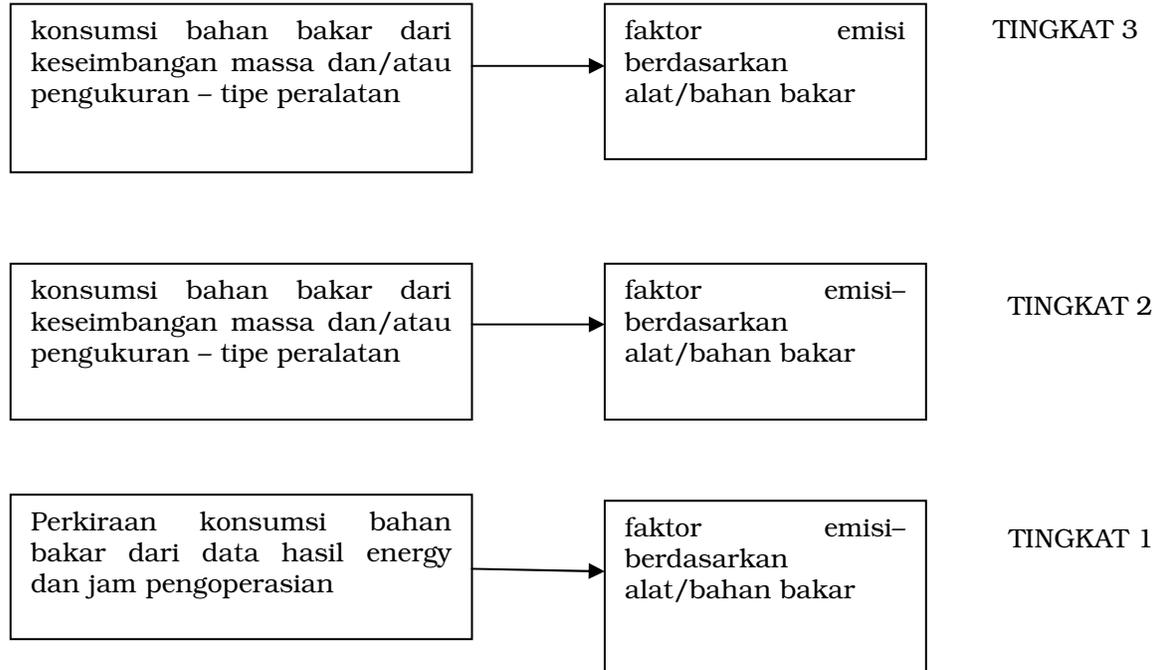
d. Tier 4

Perhitungan beban emisi berdasarkan pemakaian bahan bakar dari neraca massa dan/atau *metering* (pengukuran) pada level peralatan dan menggunakan faktor emisi baku *equipment-based* yang dipublikasikan dari berbagai referensi.

Pemakaian bahan bakar pada level tipe peralatan (turbin, mesin pembakaran dalam, ketel uap atau pembangkit uap, dan pemanas

proses) dapat diestimasi dengan menggunakan Rumus 5 di atas jika pemakaian bahan bakar yang terukur atau dihitung dari neraca massa hanya tersedia pada level fasilitas.

3. Perhitungan Beban Emisi Lain (SO_x, NO_x, PM)



a. Tier 1

Perhitungan beban emisi berdasarkan estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi dan menggunakan faktor emisi baku baik *fuel-based* maupun *equipment-based* yang dipublikasikan dari berbagai referensi. Pada unit-unit yang dilengkapi dengan sistem pengendali pencemaran udara, misalnya penggunaan *catalytic converter* untuk mereduksi emisi NO_x, faktor emisi yang digunakan dapat diperoleh dari hasil pengukuran.

Estimasi pemakaian bahan bakar dengan mengkonversi output energi menjadi input energi menggunakan Rumus 2a atau 2b di atas.

Tabel VII-13 Faktor Emisi SO_x, NO_x, PM (*Equipment-Based*) untuk Unit Pembakaran (US EPA AP-42)

Sumber	Tipe Bahan Bakar	Tingkat Panas	Polutan	Kontrol yang Melekat	Alat Kontrol yang ditambah	Efisiensi Kontrol	Faktor Emisi	Unit-Unit HHV	Referensi
Turbin	Diesel	>300hp	NO _x	Tidak ada	Tidak ada	N/A	0,880	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Diesel	>300hp	NO _x	Injeksi Uap-Air	Tidak ada	N/A	0,240	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Diesel	>300hp	NO _x	Tidak ada	SCR	90%	0,880	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Diesel	>300hp	NO _x	Injeksi Uap-Air	SCR	90%	0,240	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Diesel	>300hp	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	1,01°S	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-2a
Turbin	Diesel	>300hp	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	0,0034	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-2a Jika S tidak

Sumber	Tipe Bahan Bakar	Tingkat Panas	Polutan	Kontrol yang Melekat	Alat Kontrol yang ditambah	Efisiensi Kontrol	Faktor Emisi	Unit-Unit HHV	Referensi
									diketahui
Turbin	Diesel	>300hp	PM (Total)	Tidak ada	Tidak ada	NA	0,012	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-2a Terkondensasi dan Tersaring
Turbin	Gas Alami	>300hp	NO _x	Tidak ada	Tidak ada	N/A	0,320	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Gas Alami	>300hp	NO _x	Injeksi Uap-Air	Tidak ada	N/A	0,130	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Gas Alami	>300hp	NO _x	Lean premix	Tidak ada	N/A	0,099	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Gas Alami	>300hp	NO _x	Tidak Ada	SCR	90%	0,320	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Gas Alami	>300hp	NO _x	Injeksi Uap Air	SCR	90%	0,130	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Gas Alami	>300hp	NO _x	Lean premix	SCR	90%	0,099	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-1
Turbin	Gas Alami	>300hp	SO ₂	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,94°S	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-2a
Turbin	Gas Alami	>300hp	SO ₂	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,0034	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-2a
Turbin	Gas Alami	>300hp	PM (Total)	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,0066	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.1-2a
ICE	Diesel	<600hp	NO _x	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,031	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.3-1
ICE	Diesel	<600hp	NO _x	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	4,41	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.3-1
ICE	Diesel	<600hp	SO _x	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,00205	lb/hp-jam	AP-42, Tabel 3.3-1
ICE	Diesel	<600hp	SO _x	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,29	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.3-1
ICE	Diesel	<600hp	PM ₁₀	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,0022	lb/hp-jam	AP-42, Tabel 3.3-1
ICE	Diesel	<600hp	PM ₁₀	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,31	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.3-1
ICE (2 gerakan pembakaran ramping)	NG	>50hp	NO _x , Load 90-105%	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	3,17	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-1
ICE (2 gerakan pembakaran ramping)	NG	>50hp	NO _x , Load <90%	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	1,94	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-1
ICE (2 gerakan pembakaran ramping)	NG	>50hp	SO ₂	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,000588	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-1 mengasumsikan S dalam gas sebanyak 2.000gr/10 ⁶ scf dan konversi 100% ke SO ₂
ICE (4 gerakan pembakaran ramping)	NG	>50hp	NO _x , Load 90-105%	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	4,08	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-2
ICE (4	NG	>50hp	NO _x , Load	Tidak Ada	Tidak	NA	0,847	lb/MMB	AP-42,

Sumber	Tipe Bahan Bakar	Tingkat Panas	Polutan	Kontrol yang Melekat	Alat Kontrol yang ditambah	Efisiensi Kontrol	Faktor Emisi	Unit-Unit HHV	Referensi
gerakan pembakaran ramping)			<90%		Ada			TU	Tabel 3.2-2
ICE (4 gerakan pembakaran ramping)	NG	>50hp	SO ₂	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,000588	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-1 mengasumsikan S dalam gas sebanyak 2.000gr/10 ⁶ scf dan konversi 100% ke SO ₂
ICE (4 gerakan kaya pembakaran)	NG	>50hp	PM (terkondensasi)	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,00991	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-2
ICE (4 gerakan kaya pembakaran)	NG	>50hp	NO _x Load 90-105%	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	2,21	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-3
ICE (4 gerakan kaya pembakaran)	NG	>50hp	NO _x Load <90%	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	2,27	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-3
ICE (kaya pembakaran pada 4 gerakan)	NG	>50hp	SO ₂	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,000588	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-1 mengasumsikan S dalam gas sebanyak 2.000gr/10 ⁶ scf dan konversi 100% ke SO ₂
ICE (kaya pembakaran pada 4 gerakan)	NG	>50hp	PM (Terkondensasi)	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,00991	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-2
ICE (4 gerakan kaya pembakaran)	NG	>50hp	NO _x Load 90-105%	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	2,21	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-3
ICE (4 gerakan kaya pembakaran)	NG	>50hp	NO _x Load <90%	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	2,27	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-3
ICE (kaya pembakaran pada 4 gerakan)	NG	>50hp	SO ₂	Tidak Ada	Tidak Ada	NA	0,000588	lb/MMB TU	AP-42, Tabel 3.2-3 mengasumsikan S dalam gas sebanyak 2.000gr/10 ⁶ scf dan konversi 100% ke SO ₂
ICE	NG	>50hp	PM	Tidak Ada	Tidak	NA	0,00991	lb/MMB	AP-42,

Sumber	Tipe Bahan Bakar	Tingkat Panas	Polutan	Kontrol yang Melekat	Alat Kontrol yang ditambah	Efisiensi Kontrol	Faktor Emisi	Unit-Unit HHV	Referensi
(kaya pembakaran pada 4 gerakan)			(Terkondensasi)		Ada			TU	Tabel 3.2-3
Ketel Uap /Pemasas Besar	Diesel	>100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada	Tidak ada	NA	24	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Diesel	>100MBT U/jam	NO _x	LNB/FGR	Tidak ada	NA	10	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Diesel	>100MBT U/jam	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	157 [^] S	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Diesel	>100MBT U/jam	PM (Dapat Tersaring)	Tidak ada	Tidak ada	NA	2	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Diesel	<100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada	Tidak ada	NA	20	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Diesel	<100MBT U/jam	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	142 [^] S	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Diesel	<100MBT U/jam	PM (dapat terfiltrasi)	Tidak ada	Tidak ada	NA	2	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	>100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada, Pengapian normal	Tidak ada	NA	47	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	>100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada, Pengapian normal	Tidak ada	NA	40	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	>100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada, pengapian Tangensial	Tidak ada	NA	32	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	>100MBT U/jam	NO _x	LNB, Pengapian Tangensial	Tidak ada	NA	26	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	>100MBT U/jam	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	157 [^] S	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	>100MBT U/jam	PM (dapat terfiltrasi)	Tidak ada	Tidak ada	NA	9.19 [^] S+ 3.22	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	<100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada	Tidak ada	NA	55	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	<100MBT U/jam	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	157 [^] S	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel Uap /Pemasas Besar	Minyak Bahan Bakar	<100MBT U/jam	PM (Dapat terfiltrasi)	Tidak ada	Tidak ada	NA	10	lb/10 ³ gallon	AP-42 Tabel 1.3-1
Ketel	Gas Alami	>100MBT	NO _x	Tidak ada,	Tidak	NA	280	lb/10 ³	AP-42

Sumber	Tipe Bahan Bakar	Tingkat Panas	Polutan	Kontrol yang Melekat	Alat Kontrol yang ditambah	Efisiensi Kontrol	Faktor Emisi	Unit-Unit HHV	Referensi
Uap /Pemanas Besar		U/jam		Pra-NSPS, Pengapian Dinding	ada			gallon	Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada, Pasca NSPS, Pengapian Dinding	Tidak ada	NA	190	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada, Pengapian Tangensial	Tidak ada	NA	170	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	NO _x	LNB, Pengapian Dinding	Tidak ada	NA	140	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	NO _x	FGR, Pengapian Dinding	Tidak ada	NA	100	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	NO _x	FGR, Pengapian Tangensial	Tidak ada	NA	76	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	0,6	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	PM (Total)	Tidak ada	Tidak ada	NA	7,6	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	PM (dapat terkondensasi)	Tidak ada	Tidak ada	NA	5,7	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2
Ketel Uap /Pemanas Besar	Gas Alami	>100MBT U/jam	PM (dapat terfiltrasi)	Tidak ada	Tidak ada	NA	1,9	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2
Ketel Uap /Pemanas kecil	Gas Alami	<100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada	Tidak ada	NA	100	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2
Ketel Uap /Pemanas Kecil	Gas Alami	<100MBT U/jam	NO _x	Tidak ada, Pengapian Tangensial	Tidak ada	NA	170	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Kecil	Gas Alami	<100MBT U/jam	NO _x	LNB	Tidak ada	NA	50	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Kecil	Gas Alami	<100MBT U/jam	NO _x	LNB, FGR	Tidak ada	NA	32	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Kecil	Gas Alami	<100MBT U/jam	NO _x	FGR, Pengapian Tangensial	Tidak ada	NA	76	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-1
Ketel Uap /Pemanas Kecil	Gas Alami	<100MBT U/jam	SO ₂	Tidak ada	Tidak ada	NA	0,6	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2
Ketel Uap /Pemanas Kecil	Gas Alami	<100MBT U/jam	PM (Total)	Tidak ada	Tidak ada	NA	7,6	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2
Ketel Uap	Gas Alami	<100MBT U/jam	PM (dapat	Tidak ada	Tidak ada	NA	5,7	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2

Sumber	Tipe Bahan Bakar	Tingkat Panas	Polutan	Kontrol yang Melekat	Alat Kontrol yang ditambah	Efisiensi Kontrol	Faktor Emisi	Unit-Unit HHV	Referensi
/Pemas Kecil			terkondensasi)						
Ketel Uap /Pemas Kecil	Gas Alami	<100MBTU/jam	PM (dapat terfiltrasi)	Tidak ada	Tidak ada	NA	1,9	lb/MMS CF	AP-42 Tabel 1.4-2

Tabel VII-14 Faktor Emisi SO_x, NO_x (*Equipment-Based*) untuk Unit Pembakaran (OGP Report No. 197)

Emisi	Unit	Berdasarkan Peralatan					
		Pembakaran Gas			Pembakaran Diesel		
		Faktor turbin	Faktor mesin	Faktor pemanas	Faktor turbin	Faktor mesin	Faktor pemanas
NO _x	Ton/ton	0,0067	0,076	0,0031	0,0094	0,07	0,0028
CH _x	Ton/ton	2 x S1	2 x S1	2 x S1	2 x S1	2 x S1	2 x S1

Catatan:

- a. S1 adalah weight fraction sulphur dari masing-masing bahan bakar.
- b. Jika fraksi beratnya tidak diketahui, gunakan nilai standar:
 - 1) Pembakaran gas: $12,8 \times 10^6$ ton SO₂ per ton gas. Asumsi standar kandungan sulfur adalah 6,4 ppm menurut beratnya,
 - 2) Pembakaran diesel: 0,4% menurut beratnya.

b. Tier 2

Perhitungan beban emisi berdasarkan pemakaian bahan bakar dari neraca massa dan/atau *metering* (pengukuran) pada level fasilitas dan menggunakan faktor emisi baku *fuel-based* yang dipublikasikan dari berbagai referensi. Pada unit-unit yang dilengkapi dengan sistem pengendali pencemaran udara, misalnya penggunaan *catalytic converter* untuk mereduksi emisi NO_x, faktor emisi yang digunakan dapat diperoleh dari hasil pengukuran.

c. Tier 3

Perhitungan beban emisi berdasarkan pemakaian bahan bakar dari neraca massa dan/atau *metering* (pengukuran) pada level peralatan dan menggunakan faktor emisi baku baik *fuel-based* maupun *equipment-based* yang dipublikasikan dari berbagai referensi. Pada unit-unit yang dilengkapi dengan sistem pengendali pencemaran udara, misalnya penggunaan *catalytic converter* untuk mereduksi emisi NO_x, faktor emisi yang digunakan dapat diperoleh dari hasil pengukuran.

Pemakaian bahan bakar pada level tipe peralatan (turbin, mesin pembakaran dalam, ketel uap atau pembangkit uap, dan pemanas proses) dapat diestimasi dengan Rumus 5 (sebagaimana di atas) jika pemakaian bahan bakar yang terukur atau dihitung dari neraca massa hanya tersedia pada level fasilitas.

V. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI UNIT SUAR BAKAR

A. Parameter Emisi

Parameter beban emisi yang dihitung untuk suar bakar adalah parameter gas rumah kaca dan parameter utama yang merujuk pada PerMenLH 13/2009 seperti ditampilkan pada Tabel 5-1.

Tabel VII-15 Parameter Emisi untuk Unit Suar Bakar

Gas Rumah Kaca	Lain-Lain
a. CO ₂	a. NO _x
b. CH ₄	b. PM
c. N ₂ O	

B. Pembagian Tier dan Metodologi

Perhitungan beban emisi pada unit *flaring* menggunakan rumus berikut:

$$EL = P \times EF$$

(Rumus 6)

Keterangan:

EL = beban emisi (ton).

P = volume produksi (scf atau bbl) – jika faktor emisi yang digunakan dari API Compendium untuk perhitungan CO₂, CH₄, N₂O.

EF = faktor emisi baku yang dipublikasikan dari API Compendium (Tabel 5-2 dibawah).

Atau

$$EL = FC \times EF$$

(Rumus 7)

Keterangan:

E = beban emisi (ton).

FC = volume gas flaring (scf) – jika faktor emisi yang digunakan dari Oil and Gas Producers – OGP untuk perhitungan CO₂, CH₄, N₂O dan dari US EPA untuk perhitungan NO_x, PM.

EF = faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi (untuk perhitungan CO₂) atau faktor emisi baku yang dipublikasikan dari Oil and Gas Producers – OGP (untuk perhitungan CO₂, CH₄, N₂O) dan dari US EPA AP-42 untuk perhitungan NO_x, PM.

Pembagian Tier pada perhitungan beban emisi unit suar bakar ditentukan berdasarkan ketersediaan data dalam mendapatkan volume *flaring* dimana masing-masing Tier memiliki tingkat akurasi hasil perhitungan yang berbeda. Faktor emisi tidak menjadi faktor penentu tingkatan Tier karena tingkatan Tier ditentukan oleh keakurasian volume *flaring*. Oleh karenanya selain penerapan faktor emisi, penggunaan rumus-rumus di bawah juga dapat diterapkan (berdasarkan prinsip *stoikiometric* dan neraca massa) jika pada dasarnya volume *flaring* diketahui.

$$E_{CO_2} = \text{Volume flared} \times \frac{\text{Molar volume}}{\text{conversion}} \times \text{MW CO}_2 \times \frac{\text{mass}}{\text{conversion}} \times \left[\sum \left(\frac{\text{mole Hydrocarbon}}{\text{mole gas}} \times \frac{A \text{ mole C}}{\text{mole Hydrocarbon}} \right) + \frac{B \text{ mole CO}_2}{\text{mole gas}} \right]$$

(Rumus 8)

Keterangan:

ECO₂ = beban emisi CO₂ (ton).

Volume flared = volume *flaring* (scf).

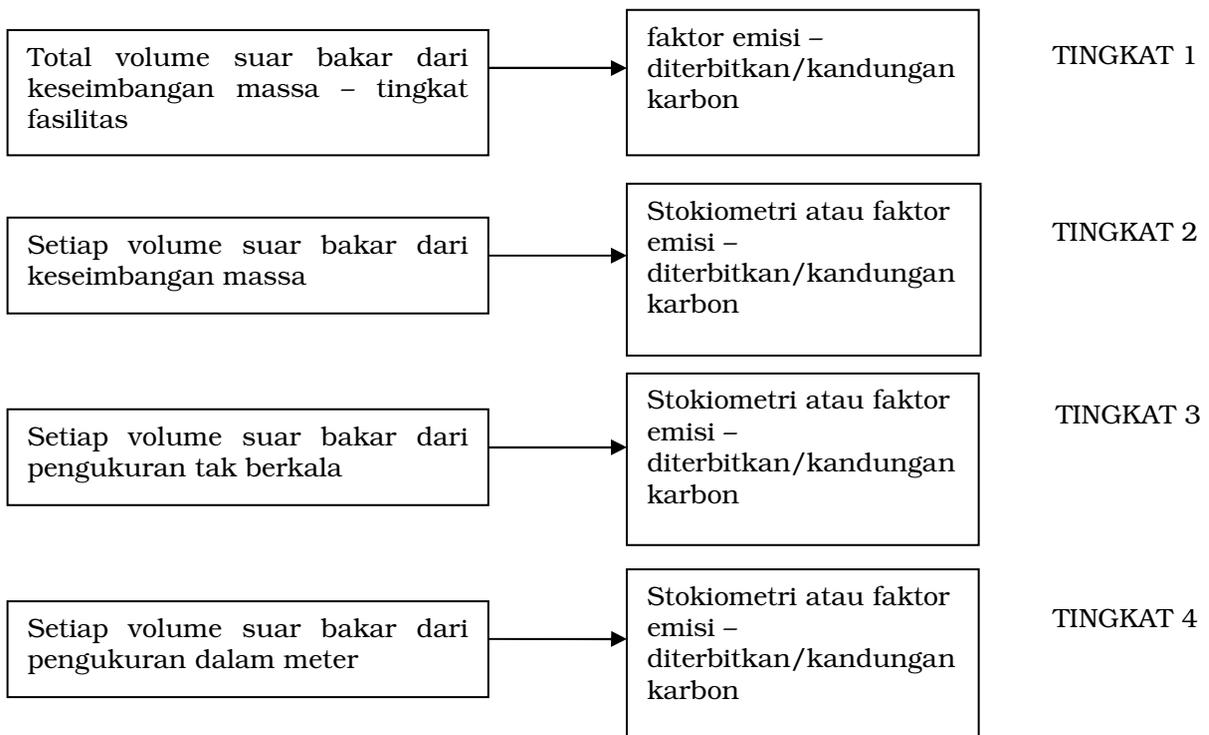
Molar volume Conversion = konversi dari molar volume ke massa (379.3 scf/lbmole atau 23.685 m³/kgmole).
 MWCO₂ = berat molekul CO₂.
 Mass conversion = tonnes/2204.62lb atau tonne/1000 kg.
 A = jumlah mol karbon dari komponen hidrokarbon.
 B = jumlah mol CO₂ yang terdapat pada *flared gas stream*.

$$E_{CH_4} = V \times CH_4 \text{ Mole fraction} \times \% \text{ residual } CH_4 \times \frac{1}{\text{molar volume conversion}} \times MW_{CH_4}$$

(Rumus 9)

Keterangan:

ECH₄ = beban emisi CH₄ (lb).
 V = volume *flaring* (scf).
 % residual CH₄ = fraksi dari *flared stream* yang tidak terbakar (jika tidak diketahui nilainya 0.5% atau 2%; dalam hal ini faktor oksidasi masing-masing 95% atau 98%).
 Molar volume conversion = konversi dari molar volume ke massa (379.3 scf/lbmole atau 23.685 m³/kgmole).
 MW CH₄ = berat molekul CH₄.



Rumus faktor emisi dari kandungan karbon/gas komposisi:

$$Wt\% C_i = \frac{\frac{12 \text{ lb } C}{\text{lbmole } C} \times \frac{X \text{ lbmole } C}{\text{lbmole } C_i}}{MW_{C_i} \left(\frac{\text{lb}}{\text{lbmole}} \right)} \times 100\%$$

(Rumus 10)

Keterangan:

- Wt%Ci = kandungan karbon dari komponen hidrokarbon i dalam persen berat.
i = komponen hidrokarbon.
12 lbC/lbmoleC = berat molekul karbon.
X = koefisien *stoichiometry* dari karbon (contoh: X=3 untuk C₃H₈).
MWCi = berat molekul dari komponen hidrokarbon i.

$$Wt\%C_{mixture} = \frac{1}{100} \times \sum_{i=1}^{\#components} (Wt\%_i \times Wt\%C_i)$$

(Rumus 11)

Keterangan:

Wt%C_{mixture} = kandungan karbon bahan bakar (%w/w) – *weighted average carbon* dari masing-masing komponen hidrokarbon.

Wt%i = persen berat komponen hidrokarbon i %w/w komponen i.

Wt%Ci = kandungan karbon dari komponen hidrokarbon i dalam persen berat, dihitung menggunakan Rumus 10.

Penentuan faktor emisi dari kandungan karbon/gas komposisi hanya berlaku untuk faktor emisi CO₂, tidak untuk faktor emisi parameter lainnya.

Tabel VII-16 Faktor Emisi CO₂, CH₄ dan N₂O untuk Suar Bakar pada Negara-Negara Berkembang atau Negara-Negara dengan Ekonomi dalam Transisi (API Compendium, 2009)

Unit Asli							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpastian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpastian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpastian ^b (%)	Unit
Flaring – Produksi Gas ^c	1,2E-03-1,6E-03	±75	7,6E-07-1,0E-06	±75	2,1E-08-2,9E-08	-10+1000	Produksi Gas Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – memproses gas manis	1,8E-03-2,5E-03	±75	1,2E-06-1,6E-06	±75	2,5E-08-3,4E-08	-10+1000	Umpan gas mentah Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – memproses gas tawar	3,6E-03-2,5E-03	±75	2,4E-06-3,3E-06	±75	6,4E-07-8,8E-07	-10+1000	Umpan gas mentah Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – Produksi minyak konvensional	4,1E-02-5,6E-02	±75	2,5E-05-3,4E-05	±75	4,6E-07-6,3E-07	-10+1000	Produksi minyak konvensional Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring –	2,2E-	-67 ke	1,4E-04-	-67 ke	4,6E-	10+1000	Produksi

produksi bitumen dingin/minyak berat	02-3,0E-02	+150	1,9E-04	+150	07-6,3E-07		minyak berat Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – produksi minyak termal	2,7E-02-3,7E-02	-67 ke +150	1,6E-05-2,2E-05	-67 ke +150	2,4E-07-3,3E-07	10+1000	Produksi bitumen termal Gg/10 ¹⁰ m ³
<i>Unit yang Dikonversikan menjadi ton/10⁶ scf atau ton/1000 bbl</i>							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpastian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpastian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpastian ^b (%)	Unit
Flaring – Produksi Gas ^c	3,4E-02-4,5E-02	±75	2,2E-05-2,8E-05	±75	5,9E-07-8,2E-07	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf produksi gas
Flaring – memproses gas manis	5,1E-02-7,1E-02	±75	3,4E-05-4,5E-05	±75	7,1E-07-9,6E-07	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf umpan gas mentah
Flaring – memproses gas tawar	0,10-0,14	±75	6,8E-05-9,3E-05	±75	1,5E-06-2,1E-06	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf umpan gas mentah
Flaring – Produksi minyak konvensional	6,5-8,9	±75	4,0E-03-5,4E-03	±75	1,0E-04-1,4E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi minyak konvensional
Flaring – produksi bitumen dingin/minyak berat	3,5-4,8	-67 ke +150	2,5E-03-3,5E-03	-67 ke +150	7,3E-05-1,0E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi minyak berat
Flaring – produksi minyak termal	4,3-5,9	-67 ke +150		-67 ke +150	3,8E-05-5,2E-05	10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi bitumen termal
<i>Unit yang dikonversi ke ton/10⁸ m³ atau ton/100m³</i>							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpastian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpastian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpastian ^b (%)	Unit
Flaring – Produksi Gas ^c	1,2-1,6	±75	7,6E-04-1,0E-03	±75	2,1E-05-2,9E-05	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ produksi gas

Flaring – memproses gas manis	1,8-2,5	±75	1,2E-03- 1,6E-03	±75	2,5E- 05- 3,4E-05	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ umpan gas mentah
Flaring – memproses gas tawar	3,6 - 4,9	±75	2,4E-03- 3,3E-03	±75	5,4E- 05- 7,4E-05	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ umpan gas mentah
Flaring – Produksi minyak konvensional	41,0- 56,0	±75	2,5E-02- 3,4E-02	±75	6,4E- 04- 8,8E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi minyak konvensi onal
Flaring – produksi bitumen dingin/minya k berat	22,0- 30,0	-67 ke +150	1,4E-01- 1,9E-01	-67 ke +150	4,6E- 04- 8,8E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi minyak berat
Flaring – produksi minyak termal	27,0- 37,0	-67 ke +150	1,6E-02- 2,2E-02	-67 ke +150	2,4E- 04- 3,3E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi bitumen termal
Unit Asli							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpas tian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpa stian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpa stian ^b (%)	Unit
Flaring – Produksi Gas ^c	1,2E- 03- 1,6E-03	±75	7,6E-07- 1,0E-06	±75	2,1E- 08- 2,9E-08	-10+1000	Produksi Gas Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – memproses gas manis	1,8E- 03- 2,5E-03	±75	1,2E-06- 1,6E-06	±75	2,5E- 08- 3,4E-08	-10+1000	Umpan gas mentah Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – memproses gas tawar	3,6E- 03- 2,5E-03	±75	2,4E-06- 3,3E-06	±75	6,4E- 07- 8,8E-07	-10+1000	Umpan gas mentah Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – Produksi minyak konvensional	4,1E- 02- 5,6E-02	±75	2,5E-05- 3,4E-05	±75	4,6E- 07- 6,3E-07	-10+1000	Produksi minyak konvensi onal Gg/10 ¹⁰ m ³
Flaring – produksi bitumen dingin/minya	2,2E- 02- 3,0E-02	-67 ke +150	1,4E-04- 1,9E-04	-67 ke +150	4,6E- 07- 6,3E-07	10+1000	Produksi minyak berat Gg/10 ¹⁰

k berat							m ³
Flaring – produksi minyak termal	2,7E-02-3,7E-02	-67 ke +150	1,6E-05-2,2E-05	-67 ke +150	2,4E-07-3,3E-07	10+1000	Produksi bitumen termal Gg/10 ¹⁰ m ³
Unit yang Dikonversikan menjadi ton/10 ⁶ scf atau ton/1000 bbl							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpastian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpastian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpastian ^b (%)	Unit
Flaring – Produksi Gas ^c	3,4E-02-4,5E-02	±75	2,2E-05-2,8E-05	±75	5,9E-07-8,2E-07	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf produksi gas
Flaring – memproses gas manis	5,1E-02-7,1E-02	±75	3,4E-05-4,5E-05	±75	7,1E-07-9,6E-07	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf umpan gas mentah
Flaring – memproses gas tawar	0,10-0,14	±75	6,8E-05-9,3E-05	±75	1,5E-06-2,1E-06	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf umpan gas mentah
Flaring – Produksi minyak konvensional	6,5-8,9	±75	4,0E-03-5,4E-03	±75	1,0E-04-1,4E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi minyak konvensional
Flaring – produksi bitumen dingin/minyak berat	3,5-4,8	-67 ke +150	2,5E-03-3,5E-03	-67 ke +150	7,3E-05-1,0E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi minyak berat
Flaring – produksi minyak termal	4,3-5,9	-67 ke +150		-67 ke +150	3,8E-05-5,2E-05	10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi bitumen termal
Unit yang dikonversi ke ton/10 ⁸ m ³ atau ton/100m ³							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpastian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpastian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpastian ^b (%)	Unit
Flaring – Produksi Gas ^c	1,2-1,6	±75	7,6E-04-1,0E-03	±75	2,1E-05-2,9E-05	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ produksi gas
Flaring – memproses	1,8-2,5	±75	1,2E-03-1,6E-03	±75	2,5E-05-	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ umpan

gas manis					3,4E-05		gas mentah
Flaring – memproses gas tawar	3,6 - 4,9	± 75	2,4E-03-3,3E-03	± 75	5,4E-05-7,4E-05	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ umpan gas mentah
Flaring – Produksi minyak konvensional	41,0-56,0	± 75	2,5E-02-3,4E-02	± 75	6,4E-04-8,8E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi minyak konvensional
Flaring – produksi bitumen dingin/minyak berat	22,0-30,0	-67 ke +150	1,4E-01-1,9E-01	-67 ke +150	4,6E-04-8,8E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi minyak berat
Flaring – produksi minyak termal	27,0-37,0	-67 ke +150	1,6E-02-2,2E-02	-67 ke +150	2,4E-04-3,3E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi bitumen termal

Catatan kaki dan sumber:

^aIPCC, 2006 *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2*, Bab 4 (Emisi yang Cepat Hilang), Tabel 4.2.5, 2006 Revisi November 2008.

^bKetidaktepastian berdasarkan 95% interval kepercayaan (IPCC, *Volume 2*, Bab 4, Bagian 4.2.2.7.2, 2006 Revisi November 2008).

^cIPCC melaporkan bahwa volume yang terbakar harus digunakan untuk memperkirakan kobaran emisi daripada faktor emisi diatas ketika data tersedia. IPCC melaporkan kobaran volume berdasarkan faktor emisi adalah 0,012, 2,0 dan 0,000023 Gg/10⁸ m³ kobaran gas untuk CH₄, CO₂, dan N₂O berurutan, berdasarkan 98% efisiensi kobaran dan analisis gas khusus pada pabrik pemroses gas (91,9%CH₄, 0,58%CO₂, 0,68%N₂, dan 6,84% hidrokarbon non-CH₄, berdasarkan volume).

Tabel VII-17 Faktor Emisi untuk Gas *Flaring* (OGP Report, no. 197)

Emisi	Unit	Faktor Emisi
CO ₂	Ton/ton	2,61
CH ₄	Ton/ton	0,035
NO _x	Ton/ton	0,0015
N ₂ O	Ton/ton	0,000081
SO _x	Ton/ton	0,0000128
VOC	Ton/ton	0,015

Catatan:

1. Mengasumsikan 95% dari gas dibakar; faktor = 2,75*0,95 kecuali dalam area yang diatur ketat (misalnya Amerika Serikat) ketika faktor =2,75*0,98;
2. Faktor karbondioksida mengasumsikan berat molekular sebesar 16. Jika berat molekul gas diketahui, gunakan nilai yang cocok yang tersaji pada Tabel 4.1 dalam konteks persamaan 2,75;
3. Karbon monoksida. Faktor emisi USEPA berdasarkan pengukuran yang dilakukan Data API/Asosiasi Pabrik Kimia;
4. Nitrogen Oksida. Faktor emisi USEPA berdasarkan pengukuran yang dilakukan Data API/Asosiasi Pabrik Kimia;
5. Sulfur Oksida: konten sulfur mengasumsikan 6,4ppm menurut berat, untuk kobaran gas dengan kandungan sulfur yang lebih tinggi, gunakan suatu faktor emisi dikalkulasikan menggunakan formula S1*2,0 dimana S1 adalah fraksi berat sulfur dalam bahan bakar.
6. CH/VOC: komposisi gas yang diasumsikan; 70% CH₄ , 30% VOC menurut beratnya.

Inventaris Inggris menggunakan komposisi dari setiap bidang. Rata-rata komposisi 51 CH₄, 49% VOC menurut berat komposisi gas yang diasumsikan inventaris Norwegia: 65% CH₄, 35% VOC menurut berat.

Tabel VII-18 Faktor Emisi NO_x dan PM untuk Gas *Flaring* (US EPA AP-42)

Sumber	Polutan	Kontrol yang Melekat	Peralatan kendali yang ditambahkan	Efisiensi Kontrol	Faktor Emisi	Unit-unit HHV	Referensi
Kobaran	NO _x	Uap/Air yang diberikan	Tidak ada	NA	0,068	Lb/MMBtu	AP-42, Tabel 13,5-1
Kobaran	PM/PM10/PM2.5	Uap/Air yang diberikan	Tidak ada	NA	0,0075	Lb/MMBtu	AP-42, Tabel 1.4-2

a. Tier 1

Perhitungan beban emisi berdasarkan:

1. volume produksi dan menggunakan faktor emisi baku berdasarkan tipe fasilitas yang dipublikasikan oleh API Compendium (Rumus 6), atau
2. estimasi volume total *flaring* yang didapatkan dari perhitungan neraca massa pada level fasilitas dan berdasarkan prinsip stoikometric (Rumus 8 dan 9) atau menggunakan faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi ataupun faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi (untuk CO₂ saja – Rumus 10 dan 11).

b. Tier 2

Perhitungan beban emisi berdasarkan estimasi volume pada setiap unit suar bakar yang didapat dari perhitungan neraca massa dan berdasarkan prinsip stoikometric (Rumus 8 dan 9) atau menggunakan faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi ataupun faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi (untuk CO₂ saja – Rumus 10 dan 11).

c. Tier 3

Perhitungan beban emisi berdasarkan hasil pengukuran secara berkala (setiap 1 bulan/3 bulan/6 bulan, dan lain-lain) yang kemudian digunakan untuk mendapatkan estimasi volume *flaring* dalam 1 tahun dan berdasarkan prinsip stoikometric (Rumus 8 dan 9) atau penggunaan faktor emisi. Faktor emisi yang digunakan dapat berupa faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi ataupun faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi (untuk CO₂ saja – Rumus 10 dan 11).

d. Tier 4

Perhitungan beban emisi berdasarkan pengukuran secara terus-menerus menggunakan *flow meter* sehingga diperoleh volume *flaring* yang aktual dan berdasarkan prinsip stoikometric (Rumus 8 dan 9) atau penggunaan faktor emisi. Faktor emisi yang digunakan dapat berupa faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi ataupun faktor emisi dari data kandungan karbon/gas komposisi (untuk CO₂ saja – Rumus 10 dan 11).

VI. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI UNIT *THERMAL OXIDIZER* DAN INSINERATOR GAS KECUT

A. Parameter Emisi

Parameter beban emisi yang dihitung untuk *Thermal Oxidizer* dan Insinerator Gas Kebut adalah parameter gas rumah kaca dan parameter utama yang merujuk pada PerMenLH 13/2009 seperti ditampilkan pada Tabel 6-1 berikut:

Tabel VII-19 Parameter Emisi dari Unit *Thermal Oxidizer* dan Insinerator Gas Kebut

Gas Rumah Kaca	Parameter Utama (Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009)
a. CO ₂ b. CH ₄ c. N ₂ O	SO _x

B. Pembagian Tier dan Metodologi

1. Tier 1

Perhitungan beban emisi yang berasal dari unit *thermal oxidizer* dan insinerator gas kecut adalah berdasarkan perkalian antara volume produksi dengan faktor emisi. Faktor emisi didapatkan dari referensi API Compendium 2009 dan/atau US-EPA AP-42.

Informasi yang diperlukan untuk menghitung emisi berdasarkan Tier 1 ini adalah:

- Jenis fasilitas (seperti produksi gas, pemrosesan gas, atau produksi minyak bumi).
- Faktor emisi
API compendium pada Tabel 6-2 di bawah untuk parameter CO₂, CH₄, N₂O yang didasarkan pada produksi total gas atau minyak dari jenis fasilitas, bukan laju alir pembakaran gas kecut.
- Input parameter berdasarkan jenis fasilitas emisi (seperti produksi (*throughput*) gas untuk lapangan produksi gas, volume masukan dari gas yang diproses di *gas processing plant* untuk tipe fasilitas *gas processing plant*, atau produksi minyak bumi untuk lapangan produksi minyak bumi).

Emisi dihitung berdasarkan formula dasar berikut:

$$\text{Emisi} = \text{input parameter (produksi, spesifik sesuai tipe fasilitas)} \times \text{faktor emisi} \quad (\text{Rumus 12})$$

API Compendium Section 4.7 menyebutkan bahwa emisi dari *thermal oxidizer* dan insinerator gas kecut dihitung dengan cara yang sama seperti pembakaran gas suar bakar. Faktor emisi dari API Compendium pada Tabel 6-2 di bawah dapat digunakan untuk keperluan perhitungan dari sumber ini.

Selain itu, gas kecut yang dibakar di *thermal oxidizer* ataupun insinerator juga membutuhkan bahan bakar tambahan sebagai penyulutnya. Untuk bahan bakar penyulut ini, API Compendium merekomendasikan agar perhitungannya dilakukan seperti perhitungan emisi untuk unit pembakaran luar.

1) Perhitungan Emisi CO₂

$$\text{Emisi CO}_2 = \text{input parameter (produksi, spesifik sesuai tipe fasilitas)} \times \text{faktor emisi CO}_2$$

(Rumus 13)

2) Perhitungan Emisi CH₄

$$\text{Emisi CH}_4 = \text{input parameter (produksi, spesifik sesuai tipe fasilitas)} \times \text{faktor emisi CH}_4$$

(Rumus 14)

3) Perhitungan Emisi N₂O

$$\text{Emisi N}_2\text{O} = \text{input parameter (produksi, spesifik sesuai tipe fasilitas)} \times \text{faktor emisi N}_2\text{O}$$

(Rumus 15)

Tabel VII-20 Faktor emisi CO₂, CH₄ dan N₂O untuk *Thermal Oxidizer* dan Insinerator Gas Kecut pada Negara-Negara Berkembang atau Negara-Negara dengan Ekonomi dalam Transisi (Tabel 4-12 - API Compendium, 2009)

Unit Asli							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpas tian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpa stian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpa stian ^b (%)	Unit
Flaring – Produksi Gas ^c	1,2E-03-1,6E-03	±75	7,6E-07-1,0E-06	±75	2,1E-08-2,9E-08	-10 ke +1000	Gg/10 ⁶ m ³ produksi gas
Flaring – memproses gas manis	1,8E-03-2,5E-03	±75	1,2E-06-1,6E-06	±75	2,5E-08-3,4E-08	-10 ke +1000	Gg/10 ⁶ m ³ umpan gas mentah
Flaring – memproses gas tawar	3,6E-03-4,9E-03	±75	2,4E-06-3,3E-06	±75	5,4E-08-7,4E-08	-10 ke +1000	Gg/10 ⁶ m ³ umpan gas mentah
Flaring – Produksi minyak konvensional	4,1E-02-5,6e-02	±75	2,5E-05-3,4E-05	±75	5,4E-08-7,4E-08	-10 ke +1000	Gg/10 ⁶ m ³ produksi minyak konvensional
Flaring – produksi bitumen dingin/minyak berat	2,2E-02-3,0E-02	-67 ke +150	1,4E-04-1,9E-04	-67 ke +150	6,4E-07-8,8E-07	-10 ke +1000	Gg/10 ⁶ m ³ Produksi minyak berat
Flaring – produksi minyak termal	2,7E-02-3,7E-02	-67 ke +150	1,6E-05-2,2E-05	-67 ke +150	2,4E-07-3,3E-07	-10 ke +1000	ton/10 ⁶ m ³ produksi minyak bitumen panas
Unit-unit dikonversi ke ton/10 ⁶ scf atau ton/1000 bbl							
Sumber Kobaran	Faktor Emisi						
	CO ₂	Ketidakpas tian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpa stian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpa stian ^b (%)	Unit

Flaring – Produksi Gas ^c	3,4E-02-4,5E-02	±75	2,2E-05-2,8E-05	±75	5,9E-07-8,2E-07	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf produksi gas
Flaring – memproses gas manis	5,1E-02-7,1E-02	±75	3,4E-05-4,5E-05	±75	7,1E-07-9,6E-07	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf umpan gas mentah
Flaring – memproses gas tawar	0,10-0,14	±75	6,8E-05-9,3E-05	±75	1,5E-06-2,1E-06	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ scf umpan gas mentah
Flaring – Produksi minyak konvensional	6,5-8,9	±75	4,0E-03-5,4E-03	±75	1,0E-04-1,4E-04	-10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi minyak konvensional
Flaring – produksi bitumen dingin/minyak berat	3,5-4,8	-67 ke +150	2,2E-02-3,0E-02	-67 ke +150	7,3E-05-1,0E-04	-10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi minyak berat
Flaring – produksi minyak termal	4,3-5,9	-67 ke +150	2,5E-03-3,5E-03	-67 ke +150	3,8E-05-5,2E-05	-10 ke +1000	Ton/10 ³ bbl produksi bitumen termal

Unit yang dikonversi ke ton/10⁸ m³ atau ton/100m³

Sumber Kobaran	Faktor Emisi						Unit
	CO ₂	Ketidakpastian ^b (%)	CH ₄	Ketidakpastian ^b (%)	N ₂ O	Ketidakpastian ^b (%)	
Flaring – Produksi Gas ^c	1,2-1,6	±75	7,6E-04-1,0E-03	±75	2,1E-05-2,9E-05	-10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ produksi gas
Flaring – memproses gas manis	1,8-2,5	±75	1,2E-03-1,6E-03	±75	2,5E-05-3,4E-05	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ umpan gas mentah
Flaring – memproses gas tawar	3,6 - 4,9	±75	2,4E-03-3,3E-03	±75	5,4E-05-7,4E-05	10 ke +1000	Ton/10 ⁶ m ³ umpan gas mentah
Flaring – Produksi minyak konvensional	41,0-56,0	±75	2,5E-02-3,4E-02	±75	6,4E-04-8,8E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi minyak konvensional

Flaring – produksi bitumen dingin/minyak berat	22,0-30,0	-67 ke +150	1,4E-01-1,9E-01	-67 ke +150	4,6E-04-8,8E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi minyak berat
Flaring – produksi minyak termal	27,0-37,0	-67 ke +150	1,6E-02-2,2E-02	-67 ke +150	2,4E-04-3,3E-04	10 ke +1000	Ton/10 ³ m ³ produksi bitumen termal

Catatan kaki dan sumber:

^aIPCC, *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2*, Bab 4 (Emisi yang Cepat Hilang), Tabel 4.2.5, 2006 Revisi November 2008.

^bKetidakpastian berdasarkan 95% interval kepercayaan (*IPCC, Volume 2*, Bab 4, Bagian 4.2.2.7.2, 2006 Revisi November 2008).

^cIPCC melaporkan bahwa volume yang berkobar harus digunakan untuk memperkirakan kobaran emisi daripada faktor emisi diatas ketika data tersedia. IPCC melaporkan kobaran volume berdasarkan faktor emisi adalah 0,012, 2,0 dan 0,000023 Gg/10⁸ m³ kobaran gas untuk CH₄, CO₂, dan N₂O₃ berurutan, berdasarkan 98% efisiensi kobaran dan analisis gas khusus pada pabrik pemroses gas (91,9%CH₄, 0,58%CO₂, 0,68%N₂, dan 6,84% hidrokarbon non-CH₄, berdasarkan volume).

4) Perhitungan Emisi SO₂

Beban emisi SO₂ untuk Tier-1 tidak dapat dihitung karena ketidaktersediaan faktor emisi dari berbagai referensi.

2. Tier 2

Perhitungan untuk Tier 2 ini berdasarkan laju alir volumetrik dari gas kecut dengan menerapkan prinsip stoikiometri pembakaran dan neraca massa, dengan asumsi 98% hidrokarbon di gas kecut dan bahan bakar penyulut, terbakar menjadi CO₂. Perhitungan dalam Tier-2 ini dapat dilakukan jika informasi berikut diketahui:

- Laju alir volumetrik dari gas kecut yang dibakar di *thermal oxidizer* ataupun insinerator gas kecut;
- Komposisi gas kecut.

Laju alir volumetrik dari gas kecut dapat diukur secara aktual dengan menggunakan *flow meter*, ataupun dapat diestimasi dengan menggunakan neraca massa. Komposisi gas kecut didapat dari sampling dan analisis laboratorium (gas kromatografi).

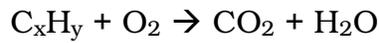
Jika unit *thermal oxidizer* atau insinerator gas kecut menggunakan bahan bakar penyulut yang diperlukan untuk menginisiasi pembakaran gas kecut, maka emisi dihitung berdasarkan prinsip unit pembakaran luar.

a. Perhitungan Emisi CO₂

Emisi CO₂ berasal dari CO₂ yang ada sebagai komponen awal dari gas kecut dan CO₂ yang berasal dari pembakaran hidrokarbon yang ada di gas kecut. CO₂ yang berasal dari gas kecut dikuantifikasi berdasarkan laju alir volumetrik dari gas kecut, komposisi CO₂ dalam gas kecut, dan faktor konversi volume-molekular dan berat mol CO₂.

CO₂ yang dihasilkan dari pembakaran hidrokarbon dihitung berdasarkan volume hidrokarbon yang dibakar dan komposisi hidrokarbon dalam gas kecut yang kemudian dikonversi menjadi mole dengan faktor konversi volume-molekular dan dikonversi menjadi massa dengan berat molekul.

Reaksi pembakaran adalah sebagai berikut:



Formula untuk menghitung emisi CO₂ berdasarkan *stoichiometric* dan neraca massa tersebut dapat diturunkan dalam API Compendium (Equation 4-15) menjadi sebagai berikut:

$$E_{CO_2} = \text{Volume flared} \times \text{Molar volume conversion} \times \text{MW CO}_2 \times \text{mass conversion} \times \left[\sum \left(\frac{\text{mole Hydrocarbon}}{\text{mole gas}} \times \frac{A \text{ mole C}}{\text{mole Hydrocarbon}} \right) \times \frac{0.98 \text{ mole CO}_2 \text{ formed}}{\text{mole C combusted}} + \frac{B \text{ mole CO}_2}{\text{mole gas}} \right]$$

(Rumus 16)

Keterangan:

- ECO₂ = beban emisi CO₂ (ton).
- Volume flared = volume gas kecut (scf).
- Molar volume Conversion = konversi dari molar volume ke massa (379.3 scf/lbmole atau 23.685 m³/kgmole).
- MWCO₂ = berat molekul CO₂.
- Mass conversion = tonnes/2204.62lb atau tonne/1000 kg.
- A = jumlah mol karbon dari komponen hidrokarbon.
- B = jumlah mol CO₂ yang terdapat pada aliran gas kecut.

b. Perhitungan Emisi CH₄

Emisi CH₄ berasal dari residu CH₄ dalam gas kecut yang tidak terbakar. Asumsi pembakaran menyisakan 2% CH₄ dalam gas kecut yang langsung dilepas ke atmosfer. CH₄ dapat dihitung berdasarkan prinsip konversi unit dari volume ke massa seperti berikut (API Compendium Equation 4-16).

$$E_{CH_4} = V \times CH_4 \text{ Mole fraction} \times \% \text{ residual CH}_4 \times \frac{1}{\text{molar volume conversion}} \times MW_{CH_4}$$

(Rumus 17)

Keterangan:

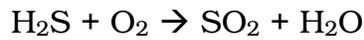
- ECH₄ = beban emisi CH₄ (lb).
- V = volume gas kecut (scf).
- % residual CH₄ = fraksi dari aliran gas kecut yang tidak terbakar (jika tidak diketahui nilainya 0.5% atau 2%; dalam hal ini faktor oksidasi masing-masing 95% atau 98%).
- Molar volume conversion = konversi dari molar volume ke massa (379.3 scf/lbmole atau 23.685 m³/kgmole).
- MW CH₄ = berat molekul CH₄.

c. Perhitungan Emisi N₂O

Untuk perhitungan emisi N₂O dapat dilakukan dengan menggunakan faktor emisi pada Tabel 4-8 di atas, dengan asumsi alat kontrol yang mirip seperti *heater*.

d. Perhitungan Emisi SO₂

SO₂ berasal dari pembakaran H₂S yang diestimasi berdasarkan neraca massa dengan *stoichiometric* reaksi pembakaran sebagai berikut:



Emisi SO₂ dari *thermal oxidizer* atau insinerator gas kecut dihitung dengan formula sebagai berikut:

$$E_{\text{SO}_2} = V_{\text{gas}} \times A \times \frac{1}{B} \times C \times \frac{D}{E}$$

(Rumus 18)

Keterangan:

E_{SO_2} = emisi SO₂ dari *thermal oxidizer* ataupun insinerator gas kecut (tonne SO₂).

V_{gas} = volume dari gas kecut yang dibakar (m³).

A = persen mole H₂S dalam gas kecut.

B = faktor konversi volume-molekular dari m³ menjadi mole pada 60 deg F dan 14.7 psia which is 23.685 m³/kgmole or 23.685 litres/mole (*American Society of Testing and Materials (ASTM) D3588-98 (1998, reapproved in 2003)* dan *API Manual of Petroleum Measurement Standard Chapter 14, Section 5 (January 1991, Reaffirmed March 2002)*).

C = efisiensi pembakaran sulfur. API Compendium merekomendasikan 100%.

D = berat molekul SO₂ (64 kg/kgmole).

E = faktor konversi dari kg ke ton (1000 kg/ton).

3. Tier 3

Beban emisi didapatkan berdasarkan pengukuran aktual yang dapat berupa data dari *online analyzer (Continuous Emission Monitoring System - CEMS)* ataupun pengukuran manual (sampling) secara periodik untuk masing-masing parameter. Emisi dihitung berdasarkan perkalian antara emisi yang terukur (mg/Nm³) dengan laju alir (laju alir volumetrik/satuan waktu) dan faktor konversi.

VII. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI UNIT PENANGKAPAN SULFUR (YANG DILENGKAPI DENGAN *THERMAL OXIDIZER* ATAU INSINERATOR)

A. Parameter Emisi

Parameter beban emisi yang dihitung adalah parameter gas rumah kaca dan parameter utama berdasarkan PerMenLH No 13 tahun 2009 sebagai berikut:

Tabel VII-1 Parameter Emisi dari Unit Penangkapan Sulfur

Gas Rumah Kaca	Parameter Utama (Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009)
CO ₂ CH ₄ N ₂ O	SO _x

SO₂ merupakan parameter utama yang dihasilkan dari unit penangkapan sulfur yang dilengkapi dengan *thermal oxidizer/insinerator*. Hal ini sesuai dengan US EPA AP-42 Sulfur Recovery, Section 4.2, yang menyatakan:

“No data on emissions of volatile organic compounds, lead, nitrogen oxides, carbon monoxide, or particulate matter were found nor expected for the sulfur recovery process.”

“Sulfur dioxide is the only criteria pollutant emitted from the sulfur recovery process.”

B. Pembagian Tier dan Metodologi

1. Tier 1

Perhitungan beban emisi untuk Tier 1 pada unit penangkapan sulfur adalah berdasarkan volume produksi dikalikan faktor emisi. Faktor emisi didapat dari referensi API Compendium 2009 dan/atau US-EPA AP-42.

Informasi yang perlu diketahui adalah:

- a. Tipe fasilitas penangkapan sulfur, seperti :
 - 1) Ada atau tidaknya *amine absorber* untuk penangkapan sulfur.
 - 2) Tipe konfigurasi unit claus (seperti *reactor claus* dengan 2 atau 3 tahap katalis).
- b. Faktor Emisi
 - 1) API Compendium pada Tabel 4-4 dan 4-8 di atas masing-masing untuk parameter CO₂ dan N₂O yang didasarkan pada volume bahan bakar yang digunakan di *thermal oxidizer* atau insinerator. Emisi CO₂ dan N₂O yang terbentuk adalah hasil dari pembakaran pada unit *thermal oxidizer* atau insinerator sehingga faktor emisinya sama dengan faktor emisi unit pembakaran luar.
 - 2) API Compendium pada Tabel 7-2 di bawah ini untuk parameter CH₄, jika Unit Penangkap Sulfur dengan *Amine-Based System*. “Ada beberapa teknologi lain untuk memisahkan gas kecut selain *amine*, seperti *Morphysorb*, *Kvaerner Membrane*, *Molecular Gate* dan *Molecular Sieves*. Teknologi-teknologi tersebut dilaporkan dapat menurunkan emisi CH₄, namun faktor emisinya belum tersedia (EPA Gas STAR, August 2007)”
 - 3) US-EPA AP-42 untuk parameter SO₂, seperti pada Tabel 7-3 di bawah.
- c. Volume sulfur yang di-*recovery*

1) Perhitungan Emisi CO₂

$$\text{Emisi CO}_2 = \text{Volume bahan bakar}_{(\text{Therm-Ox atau insinerator})} \times \text{faktor emisi CO}_2$$

(Rumus 19)

Faktor emisi CO₂ yang digunakan untuk menghitung beban emisi, mengacu kepada Tabel 4-4 pada Bagian 4: Perhitungan Beban Emisi dari Unit Pembakaran Dalam dan Unit Pembakaran Luar.

Tidak tersedia faktor emisi untuk parameter CO₂ yang dilepas ke atmosfer dari Sistem *Amine*. Sehingga beban emisi CO₂ dari sistem *Amine* ini tidak dapat dihitung dengan Tier-1.

2) Perhitungan Emisi CH₄

Emisi CH₄ yang dihitung adalah berasal dari hasil regenerasi *Amine* yang dilepas ke atmosfer dari *venting system reboiler* dan CH₄ dari unit *thermal oxidizer* atau insinerator yang tidak terbakar secara sempurna. Jumlah CH₄ yang tertangkap oleh *Amine* pada unit penangkapan sulfur adalah sangat sedikit.

$$\text{Total Emisi CH}_4 = \text{Emisi CH}_4_{\text{ regenerasi amine}} + \text{Emisi CH}_4_{\text{ Therm-Ox atau Insinerator}}$$

(Rumus 20)

Jumlah CH₄ yang di-venting tersebut dapat dihitung dengan formula sebagai berikut :

$$\text{Emisi CH}_4 \text{ regenerasi amine} = \text{volume}_{\text{treated gas}} \times \text{faktor emisi CH}_4 \quad (\text{Rumus 21})$$

Tabel VII-2 Faktor emisi CH₄ untuk Unit Penangkapan Sulfur dari Hasil Regenerasi *Amine*

Sumber	Faktor Emisi Metana ^a , Unit Asli	Faktor Emisi Metana ^b , dikonversi ke ton dasar	Ketidakpastian ^c , (+/-%)
AGR vent	965 scf/10 ⁶ scf treated gas	0,0185 ton/10 ⁶ scf treated gas	119
		0,654 ton/10 ⁶ m ³ treated gas	
	33,794 scfd/ unit AGR	0,6482 ton/hari - unit AGR	125

Catatan Kaki dan Sumber:

^a Myers, D.B *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 14; Glycol Dehydrators, Final Report*, GRI-94/025731 dan EPA-600/R-96-080n. Badan Perlindungan Lingkungan AS dan Institut Penelitian Gas, Juni 1996. Berdasarkan unit DEA.

^b Faktor emisi CH₄ dikonversi dari scf berdasarkan 60°F dan 14,7 psia.

^c Ketidakpastian berdasarkan 95% interval kepercayaan yang dikonversi dari 90% interval kepercayaan dari data digunakan untuk mengembangkan faktor emisi asli.

Jika sistem *Amine* pada unit penangkap sulfur adalah sistem tertutup, dimana *venting* dari *reboiler* akan dialirkan ke *thermal oxidizer* atau insinerator maka perhitungan beban emisi dari regenerasi *amine* tidak dilakukan.

Sementara untuk jumlah CH₄ yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar yang tidak sempurna dari unit *Thermal Oxidizer* atau insinerator tersebut dapat dihitung dengan formula sebagai berikut:

$$\text{Emisi CH}_4 \text{ Therm-Ox atau Insinerator} = \text{Volume bahan bakar}_{\text{(Therm-Ox atau insinerator)}} \times \text{faktor emisi CH}_4 \quad (\text{Rumus 22})$$

Faktor emisi CH₄ yang digunakan untuk menghitung beban emisi, mengacu kepada Tabel 4-8 pada Bagian 4: Perhitungan Beban Emisi dari Unit Pembakaran Dalam dan Unit Pembakaran Luar (faktor emisi untuk *Heater*).

3) Perhitungan Emisi N₂O

$$\text{Emisi N}_2\text{O} = \text{Volume bahan bakar}_{\text{(Therm-Ox atau insinerator)}} \times \text{faktor emisi N}_2\text{O} \quad (\text{Rumus 23})$$

Faktor emisi N₂O yang digunakan untuk menghitung beban emisi, mengacu kepada Tabel 4-8 pada Bagian 4: Perhitungan Beban Emisi dari Unit Pembakaran Dalam dan Unit Pembakaran Luar (faktor emisi untuk *Heater*).

4) Perhitungan Emisi SO₂

Perhitungan emisi SO₂ pada Tier-1 berikut hanya berlaku untuk Unit Penangkap Sulfur yang dilengkapi dengan Sistem Claus, sementara yang menggunakan sistem lain, dapat menggunakan perhitungan pada Tier-2.

$$\text{Emisi SO}_2 = \text{Volume Sulfur yang direcovery} \times \text{faktor emisi SO}_2 \quad (\text{Rumus 24})$$

US EPA AP-42 bagian 5.18 (Februari, 1980) memuat faktor emisi dari unit penangkap sulfur *uncontrolled* dengan dua tingkat (*Reference 10*), tiga tingkat (*Reference 9, 11, dan 14*), dan empat tingkat konversi katalitik serta satu faktor emisi umum bagi proses yang terkontrol (*controlled*) tanpa memuat spesifikasi jumlah tingkatan katalitik (*Reference 12, dan 13*). Selain itu terdapat faktor emisi yang dapat digunakan untuk sistem dengan dua kontrol : insinerasi serta *Shell Claus Offgas Treatment process (SCOT)* dari dua referensi (*Reference 7, dan 8*).

Faktor emisi yang digunakan untuk menghitung beban emisi parameter SO₂ mengacu pada pada Tabel 7-3 berikut :

Tabel VII-3 Faktor Emisi SO₂ untuk Unit Penangkapan Sulfur (US EPA AP-42, Tabel 4.2-1)

Peralatan Kontrol	Peringkat Tes	Metode Uji	Peringkat Produksi ^a	Peringkat Emisi ^b	Faktor Emisi ^c
Reference 7. Exhaust Stack					
SCOT-absorber dan insinerator	A	6C	1,27	1,32	1,07
Reference 8. Exhaust Stack					
SCOT-absorber dan insinerator	A	6C	17,2	11,92	0,69
Reference 9. Exhaust Stack (tiga tingkat katalik converter)					
Inicinerator (efisiensi recovery 95.8 %)	A	6C	2,85	239,57	84,18
Reference 10. Exhaust Stack (dua tingkat katalik converter)					
Inicinerator (efisiensi recovery 98.3 - 98.8 %)	A	6C	3,46	99,27	28,63

Control Equipment	Test Rating	Test Method	Production Rate ^a	Emission Rate ^b	Emission Factor ^c
Reference 11. Exhaust Stack					
SCOT-absorber dan incinerator (99,8 % Efisiensi Recovery)	A	6C	6,40	25,00	3,90
Reference 12. Exhaust Stack					
Inicinerator	A	6C	1,27	78,32	61,90
Reference 13. Exhaust Stack					
Incinerator	C	6C	1,00	0,36	0,37
Reference 14. Exhaust Stack					
Incinerator (95 % Efisiensi Recovery)	C	6C	5,42	573,44	105,80

Keterangan :

^aSatuan dalam Mg/jam

^bSatuan dalam kg/jam

^cSatuan dalam kg/Mg dari sulfur terproduksi

Test Rating A: Beberapa tes dilakukan berdasar satu sumber menggunakan metodologi serupa dan dilaporkan secara cukup detail dengan validasi yang memadai. Tes ini tidak perlu sesuai dengan

metodologi spesifik baik dalam dokumen inhalable particulate (IP) protocol ataupun referensi metoda tes dari EPA, meskipun dokumen dan metoda ini digunakan sebagai petunjuk sebagai metodologi yang biasa digunakan.

Test Rating C: Tes berdasarkan dari metodologi baru dengan data pendukung yang terbatas.

2. Tier 2

Perhitungan beban emisi untuk Tier 2 ini adalah berdasarkan perhitungan neraca massa.

a. Perhitungan Emisi CO₂

Unit penangkap sulfur dapat langsung melepas CO₂ dari aliran gas kecut yang ditangkap pada sistem *Amine* ke atmosfer. Dalam hal ini emisi CO₂ dapat dihitung berdasarkan neraca massa menggunakan data volume gas kecut yang diproses, konsentrasi CO₂ sebelum dan sesudah sistem *Amine*, sebagaimana formula berikut (API Compendium Equation 5-2) :

$$E_{CO_2} = \left[\left(\frac{\text{Volume}}{\text{time}} \times CO_2 \text{ mole\%} \right)_{\text{sour}} - \left(\frac{\text{Volume}}{\text{time}} \times CO_2 \text{ mole\%} \right)_{\text{sweet}} \right] \times \frac{44}{\text{molar volume conversion}}$$

(Rumus 25)

Keterangan:

ECO₂ = Emisi massa CO₂ per tahun (dalam pound atau kg);

Volume = volume dari gas yang manis dan tawar (dalam scf m³ pada kondisi STP);

Tawar = mengacu pada inlet tawar gas mentah yang tidak dirawat. Gas asam biasanya terdiri dari CO₂ dan H₂S;

Manis = mengacu pada gas yang diolah setelah H₂S dan CO₂ dipindahkan (biasanya gas jual atau saluran pipa gas berkualitas);

CO₂ mole% = konsentrasi molar (atau volume) dari gas manis dan tawar. Jika konsentrasi gas manis tidak diketahui, 0% dapat berlaku sebagai menyederhanakan asumsi, mengenali apa yang akan emisi mungkin di luar perkiraan. Diperhatikan, biasanya spesifikasi saluran pipa gas membatasi konsentrasi CO₂ sebanyak 2% atau kurang; dan

Molar volume conversion = konversi dari volume molar ke massa (379,3 scf/lbmole atau 23,685m³/kgmole).

Untuk mendapatkan total emisi CO₂ yang dihasilkan dari Unit Penangkapan Sulfur dilakukan penambahan jumlah emisi CO₂ yang dihasilkan dari Sistem *Amine* dengan emisi CO₂ yang dihasilkan dari pembakaran di Unit *Thermal Oxidizer* atau insinerator, yang dirumuskan sebagai berikut :

Total E_{CO₂} = CO₂ dari gas terproses + CO₂ dari pembakaran bahan bakar

$$E_{CO_2} = (\Delta \text{Vol} CO_2 \text{ gas terproses}) \times \frac{44}{\text{konversivolummolar}} + \text{VolBahanBakar} \times \frac{\text{FaktoremisiCO}_2 \text{ bahan bakar (lbs/scf)}}{2205}$$

(Rumus 26)

Dimana:

- E_{CO_2} = beban emisi CO_2 per tahun (dalam kg atau pounds).
- Konversi volum molar = faktor konversi dari volume molar ke satuan massa (379.3 scf/lbmole atau 23.685 m³/kgmole).
- $\Delta Vol CO_2$ gas terproses = selisih volume CO_2 antara *sour gas* dan *sweet/sales gas* per satuan waktu (CO_2 dihitung sebagai gas inert yang tertangkap di unit penangkapan sulfur).

b. Perhitungan Emisi CH_4

Emisi CH_4 yang dihitung adalah berasal dari hasil regenerasi *Amine* yang dilepas ke atmosfer dari *venting system reboiler*, sebagaimana Tier-1 dan CH_4 dari unit *thermal oxidizer* atau insinerator yang tidak terbakar secara sempurna, sebagai berikut :

$$E_{CH_4} = V \times CH_4 \text{ Mole fraction} \times \% \text{ residual } CH_4 \times \frac{1}{\text{molar volume conversion}} \times MW_{CH_4}$$

(Rumus 27)

Keterangan:

- E_{CH_4} = beban emisi CH_4 (lb).
- V = volume inlet ke Unit Penangkapan Sulfur (scf).
- % residual CH_4 = fraksi dari *flared stream* yang tidak terbakar (jika tidak diketahui nilainya 0.5% atau 2%; dalam hal ini faktor oksidasi masing-masing 95% atau 98%).
- Molar volume conversion = konversi dari molar volume ke massa (379.3 scf/lbmole atau 23.685 m³/kgmole).
- MW CH_4 = berat molekul CH_4 .

$$\text{Total Emisi } CH_4 = \text{Emisi } CH_4 \text{ regenerasi amine} + \text{Emisi } CH_4 \text{ Therm-Ox atau Insinerator}$$

(Rumus 28)

c. Perhitungan Emisi N_2O

Untuk perhitungan emisi N_2O menggunakan perhitungan Tier-1.

d. Perhitungan Emisi SO_2

Perhitungan beban emisi SO_2 untuk Tier-2 pada dasarnya menggunakan neraca massa berdasarkan prinsip stoikiometri.

1. Untuk unit penangkap sulfur dengan sistem *Amine* yang tidak dilengkapi dengan system Claus, dapat dilakukan perhitungan:

$$SO_2 \text{ (ton)} = \text{laju alir } H_2S \text{ input (ton)} \times (\% \text{ removal}) \times 64/34$$

(Rumus 29)

2. Sementara unit penangkap sulfur dengan sistem *Amine* yang dengan sistem Claus dan SCOT dimana laju alir massa H_2S diketahui, emisi SO_2 dapat dihitung dengan formula berikut (referensi SGS):

$$SO_2 \text{ (ton)} = \text{laju alir } H_2S \text{ input (ton)} \times (1 - \text{efisiensi recovery}) \times 64/34$$

(Rumus 30)

Apabila data produksi sulfur diketahui, maka pengukuran bisa dilakukan dengan menggunakan metode neraca massa sebagai berikut:

$$E_{SO_2} \text{ (tonnes/yr)} = \frac{\text{Volumefuel (scf/yr)} \times H_2S \% \text{ Molex} SO_2 \text{ MW}}{379,3 \left(\frac{\text{scf}}{\text{lbs}} \right) \times 2205 \left(\frac{\text{lbs}}{\text{tonne}} \right)} + (1 - \% \eta) \times \text{Sulfur APR} \left(\frac{\text{tonnes}}{\text{year}} \right) \times \left(\frac{64}{32} \right)$$

(Rumus 31)

Keterangan:

- SO₂ MW = SO₂ molecular weight ~ 64.
- η = % recovery efficiency of claus and tail gas unit.
- Sulfur APR = Sulfur Annual Production Rate.
- 64/32 = molecular weight SO₂/ molecular weight S.

3. Tier 3

Beban emisi didapatkan berdasarkan pengukuran aktual kadar emisi yang dapat berupa data dari *online analyzer* (Continuous Emission Monitoring System-CEMS) ataupun pengukuran manual (sampling) secara periodik untuk masing-masing parameter pada gas buang (*stack*). Emisi dihitung berdasarkan perkalian antara emisi yang terukur (mg/Nm³) dengan laju alir (laju alir volumetrik/satuan waktu) dan faktor konversi.

Di bawah ini adalah contoh perhitungan untuk parameter SO₂ :

1. Untuk pengukuran dengan on-line analyzer (CEMS) memperhitungkan faktor konversi seperti berikut ini:

$$E = C \times Q \times (2.62 \times 10^{-6}) \times H$$

(Rumus 32)

Keterangan:

- E = Emisi (kg/year).
- C = konversi rata - rata SO₂ (ppm).
- Q = Laju alir gas ke Therm-Ox (Nm³/hr).
- 2.62 x 10⁻⁶ = konversi dari ppm SO₂ menjadi kg/Nm³ pada kondisi normal.
- H = jam operasi per tahun.

Contoh perhitungan emisi SO₂ dengan Tier 3 adalah:

- Hasil pengukuran dengan analyzer : 814 ppm
- Laju gas keluaran dari cerobong : 123.900 Nm³/jam
- Waktu produksi dalam 1 tahun : 8760 jam
- Emisi SO₂ = 814 x 123.900 x 2,62 .10⁻⁶ x 8760 = 2300 ton/ tahun

2. Untuk pengukuran berdasarkan hasil lab, jika hasil analisa yang dilaporkan belum memasukkan faktor O₂ terkoreksi maka emisi SO₂ dihitung berdasarkan formulasi sebagai berikut ini:

$$C_{\text{corr}} = C_{\text{terukur}} \times (21 - O_{2\text{corr}}) / (21 - O_{2\text{terukur}}) *$$

$$E = C_{\text{corr}} \times Q \times 0,0036 \times [\text{Opr. Hours}] *$$

$$Q = v \times A *$$

(Rumus 33)

Keterangan :

- C_{corr} = konsentrasi dengan koreksi O₂ yang ditetapkan dalam baku mutu emisi(mg/Nm³).
- C_{terukur} = konsentrasi terukur sebelum dikoreksi dengan koreksi O₂(mg/Nm³).

- O_{2corr} = koreksi O_2 yang ditetapkan dalam baku mutu emisi(%). **)
- $O_{2terukur}$ = prosentase O_2 diukur langsung dalam gas emisi(%).
- E = emisi (kg/tahun).
- Q = Laju alir emisi volumetrik(m^3 /detik).
- 0,0036 = faktor konversi dari mg/detik ke kg/jam.
- Opr. Hours = lama operasi sumber emisi selama 1 tahun (jam).
- V = Laju alir (m/detik).
- A = Luas penampang *stack* (m^2).

*) Berdasarkan Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 21 Tahun 2008 tentang Baku mutu emisi sumber tidak bergerak bagi usaha dan/atau Kegiatan pembangkit tenaga listrik thermal

**) Berdasarkan Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009, koreksi O_2 yang digunakan adalah 0% untuk Lampiran II E

Contoh perhitungan emisi SO_2 yang dilakukan dengan Tier 3:

Dari hasil pengukuran manual, didapatkan nilai :

Parameter SO_2 = 220.50 mg/ Nm^3 ,

O_2 = 6.7%, dan

Laju Alir = 7.64 m/s (*online analyzer*).

Diameter *stack* = 2,8 meter.

Maka :

$$SO_{2corr} = SO_{2terukur} \times (21 - O_{2corr}) / (21 - O_{2terukur})$$

$$= 220.50 \text{ mg}/Nm^3 \times (21 - 0) / (21 - 6.7)$$

$$= 323.8112 \text{ mg}/Nm^3$$

$$Q = v \cdot A$$

$$= 7.64 \text{ m/s} \times \frac{1}{4} \times \pi \times 1.4^2$$

$$= 11.75 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$E_{SO_2} = C_{corr} \times Q \times 0,0036 \times [\text{Opr. Hours}]$$

$$= 323.8112 \text{ mg}/Nm^3 \times 11.75 \text{ m}^3/\text{s} \times 0,0036 \times 8760 \text{ jam/tahun}$$

$$= 119987.6 \text{ kg/tahun} \approx 120 \text{ ton/tahun}$$

VIII. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI SUMBER *FUGITIVE*

A. Parameter Emisi

Parameter beban emisi yang dihitung dari sumber *fugitive* adalah parameter gas rumah kaca dan parameter lainnya sebagaimana ditampilkan pada Tabel 8-1.

Tabel VIII-1 Parameter Emisi dari Sumber *Fugitive*

Gas Rumah Kaca	Lain-Lain
CH ₄	nmVOC

B. Pembagian Tier dan Metodologi

1. Tier 1

Perhitungan beban emisi untuk Tier 1 menggunakan faktor emisi pada tingkat fasilitas (*facility level*). Metode ini merupakan metode yang paling sederhana untuk menghitung emisi dari sumber *fugitive* yang didasarkan pada tipe fasilitas dan laju produksi.

Data yang dibutuhkan untuk menghitung beban emisi adalah:

- a. tipe fasilitas (misalnya fasilitas pengolah gas, fasilitas pengolah minyak);
- b. laju produksi.

Perhitungan yang diterapkan untuk menghitung beban emisi pada Tier 1 adalah dengan menggunakan rumus dasar sebagai berikut:

$$E = Q_p \times EF \quad \text{(Rumus 34)}$$

Dimana:

- E = Beban emisi pencemar (kg/tahun).
- Q_p = Laju produksi.
- EF = Faktor emisi.

Faktor emisi CH₄ yang digunakan dapat mengacu kepada Tabel 6-2 dari API Compendium 2009 yang ditampilkan pada Tabel 8-2 di bawah. Perhitungan beban emisi CH₄ selanjutnya menggunakan rumus berikut:

$$E_{CH_4} = Q_p \times EF_{\text{(untuk \%CH}_4 \text{ sebagaimana Table 8-2)}} \quad \text{(Rumus 35)}$$

Apabila %CH₄ aktual tidak sesuai dengan %CH₄ pada Tabel 8-2, maka dihitung sebagai berikut:

$$E_{CH_4} = Q_p \times EF_{\text{(untuk \%CH}_4 \text{ sebagaimana Table 8-2)}} \times \%CH_{4\text{aktual}} / \%CH_{4\text{Tabel 8-2}} \quad \text{(Rumus 36)}$$

$$E_{NMHC} = E_{CH_4} \times \frac{(1 - \%CH_4)}{\%CH_4} \quad \text{(Rumus 37)}$$

Keterangan :

- E_{CH₄} = beban emisi methane - CH₄ (ton).
- E_{NMHC} = beban emisi *non methane Volatile Organic Compound* - nmVOC (ton).
- % CH₄ = % mole CH₄ dalam emisi fugitive.

Tabel VIII-2 Faktor Emisi CH₄ untuk Sumber *Fugitive* – Level Fasilitas (API Compendium 2009)

Sumber	Faktor Emisi Unit Asli	Ketidakastian (±%) ^a	Faktor Kandungan Dasar Gas	Faktor Emisi ^b Unit Dikonversi	Referensi Faktor
Produksi					
Produksi Minyak di Daratan	0,5173 lb CH ₄ /bbl yang diproduksi	95,5	78,8 molekul % CH ₄	2,346E-04 tonCH ₄ /bbl yang diproduksi 1,476E-03 ton CH ₄ /m ³ yang diproduksi	Studi emisi metana minyak EPA; lihat penurunan pada lampiran C
Produksi Minyak lepas pantai	0,2069 lb CH ₄ /bbl yang diproduksi	Tidak Tersedia	78,8 molekul % CH ₄	9,368E-05 tonCH ₄ /bbl yang diproduksi 5,903E-04 ton CH ₄ /m ³ yang diproduksi	Diasumsikan menjadi 40% faktor emisi produksi minyak di daratan
Produksi gas di Daratan	57,33 lb CH ₄ /10 ⁶ scf yang diproduksi	52,9	78,8 molekul % CH ₄	2,601E-02 ton CH ₄ /10 ⁶ scf yang diproduksi 9,18E-01 ton CH ₄ /10 ⁶ m ³	Studi EPA/GRI Volume 2; lihat penurunan pada lampiran C

				yang diproduksi	
Produksi gas Lepas Pantai	22,93 lb CH ₄ /10 ⁶ scf yang diproduksi	Tidak Tersedia	78,8 molekul % CH ₄	1,040E-02 ton CH ₄ /10 ⁶ scf yang diproduksi 3,673E-01 ton CH ₄ /10 ⁶ m ³ yang diproduksi	Diasumsikan menjadi 40% faktor emisi produksi gas di daratan
Pabrik Pengolahan Gas	64,43 lb CH ₄ /10 ⁶ scf yang diproduksi	82,2	86,8 molekul % CH ₄	2,922E-02 ton CH ₄ /10 ⁶ scf yang diolah 1,032E+00 ton CH ₄ /10 ⁶ m ³ yang diolah	Studi EPA/GRI Volume 2; lihat penurunan pada lampiran C
Pangkalan Penyimpanan Gas	1.491.936 lb CH ₄ /stasiun-tahun	74,7	93,4 molekul % CH ₄	6,767E-02 ton CH ₄ stasiun - tahun	Studi EPA/GRI Volume 2; lihat penurunan pada lampiran C
Saluran pipa transmisi gas					
CH ₄ dari saluran pipa yang bocor	7.928 lb CH ₄ /mil-tahun	113	93,4 molekul % CH ₄	3,596E+00 ton CH ₄ /mil-tahun 2,235E+00 ton CH ₄ /km-tahun	Studi EPA/GRI Volume 2 dan 9; lihat penurunan pada lampiran C
CO ₂ dari oksidasi ^c	lb CH ₄ /mil - tahun	70,3	2 molekul % CO ₂	3,443E-03 ton CO ₂ /mil-tahun 2,140E-03 ton CO ₂ /km-tahun	Studi EPA/GRI Volume 2 dan 9; lihat penurunan pada lampiran C
saluran pipa transmisi mentah	Tidak tersedia				
Pipa saluran distribusi gas					
CH ₄ dari saluran pipa yang bocor	3,557 lb CO ₂ /mil-tahun	62,7	93,4 molekul % CH ₄	1,613E+00 ton CH ₄ /mil-tahun 1,002E+00 ton CO ₂ /km-tahun	Studi EPA/GRI Volume 2 dan 9; lihat penurunan pada lampiran C
CO ₂ dari oksidasi	1,236 lb CO ₂ /mil-tahun	76,6	2 molekul % CH ₄	5,606E-01 ton CO ₂ /mil-tahun 3,484E-01 ton CO ₂ /km-tahun	Studi EPA/GRI Volume 2 dan 9; lihat penurunan pada lampiran C
CO ₂ ^d dari saluran pipa yang bocor	235,4 lb CO ₂ /mil-tahun	74,4	2 molekul % CH ₄	1,068E-01 ton CO ₂ /mil-tahun 6,636E-02 ton CO ₂ /km-tahun	Studi EPA/GRI Volume 2 dan 9; lihat penurunan pada lampiran C
Pengilangan^f					
Sistem bahan bakar gas – pengilangan 50.000 ke 99.000 bbl/hari	10,2 ton 55 ton CH ₄ /tahun (bahan bakar gas +menciptakan gas)	Tidak tersedia	Tidak tersedia	3,75E-07 ton bahan baku CH ₄ /bbl 2,36E-06 ton bahan baku CH ₄ /m ³	Berasal dari data yang disediakan pada Lampiran F.
Sistem bahan bakar gas – pengilangan	77 ton CH ₄ /tahun	Tidak tersedia	Tidak tersedia	1,41E-06 ton bahan baku CH ₄ /bbl	Batasan tengah kapasitas

100.000 hingga 199.000 bbl/hari				8,88E-06 ton bahan baku CH ₄ /m ³	diasumsikan untuk mengkonversi emisi menjadi sebuah dasar
Sistem Gas Alam – pengilangan 50.000 – 99.000 bbl/hari	26 ton CH ₄ /tahun	Tidak tersedia	Tidak Tersedia	9,56E-07 ton bahan baku CH ₄ /bbl 6,01E-06 ton bahan baku CH ₄ /m ³	
Sistem Gas Alam – pengilangan 100.000 hingga 199.000 bbl/hari	55 ton CH ₄ /tahun	Tidak tersedia	Tidak Tersedia	1,01E-06 ton bahan baku CH ₄ /bbl 6,34E-06 ton bahan baku CH ₄ /m ³	

Catatan kaki dan sumber:

Harrison, M.R., L.M, Campbell, T.M., Shires, and R.M. Cowgill. Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volumer 2: Technical Report, Final Report, GRI-94/0257.1 dan EPA-600/R-96-080b.

Badan Perlindungan Lingkungan dan Institut Penelitian Gas Amerika Serikat, Juni 1996.

Campbell, L.M., M.V. Campbell, dan D.L Epperson. Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 9; Underground Pipeline, Final Report, GRI-94/0257.26 dan EPA-600/R-96-080i.

Badan Perlindungan Lingkungan dan Institut Penelitian Gas Amerika Serikat, Juni 1996.

Harrison, M.R, T.M, Shires, R.A Baker, dan C.J Loughan. Methane Emissions from the U.S Petroleum Industry, Laporan Akhir, EPA-600/R-99-010. Badan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat. Februari 1999.

Studi pengilangan emisi CH₄ yang lekas hilang tersedia di Lampiran F.

^aKetidakpastian berdasarkan 95% interval kepercayaan dari data yang digunakan untuk mengembangkan faktor emisi asli.

^bfaktor emisi dapat disesuaikan berdasarkan konsentrasi relative CH₄ dan CO₂ untuk memperkirakan emisi CO₂.

^cPorsi A dalam CH₄ dipancarkan dari pipa bawah tanah yang bocor yang dioksidasi untuk membentuk CO₂.

^dMengkombinasikan emisi CO₂ dari peralatan dan saluran pipa berdasarkan suatu konsentrasi dari molekul 2% CO₂ di dalam saluran pipa gas.

2. Tier 2

Perhitungan beban emisi dari sumber *fugitive* untuk Tier 2 adalah dengan menggunakan faktor emisi tingkat peralatan (*equipment*) yang didasarkan pada peralatan yang terdapat pada suatu fasilitas pengolahan minyak dan gas.

Data yang dibutuhkan untuk menghitung beban emisi adalah:

Tipe dan jumlah peralatan.

Perhitungan yang diterapkan untuk menghitung beban emisi pada Tier 2 adalah dengan menggunakan rumus dasar sebagai berikut:

$$E = N \times EF$$

(Rumus 38)

Dimana:

E = Beban emisi pencemar (kg/tahun).

N = Jumlah peralatan.

EF = Faktor emisi.

Faktor emisi CH₄ yang digunakan dapat mengacu kepada API Compendium 2009 yang ditampilkan pada tabel-tabel di bawah. Perhitungan beban emisi CH₄ selanjutnya menggunakan rumus berikut:

$$E_{CH_4} = N \times EF_{(untuk \%CH_4\ 78.8\%)}$$

(Rumus 39)

Apabila %CH₄ aktual tidak sama dengan 78.8% sebagaimana Tabel 8-3, maka dihitung sebagai berikut:

$$E_{CH_4} = N \times EF_{\text{(untuk \%CH}_4 \text{ 78.8\%)}} \times \frac{\% CH_4 \text{ aktual}}{78.8\%}$$

(Rumus 40)

$$E_{NMHC} = E_{CH_4} \times \frac{(1 - \% CH_4)}{\% CH_4}$$

(Rumus 41)

$$E_{VOC} = E_{CH_4} \times \frac{(1 - \% CH_4)}{\% CH_4}$$

(Rumus 42)

Dimana :

E_{CH_4} = beban emisi methane - CH₄ (ton).

E_{NMHC} = beban emisi *non methane Volatile Organic Compound* - nmVOC (ton).

% CH₄ = % mole CH₄ dalam emisi fugitive.

Tabel VIII-3 Faktor Emisi CH₄ untuk Sumber *Fugitive* pada *Onshore Crude Production* – Level Peralatan (API Compendium 2009)

Dasar Peralatan	Referensi Faktor Emisi CH ₄ ^a , Unit Asli		Ketidakpastian ^b (±%)	Referensi Faktor Emisi CH ₄ ^c , Unit Dikonversi	
Sumber minyak – minyak mentah berat	0,83	scfd/sumur	30	6,63E-07	Ton/sumur-jam
Sumber minyak – minyak mentah ringan	19,58	scfd/sumur	30	1,56E-05	Ton/sumur-jam
Pos pemompaan minyak ^d	1,06	lb CH ₄ /mil-tahun	30	5,49E-08 3,41E-08	Ton CH ₄ /mil-jam Ton CH ₄ /mil-jam
Pemisah – minyak mentah berat	0,85	scfd/separator	30	6,79E-07	ton/pemisah-jam
Pemisah – minyak mentah ringan	51,33	scfd/separator	30	4,10E-05	ton/pemisah-jam
Pengolah Pemanas – minyak mentah ringan	59,74	scfd/pemanas	30	4,77E-05	ton/pemanas-jam
Headers – minyak mentah berat	0,59	scfd/header	30	4,72E-07	ton/header-jam
Headers – minyak mentah ringan	202,78	scfd/header	30	1,62E-04	ton/header-jam
Tank – minyak mentah ringan	34,4	scfd/tank	30	2,75E-05	ton/tank-jam
Kompresor kecil – minyak mentah ringan	46,14	scfd/kompresor	30	3,69E-05	ton/kompresor-jam
Kompresor besar ^c – minyak mentah ringan	16,360	scfd/kompresor	100	1,31E-02	ton/kompresor-jam
Area Penjualan	40,55	scfd/area	100	3,24E-05	ton/area-jam

Catatan Kaki dan Sumber:

^aHarrison, M.R., T.M. Shires, R.A. Baker, dan C.J Loughan. Methane Emissions from The US Petroleum Industry. Laporan Akhir, EPA 600/R-99-010, Badan Perlindungan Lingkungan, 1999.

^bketidakpastian diasumsikan berdasarkan penilaian teknik (Harrison, et al, 1999).

^eFaktor emisi dikonversi dari scf berdasarkan 60F dan 14,7 psia. Rata-rata konsentrasi CH₄ diasosiasikan dengan faktor-faktor emisi ini disediakan pada Tabel E-4 yakni 78,8 molekul %. Jika kandungan CH₄ aktual berbeda dengan nilai standar, faktor emisi yang tertera di atas disesuaikan dengan rasio dari kandungan site CH₄ terhadap konsentrasi standar.

^dPSI, 1989.

^eKompresor besar merupakan kompresor yang lebih dari tiga tahap kompresi

Tabel VIII-4 Faktor Emisi CH₄ untuk Sumber *Fugitive* pada *Onshore Natural Gas Production* – Level Peralatan (API Compendium 2009)

Basis Peralatan	Referensi Faktor Emisi, Satuan Awal ^{a,b}		Ketidakpastian ^c (±%)	Faktor Emisi ^d , Satuan yang Dikonversi	
Sumur Gas ^e	8.217	scfy CH ₄ /sumur	25,7	1,80E-05	Ton CH ₄ /sumur-jam
Separator ^e	20.714	scfy CH ₄ /separator	87,9	4,42E-05	Ton CH ₄ /separator-jam
Pemanas ^e	20.985	scfy CH ₄ /pemanas	173	4,60E-05	Ton CH ₄ /pemanas-jam
Kompresor Reciprocating Gas Kecil ^e	97.023	scfy CH ₄ /kompresor	127	2,12E-04	Ton CH ₄ /kompresor-jam
Kompresor Reciprocating Gas Besar ^{e,f}	5,55E+06	scfy CH ₄ /kompresor	202	1,22E-02	Ton CH ₄ /kompresor-jam
Dudukan Kompresor Reciprocating Gas Besar ^{f,g}	8.247	scfy CH ₄ /pos	126	6,59E-03	Ton CH ₄ /pos-jam
Meter/Pipa ^e	16.073	scfy CH ₄ /meter	159	3,52E-05	Ton CH ₄ /meter-jam
Dehidrator ^e	32.561	scfy CH ₄ /dehidrator	45,1	7,13E-05	Ton CH ₄ /dehidrator-jam
Kumpulan Jalur pipa ^{e,h}	826	lb CO ₂ /mil-tahun	113	4,28E-05	Ton CH ₄ /mil-jam
				2,66E-05	Ton CH ₄ /km-jam
CO ₂ Dari oksidasi ^{e,i}	84,7	lb CO ₂ /mil-tahun	70,2	4,38E-06	Ton CO ₂ /mil-jam
				2,72E-06	Ton CO ₂ /km-jam
CO ₂ dari kebocoran jalur pipa ^e	112.8	lb CO ₂ /mil-tahun	114	5,84E-06	Ton CO ₂ /mil-jam
				3,63E-06	Ton CO ₂ /km-jam

Catatan kaki dan sumber:

^aHarrison. M.R. L.M. Campbell, T.M. Shires, and R.M. Cowgill. Methane Emissions from the Natural Gas Industry. Volume 2: Technical Report, Final Report. GRI-94/0257.1 and EPA-600/R-96-080b. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency. June 1996.

^bKetidakpastian berdasarkan atas 95% Confidence Interval dari data yang digunakan untuk mengembangkan Faktor Emisi Awal.

^cKonversi faktor emisi dari scfy berdasar pada 60 F dan 14.7 psia. Rata-rata konsentrasi CH₄ terkait dengan faktor emisi ini, yang tercantum di tabel E-4, adalah 78.8 mole %; Rata-rata konsentrasi CO₂ (untuk pipa bawah tanah), yang juga tercantum di tabel E-4, adalah 2 mole %. Apabila konsentrasi aktual berbeda dengan nilai standar, faktor emisi diatas dapat disesuaikan dengan rasio dari *concentration sites*sampai konsentrasi standar.

^dTurunan faktor emisi terdapat di Lampiran C

^eKompresor besar adalah kompresor yang memiliki lebih dari 3 tingkat kompresi. Dudukan kompresor besar adalah dudukan yang memiliki 5 kompresor atau lebih.

^fDikarenakan ketidaktersediaan data yang digunakan untuk mengkalkulasi Referensi Faktor Emisi, ketidakpastian di 95% selangkepercayaan dihitung berdasarkan pada

selangkepercayaan di 90% selangkepercayaan yang tersedia di sumber, dengan mengasumsikan satu data terdiri dari 10 set.

[§]Penjelasan lebih lanjut tentang kumpulan jalur pipa faktor emisi fugitive tersedia di Lampiran C.

^hSejumlah CH₄ yang keluar dari kebocoran pipa bawah tanah adalah bentuk oksidasi dari CO₂.

Tabel VIII-5 Faktor Emisi CH₄ untuk Sumber *Fugitive* pada *Natural Gas Processing* – Level Peralatan (API Compendium 2009)

Basis Peralatan	Referensi Faktor Emisi CH ₄ ^{ab} , Satuan Awal		Ketidakpastian ^c (±%)	Faktor Emisi CH ₄ ^d , Satuan yang Dikonversi	
Volume Pemrosesan Gas ^e	130,563	Diprosesscf/MMscf	58,1	2,50E-03	diproses ton/MMscf
				8,84E-02	diproses ton/10 ⁶ m ³
Kompresor <i>Reciprocating</i>	11.198	scfd/kompresor	95,2	8,95E-03	ton/kompresor-jam
Kompresor Sentrifugal	21.230	scfd/kompresor	51,8	1,07E-02	ton/kompresor-jam

Catatan kaki & Sumber:

^aHarrison, M.R., L.M. Campbell, T.M. Shires dan R.M. Cowgill. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2: Technical Report*, Laporan Akhir, GRI-94/0257.1 dan EPA-600/R-96-080b. Institut Riset Gas dan Badan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat, Juni 1996.

^bHummel, K.E., L.M. Campbell, dan M.R Harrison. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8: Equipments Leaks*, Laporan Akhir, GRI-94/0257.25 dan EPA-600/R-96-080h. Institut Riset Gas dan Badan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat, Juni 1996.

^cKetidakpastian berdasar pada 95% selangkepercayaan dari data yang digunakan untuk mengembangkan faktor emisi awal.

^dKonversi faktor emisi dari scfy berdasar pada 60F dan 14,7 psia. Rata-rata konsentrasi CH₄ terkait dengan faktor emisi ini, yang tercantum di tabel E-4, adalah 86,8 mole %. Apabila isi CH₄ aktual berbeda dengan nilai standar, faktor emisi diatas dapat disesuaikan dengan rasio konten *site* CH₄ sampai konsentrasi standar.

^eLihat turunan di Lampiran C

Tabel VIII-6 Faktor Emisi CH₄ untuk Sumber *Fugitive* pada *Natural Gas Transmission and Storage* – Level Peralatan (API Compendium 2009)

Basis Peralatan	Referensi Faktor Emisi ^{a,b} , Satuan Awal		<i>Uncertainty</i> ^c (±%)	Faktor Emisi ^d , Satuan yang Dikonversi	
Dudukan Kompresor	8.778	scfd CH ₄ /pos	126	7,02E-03	Ton CH ₄ /pos-jam
Dudukan Kompresor – <i>Reciprocating Compressor</i>	15.205	scfd CH ₄ /kompresor	84,2	1,22E-02	Ton CH ₄ /kompresor-jam
Dudukan Kompresor – Sentrifugal Compressor	30.305	scfd CH ₄ /kompresor	45,7	2,42E-02	Ton CH ₄ /kompresor-jam
Dudukan Meter/Reg.	60.011	scfd CH ₄ /pos-tahun	1500 ^f	1,31E-04	Ton CH ₄ /pos-jam
Dudukan M&R – <i>farm taps</i> atau penjualan langsung	31,2	scfd CH ₄ /pos	97,6	2,49E-05	Ton/pos-jam
Dudukan M&R – Transmisi terhubung	3.984	scfd CH ₄ /pos	96,1	3,18E-03	Ton/pos-jam

Basis Peralatan	Referensi Faktor Emisi ^{a,b} , Satuan Awal		Uncertainty ^c (±%)	Faktor Emisi ^d , Satuan yang Dikonversi	
Jalur Transmisi Pipa Gas ^e	23,12	lb CH ₄ /mil-tahun	94,7	1,20E-06 7,44E-07	Ton CH ₄ /mil-jam Ton CH ₄ /km-jam
CO ₂ dari Oksidasi ^{e,g}	7,59	lb CO ₂ /mil-tahun	70,3	3,93E-07 2,44E-07	Ton CO ₂ /mil-jam Ton CO ₂ /km-jam
CO ₂ dari kebocoran pipa ^e	1,52	lb CO ₂ /mil-tahun	90,1	7,88E-08 4,89E-08	Ton CO ₂ /mil-jam Ton CO ₂ /km-jam
Dudukan penyimpanan	21.507	scfd CH ₄ /pos	132	1,72E-02	ton CH ₄ /pos-jam
Penyimpanan – Reciprocating Compressor	21.116	scfd CH ₄ /kompresor	60,4	1,69E-02	ton CH ₄ /sumur-jam
Penyimpanan – Sentrifugal Compressor	30.573	scfd CH ₄ /kompresor	39,0	2,44E-03	ton CH ₄ /sumur-jam
Sumur Penyimpanan	114,5	scfd CH ₄ /sumur	76,0	9,15E-05	ton CH ₄ /sumur-jam

Catatan Kaki dan Sumber:

^aHarrison, M.R., L.M. Campbell, T.M. Shires dan R.M. Cowgill. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2: Technical Report*, Laporan Akhir, GRI-94/0257.1 dan EPA-600/R-96-080b. Institut Riset Gas dan Badan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat, Juni 1996.

^bCampbell, L.M. dan B.E. Stapper. *Methane Emissions from The Natural Gas Industry, Volume 10: Metering and Pressure Regulating, Stations in Natural Gas and Transmission and Distribution*, Laporan Akhir, GRI-94/0257.27 dan EPA-600/R-96-080j. Institut Riset Gas dan Badan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat, Juni 1996.

^cKetidakpastian berdasar pada 95% selang kepercayaan dari data yang digunakan untuk mengembangkan faktor emisi awal.

^dKonversi faktor emisi dari scf berdasar pada 60F dan 14,7 psia. Rata-rata konsentrasi CH₄ terkait dengan faktor emisi ini, yang tercantum di tabel E-4, adalah 93,4 mole %; Rata-rata konsentrasi CO₂ (untuk pipa bawah tanah), juga tercantum di tabel E-4, adalah 2 mole %. Apabila konsentrasi aktual berbeda dengan nilai standar, faktor emisi diatas dapat disesuaikan dengan rasio *concentration site* sampai konsentrasi standar.

^eTurunan faktor emisi terdapat pada Lampiran C

^fRentang ketidakpastian (0-900.158 scf CH₄/duduk-tahun)

^gSejumlah CH₄ yang keluar dari kebocoran pipa bawah tanah adalah bentuk oksidasi dari CO₂.

3. Tier 3

Perhitungan beban emisi dari sumber *fugitive* untuk Tier 3 adalah dengan menggunakan faktor emisi tingkat komponen yang didasarkan pada komponen yang terdapat pada suatu fasilitas pengolahan minyak dan gas.

Data yang dibutuhkan:

Tipe dan jumlah peralatan

Perhitungan yang diterapkan untuk menghitung beban emisi pada Tier 3 adalah dengan menggunakan rumus dasar sebagai berikut:

$$E = N \times EF$$

(Rumus 42)

Dimana:

E = Beban emisi pencemar (kg/tahun)

N = Jumlah komponen

EF = Faktor emisi

Faktor emisi yang digunakan dapat mengacu kepada API Compendium 2009 yang ditampilkan pada tabel – tabel berikut. Perhitungan beban emisi selanjutnya menggunakan rumus berikut:

$$E_{TVOC} = N \times EF \quad \text{(Rumus 43)}$$

Sehingga :

$$E_{CH_4} = N \times EF \times \% \text{ wt } CH_4 \quad \text{(Rumus 44)}$$

$$E_{NMHC} = N \times EF \times \% \text{ wt } NMHC \quad \text{(Rumus 45)}$$

Dimana :

E_{TVOC} = emisi fugitive Total Volatile Organic Compound (TVOC).

E_{CH_4} = emisi fugitive methane (CH₄).

E_{NMHC} = emisi fugitive non methane hidrokarbon (NMHC).

% wt CH₄ = % berat CH₄ dalam emisi fugitive.

% wt VOC = % berat VOC dalam emisi fugitive.

Tabel VIII-7 Faktor Emisi untuk Sumber *Fugitive* pada Produksi Minyak dan Gas Bumi – Level Komponen (API Compendium 2009)

Komponen – Jasa ^a	Faktor Emisi, Satuan Awal ^b , kg gas/jam/komponen	Faktor Emisi, konversi ke ton gas/jam/komponen
Tuas – gas	4,5E03	4,5E-06
Tuas – minyak berat	8,4E-06	8,4E-09
Tuas – minyak ringan	2,5E-03	2,5E-06
Tuas – air/minyak	9,8E-05	9,8E-08
Penghubung – gas	2,0E-04	2,0E-07
Penghubung – minyak berat	7,5E-06	7,5E-09
Penghubung – minyak ringan	2,1E-04	2,1E-07
Penghubung – air/minyak	1,1E-04	1,1E-07
Flensa – gas	3,9E-04	3,9E-07
Flensa- minyak berat	3,9E-07	1,1E-07
Flensa – minyak ringan	1,1E-04	2,9E-09
Flensa – air/minyak	2,9E-06	2,0E-06
Jalur terbuka – gas	2,0E-03	2,0E-06
Jalur terbuka –minyak berat	1,4E-04	1,4E-07
Jalur terbuka –minyak ringan	1,4E-03	1,4E-06
Jalur terbuka – air/minyak	2,5E-04	2,5E-07
Segel pompa – gas	2,4E-03	2,4E-06
Segel pompa – minyak ringan	1,3E-02	1,3E-05
Segel pompa – air/minyak	2,4E-05	2,4E-08
Lainnya – gas	8,8E-03	88E-06
Lainnya – minyak berat	3,2E-05	3,2E-08
Lainnya – minyak ringan	7,5E-03	7,5E-06
Lainnya – air/minyak	1,4E-02	1,4E-05

Catatan kaki & sumber:

^aEPA mendefinisikan cairan ringan sebagai cairan dimana jumlah konsentrasi konstituen individual dengan tekan uap lebih dari 0.3 kPa pada 20C adalah lebih besar dari atau sama dengan 20 weight percent. EPA mendefinisikan cairan berat sebagai cairan yang bukan gas/uapatau servis cairan ringan.

^bBadan Perlindungan Lingkungan Amerika Serikat (*U.S Environment Protection Agency/EPA*). *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*, EPA-453/R-95-017, Kantor Perencanaan dan Standar Kualitas Udara EPA, November 1995, Tabel 2-4.

Komponen – Tipe Fasilitas ^a	Faktor Emisi ^b , Satuan Awal, lb/TOC/hari/komponen	Faktor Emisi, konversi ke ton TOC/komponen-jam
Tuas – produksi gas	1,39E-01	2,63E-06
Tuas – produksi minyak mentah berat	6,86E-04	1,30E-08
Tuas – produksi minyak	7,00E-02	1,32E-06

mentah ringan		
Penghubung – produksi gas	1,70E-02	3,21E-07
Penghubung – produksi minyak mentah berat	4,22E-04	7,98E-09
Penghubung – produksi minyak mentah ringan	8,66E-03	1,64E-07
Flensa – produksi gas	6,23E-03	1,18E-07
Flensa – produksi minyak mentah berat	1,16E-03	2,19E-08
Flensa – produksi minyak mentah ringan	4,07E-03	7,69E-08
Jalur Terbuka – produksi gas	3,63E-02	6,86E-07
Jalur Terbuka – produksi minyak mentah berat	8,18E-03	1,55E-07
Jalur Terbuka – produksi minyak mentah ringan	6,38E-02	1,21E-06
Segel Pompa – produksi gas	1,03E-02	1,95E-07
Segel Pompa – produksi minyak mentah ringan	1,68E-02	3,18E-07
Lainnya – produksi gas	4,86E-01	9,196E-06
Lainnya – produksi minyak mentah berat	3,70E-03	6,99E-03
Lainnya – produksi minyak mentah ringan	3,97E-01	7,50E-06

Catatan kaki & Sumber:

^aFaktor emisi ini spesifik pada tempat pengembangan, tidak berkaitan dengan satu jasa spesifik. Contoh, satu tempat yang memproduksi minyak mentah ringan akan mendaftar ke produksi minyak bumi kecil akan terlihat seperti faktor produksi emisi minyak mentah ringan, tanpa peduli akan jenis jasa. API Publications 4615 mendefinisikan minyak mentah ringan sebagai minyak dengan 20 gravitasi API atau lebih, dan minyak mentah berat sebagai minyak dengan gravitasi API kurang dari 20.

^bInstitut Perminyakan Amerika (*American Petroleum Institute/API*). *Emission Factors for Oil and Gas Production Operations*, API Publication Number 4615, Departemen Ilmu Kesehatan dan Lingkungan, Januari 1995, Tabel ES-1.

Tabel VIII-8 Faktor Emisi Sumber Fugitive pada *Offshore* – Level Komponen (API Compendium 2009)

Komponen	Faktor Emisi, Unit-unit Orisinil ^a , lb TOC/hari/komp.	Faktor Emisi, dikonversi ke ton TOC/komponen-jam
Katup	0.027	5.14E-07
Segel pompa	0.010	1.95E-07
Lainnya	0.367	6.94E-06
Konektor	0.006	1.08E-07
Flensa	0.010	1.97E-07
Jalur open-ended	0.054	1.01E-06

Catatan kaki dan sumber:

^a American Petroleum Institute (API). *Emission Factors for Oil and Gas Production Operations*, API Publication Number 4615, Health and Environmental Sciences Department, Januari, 1995, Tabel ES-1.

Tabel VIII-9 Faktor Emisi Sumber Fugitive pada *Natural Gas Plant, Gathering Compressor Station, dan Well Site* – Level Komponen (API Compendium 2009)

Komponen	Fase I (Gas Plants) ^b		Fase II (Gas Plants, Gathering Compressor Stations, dan Well Sites) ^c	
	Rata-rata Faktor Emisi THC ^a , Unit-unit Orisinil, Kg/jam/sumber	Rata-rata Faktor Emisi THC, dikonversi ke ton/jam/sumber	Rata-rata Faktor Emisi THC ^a , Unit-unit Orisinil, kg/jam/sumber	Rata-rata Faktor Emisi THC, dikonversi ke ton/jam/sumber
Konektor	2.22E-03	2.22E-06	3.30E-03	3.30E-06
Katup Blok	1.10E-02	1.10E-05	1.47E-02	1.47E-05
Katup	4.85E-02	4.85E-05	3.73E-02	3.73E-05

pengontrol				
Katup Pelepas Tekanan (PRV)	6.73E-02	6.73E-05	4.70E-04	4.70E-07
Tekanan Regulator	1.74E-02	1.74E-05	6.31E-03	6.31E-06
Lubang Meter	3.58E-03	3.58E-06	2.70E-03	2.70E-06
Ventilasi crank case	8.83E-01	8.83E-04	1.20E-01	1.20E-04
Jalur Open-ended	5.18E-02	5.18E-05	2.39E-01	2.39E-04
Segel Kompresor	8.52E-01	8.52E-04	5.20E-01	5.20E-04

Catatan kaki dan sumber:

^a U.S Environmental Protection Agency (EPA). *EPA Phase II Aggregate Site Report: Cost-Effective Directed Inspection and Maintenance Control Opportunities at Five Gas Processing Plants and Upstream Gathering Compressor Stations and Well Sites, Technical Report*, prepared by National Gas Machinery Laboratory, Clearstone Engineering, Ltd., and Innovative Environmental Solutions, Inc., Maret 2006, Tabel 4.

^b Fase I dari studi didasarkan pada survey terhadap empat fasilitas pengolahan gas di Western U.S. yang diselesaikan selama kuartal 4 Tahun 2000.

^c Fase II dari studi didasarkan pada survey terhadap lima pabrik pengolahan gas, tujuh stasiun pengumpulan kompresor dan 12 well sites selama kuartal pertama Tahun 2004 dan kuartal kedua Tahun 2005. Tabel 3 dari laporan referensi diatas menunjukkan bahwa ukuran tingkat emisi THC dari komponen yang bocor adalah 1348 ton/fasilitas-thn untuk gas plants, 131 ton/fasilitas-thn untuk stasiun pengumpulan kompresor, dan 8 ton/fasilitas-thn untuk well sites. Berdasarkan penghitungan dari fasilitas dan ukuran tingkat kebocoran, ukuran tingkat kebocoran terdiri dari 86.9% dari gas plants, 11.8% dari stasiun pengumpulan kompresor, dan 1.2% dari well-sites.

^d Akun kategori komponen segel kompresor untuk emisi dari segel kompresor individu. Seperti kebocoran segel kompresor secara khusus diukur dari ventilasi umum dan jalur saluran, emisi telah dibagi secara merata antara segel dalam unit-unit dengan kebocoran yang terdeteksi

Tabel VIII-10 Faktor Emisi Sumber Fugitive pada *Natural Gas Plant* – Level Komponen (API Compendium 2009)

Komponen	Faktor Emisi, Unit-unit orisinil ^a , Lb TOC/hari/komp.	Faktor Emisi, Dikonversi ke ton TOC/komponen-jam
Katup	2.04E-01	3.86E-06
Segel pompa	6.09E-01	1.15E-05
Lainnya	2.57E-01	4.86E-06
Konektor	1.45E-02	2.74E-07
Flensa	2.32E-02	4.38E-07
Jalur open-ended	5.46E-02	1.03E-06

Catatan kaki dan sumber:

^a American Petroleum Institute (API). *Emission Factors for Oil and Gas Production Operations*, API Publication Number 4615, Health and Environmental Sciences Department, Januari, 1995, Tabel ES-1.

Tabel VIII-11 Faktor Emisi Sumber Fugitive pada *Natural Gas Transmission and Storage* – Level Komponen (API Compendium 2009)

Komponen	Faktor Emisi ^a , Kg THC/jam/komp.	Faktor Emisi, ton TOC/komponen-jam	Ketidakpastian ^b (± %)
Katup Blok	0.002140	2.14E-06	40.1
Katup pengontrol	0.01969	1.97E-05	70.2
Konektor	0.0002732	2.73E-07	19.0
Segel Kompresor - reciprocating	0.6616	6.62E-04	38.9
Segel Kompresor - sentrifugal	0.8139	8.14E-04	71.5

Katup pelepas tekanan	0.2795	2.80E-04	+127/-100
Jalur open-ended (OEL)	0.08355	8.36E-05	53.0
OEL – stasiun atau sistem blowdown tekanan kompresor ^c	0.9369	9.37E-04	61.6
OEL – depressurized reciprocating (komponen sistem blowdown)	2.347	2.35E-03	+67.5/-67.6
OEL – depressurized sentrifugal (komponen sistem blowdown)	0.7334	7.33E-04	+103/-100
OEL – overall pressurized/depressurized reciprocating ^d (komponen sistem blowdown)	1.232	1.23E-03	Tidak tersedia
OEL – overall pressurized/depressurized sentrifugal ^d (komponen sistem blowdown)	0.7945	7.94E-04	Tidak tersedia
Lubang Meter	0.003333	3.33E-06	+40.5/-40.6
Meter gas lainnya	0.000009060	9.06E-09	+116/-100

Catatan kaki dan sumber:

^a D.J. Picard, M. Stribruy, and M.R. Harrison. *Handbook for Estimating Methane Emissions from Canadian Natural Gas Systems*. GTC Program #3. Environmental Technologies, Mei 25, 1998 Tabel 4.

^b Ketidakpastian berdasarkan 95% selang kepastian dari data yang digunakan untuk mengembangkan faktor emisi orisinil.

^c Tipe kompresor tidak ditentukan. Faktor emisi diasumsikan untuk menerapkan salah satu tipe kompresor atau stasiun reciprocating atau sentrifugal.

^d Keseluruhan OEL faktor emisi rata-rata yang diperhitungkan untuk waktu unit kompresor pressurized dan depressurized selama tahun yang diestimasikan menggunakan annual fractions dari mode pengerjaan yang diambil dari Tabel 4-20 dari Volume 8 dari GRI/EPA studi emisi metana (Hummel, et al., 1996). Persentasi dari studi GRI/EPA adalah 79.1% pressurized/20.9% depressurized untuk reciprocating kompresor dan 30% pressurized/70% depressurized untuk kompresor sentrifugal. Oleh karena itu, persentasi ini diaplikasikan kepada dasar pressurized dan depressurized faktor emisi yang disediakan dalam tabel diatas untuk mengembangkan factor keseluruhan yang mewakili rata-rata factor emisi tahunan yang dikonversikan ke basis per jam.

Tabel VIII-12 Faktor Emisi Sumber Fugitive pada *Natural Gas Distribution Meter/Regulator Stations* – Level Komponen (API Compendium 2009)

Komponen	Faktor emisi ^a , Kg THC/jam/komp.	Faktor emisi, Ton TOC/komponen- jam	Ketidakpastian ^b (± %)
Katup	0.00111	1.11E-06	+162/ -100
Katup pengontrol	0.01969	1.97E-05	70.2
Konektor	0.00011	1.10E-07	+92.0 / -92.1
Katup Pelepas Tekanan	0.01665	1.67E-05	+138 / -100
Jalur open-ended (OEL)	0.08355	8.36E-05	53.0
OEL – stasiun blowdown	0.9369	9.37E-04	61.6
Lubang meter	0.00333	3.33E-06	+40.5 / -40.6
Meter gas lainnya	0.00001	9.06E-09	+116 / -100

Catatan kaki dan sumber:

^a Ross, B.D. and D.J. Picard, *Measurement of Methods Emissions from Western Canadian Natural Gas Facilities*, Gas Technology Canada, GTC Program #3, Environment Technology Program, September, 1996.

^b Ketidakpastian berdasarkan pada 95% selang kepastian dari data yang digunakan untuk mengembangkan faktor emisi orisinil.

Faktor emisi pada level komponen dari US EPA AP-42 berlaku untuk kegiatan minyak dan gas bumi di sektor hilir sebagaimana ditampilkan Tabel 8-13 dibawah ini.

Tabel VIII-13 Faktor Emisi untuk Sumber *Fugitive* pada Kegiatan Hilir Minyak dan Gas Bumi (US EPA AP-42)

Rata-rata faktor emisi untuk perkiraan emisi fugitive				
Tipe Peralatan	Faktor emisi TOC, kg/jam-sumber			
	Servis	SOCMI	Kilang Minyak	Terminal marketing
Katup	Gas	0.00597	0.0268	13 x 10 ⁻⁵
	Cairan Ringan	0.00403	0.0109	4,3 x 10 ⁻⁵
	Cairan Berat	0.00023	0.00023	-
Segel Pompa	Gas	-	-	6.5 x 10 ⁵
	Cairan Ringan	0.0199	0.144	5.4 x 10 ⁴
	Cairan Berat	0.00862	0.021	-
Segel Kompresor	Gas	0.228	0.636	1.2 x 10 ⁴
	Cairan Ringan	-	-	1.3 x 10 ⁴
	Cairan Berat	0.00183	0.00025	-
Katup Pelepas Tekanan	Gas	0.104	0.16	1.2 x 10 ⁴
Fittings (konektor dan flensa)	Gas	0.00183	0.00025	4.2 x 10 ⁻⁵
	Cairan Ringan	0.00183	0.00025	8.0 x 10 ⁶
	Cairan Berat	0.00183	0.00025	-
Jalur open-ended	Semua	0.0017	0.0023	-
Koneksi sampling	Semua	0.0150	0.0150	-
Sumber : U.S. EPA, 1995				

Selain itu, faktor emisi sumber *fugitive* yang dipublikasikan oleh SGS yang didasarkan pada kandungan 70% wt CH₄ dan 30% wt VOC juga dapat digunakan sebagai berikut.

Tabel VIII-14 Faktor Emisi Sumber Fugitive – Level Komponen (SGS)

Tipe Fasilitas	Faktor Emisi Rata-rata kg/tahun-komponen
Minyak mentah ringan daratan	1,41
Minyak mentah berat daratan	0,033
Produksi gas daratan	3,86
Minyak dan gas lepas pantai	0,911

IX. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI TANGKI TIMBUN

A. Parameter Emisi

Parameter terkait yang diemisi yang akan dihitung dalam bentuk *working and standing (breathing) losses* dari tangki timbun meliputi:

Tabel IX-1 Parameter Emisi dari Sumber Tangki Timbun

Gas Rumah Kaca	Lain – lain
CH ₄	nmVOC

B. Pembagian Tier dan Metodologi

1. Tier 1

Perhitungan beban emisi berdasarkan volume throughput dan menggunakan faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi.

$$EL = T \times EF \quad (\text{Rumus 46})$$

Keterangan:

EL = beban emisi (ton).

T = *Throughput* tangki timbun (dapat berupa volume atau massa, tergantung faktor emisi yang digunakan).

EF = faktor emisi baku yang dipublikasikan dari berbagai referensi (lihat Tabel 9-2 dan 9-3 di bawah).

Tabel IX-2 Faktor Emisi CH₄ dan nmVOC untuk Tangki Timbun (OGP)

Gas emisi	<i>Fixed roof tanks</i>	<i>Internal floating roof tanks</i>	<i>External floating roof tanks</i>	Unit
CH ₄	0,0000002	0,00000004	0,00000015	ton/ton throughput
nmVOC	0,000112	0,0000002	0,00000085	

Tabel IX-3 Faktor Emisi CH₄ dan nmVOC untuk Tangki Timbun berdasarkan Tipe Tangki (SANGEA)

Tipe Bahan Bakar	Tipe Tangki	Komposisi Emisi		Faktor Emisi Generic		Unit
		Faktor CH ₄	Faktor VOC	Faktor Emisi CH ₄	Faktor Emisi VOC	
Minyak Mentah	Vertical fixed roof (Dark)	0.150	0.850	1.5573E-02	8.8246E-02	Ton/10*3 bbl
Minyak Mentah	Vertical fixed roof (White)	0.150	0.850	1.0688E-02	6.0565E-02	Ton/10*3 bbl
Minyak Mentah	External Floating Roof (White)	0.150	0.850	3.7784E-04	2.1411E-03	Ton/10*3 bbl
Minyak Mentah	External Floating Roof (Dark)	0.150	0.850	4.7178E-04	2.6734E-03	Ton/10*3 bbl
Minyak Mentah	Internal Floating Roof (White)	0.150	0.850	9.7278E-05	5.5124E-04	Ton/10*3 bbl
Minyak Mentah	Internal Floating Roof (Dark)	0.150	0.850	9.8739E-05	5.5952E-04	Ton/10*3 bbl
Bensin	Vertical fixed roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	2.3274E-01	Ton/10*3 bbl
Bensin	Vertical fixed roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	3.4205E-01	Ton/10*3 bbl
Bensin	External Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	1.7044E-02	Ton/10*3 bbl
Bensin	External Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	2.2098E-02	Ton/10*3 bbl
Bensin	Internal Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	3.7379E-03	Ton/10*3 bbl
Bensin	Internal Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	4.9604E-03	Ton/10*3 bbl
JP-4	Vertical fixed roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	6.4499E-02	Ton/10*3 bbl

JP-5	Vertical fixed roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	9.2542E-02	Ton/10*3 bbl
JP-6	External Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	3.9138E-03	Ton/10*3 bbl
JP-7	External Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	4.8039E-03	Ton/10*3 bbl
JP-8	Internal Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	8.8152E-04	Ton/10*3 bbl
JP-9	Internal Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	8.0105E-04	Ton/10*3 bbl
Minyak Tanah	Vertical fixed roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	7.9747E-04	Ton/10*3 bbl
Minyak Tanah	Vertical fixed roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	1.4136E-03	Ton/10*3 bbl
Minyak Tanah	External Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	8.7215E-05	Ton/10*3 bbl
Minyak Tanah	External Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	1.0348E-04	Ton/10*3 bbl
Minyak Tanah	Internal Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	5.6943E-05	Ton/10*3 bbl
Minyak Tanah	Internal Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	5.4143E-05	Ton/10*3 bbl
Minyak Distilasi	Vertical fixed roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	6.1782E-04	Ton/10*3 bbl
Minyak Distilasi	Vertical fixed roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	1.0704E-03	Ton/10*3 bbl
Minyak Distilasi	External Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	7.1049E-05	Ton/10*3 bbl
Minyak Distilasi	External Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	8.9181E-05	Ton/10*3 bbl
Minyak Distilasi	External Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	8.9181E-05	Ton/10*3 bbl
Minyak Distilasi	Internal Floating Roof (White)	0.000	1.000	0.0000E+00	4.7680E-05	Ton/10*3 bbl
Minyak Distilasi	Internal Floating Roof (Dark)	0.000	1.000	0.0000E+00	5.1440E-05	Ton/10*3 bbl

2. Tier 2

Perhitungan beban emisi untuk Tier 2 adalah berdasarkan perhitungan detail sebagai berikut.

a. Fixed Roof Tank

$$L_T = L_S + L_W$$

L_T = total losses, lb/yr
 L_S = standing storage losses, lb/yr
 L_W = working losses, lb/yr

$$L_S = 365 \cdot V_V W_V K_E K_S$$

V_V = vapor space volume, ft³
 W_V = vapor density, lb/ft³
 K_E = vapor space expansion factor, dimensionless
 K_S = vented space saturation factor, dimensionless

$$L_W = 0.0010 M_V P_{VA} Q K_N K_P$$

Q = annual net throughput (tank capacity (bbl) times annual turnover rate), bbl/yr
 K_N = turnover factor, dimensionless
 for turnovers > 36/year, $K_N = (180 + N)/6N$
 for turnovers ≤ 36, $K_N = 1$
 N = number of tank volume turnovers per year
 K_P = working loss product factor, dimensionless
 for crude oils = 0.75
 for all other liquids = 1.0

(Rumus 47)

Perhitungan masing-masing variabel sebagai berikut:

- 1) Vapor density (W_V)

$$W_V = \frac{M_V P_{VA}}{RT_{LA}}$$

(Rumus 48)

Dimana:

M_V = molecular weight.
 P_{VA} = vapour pressure.
 RT_{LA} = temperature.

- 2) Vapor space outage:

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{RO}$$

(Rumus 49)

Dimana:

H_S = tinggi tangki.
 H_L = tinggi cairan.
 H_{RO} = roof outage → $1/3 \cdot SR \cdot RS$.
 SR : roof slope
 RS : tank shell radius = $1/2 D$

- 3) Vapor space volume (V_V)

$$V_V = \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) H_{RO}$$

(Rumus 50)

Keterangan:

D = diameter.
 H_{VO} = vapor space outage.

- 4) Vapor space expansion factor

$$K_E = \frac{\Delta T_V}{T_{LA}} + \frac{\Delta P_V - \Delta P_B}{P_A - P_{VA}}$$

(Rumus 51)

Keterangan: nilai masing – masing besaran mengacu kepada tabel properti bahan bakar yang ditunjukkan oleh Tabel 9-4, kecuali ΔT_V yang merupakan selisih suhu maksimum dan minimum bahan bakar.

Tabel IX-4 Besaran Nilai M_V , P_{VA} , W_I untuk Beberapa Bahan Bakar Cair

Cairan Minyak	Berat Molekul Uap pada suhu 60°F M_V (lb/lb-mole)	Kepadatan Cairan Pada suhu 60°F W_I (lb/gal)	TekananUap (True Vapor Pressure, P_{VA} (psa))						
			40°F	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F
RVP 5 Minyak Mentah	50	7,1	1,8	2,3	2,8	3,4	4,0	4,8	5,7
Minyak Bahan Bakar Destilasi No. 2	130	7,1	0,0031	0,0045	0,0065	0,0090	0,012	0,016	0,022
Bensin RVP 7	68	5,6	2,3	2,9	3,5	4,3	5,2	6,2	7,4
Bensin RVP 7,8	68	5,6	2,5929	3,2079	3,9363	4,793	5,7937	6,9552	8,2952
Bensin RVP 8,3	68	5,6	2,7888	3,444	4,2188	5,1284	6,1891	7,4184	8,8344
Bensin RVP 10	66	5,6	3,4	4,2	5,2	6,2	7,4	8,8	10,5
Bensin RVP 11,5	65	5,6	4,078	4,9997	6,069	7,3132	8,7519	10,4053	12,2949
Bensin RVP 13	62	5,6	4,7	5,7	6,9	8,3	9,9	11,7	13,8
Bensin RVP 13,5	62	5,6	4,932	6,0054	7,2573	8,7076	10,3774	12,2888	14,4646
Bensin RVP 15,0	60	5,6	5,5802	6,774	8,1621	9,7656	11,6067	13,7085	16,0948
Kerosin Jet	130	7,0	0,0041	0,0060	0,0085	0,011	0,015	0,021	0,029
Nafta Jet (JP-4)	80	6,4	0,8	1,0	1,3	1,6	1,9	2,4	2,7
Minyak Sisa No. 6	190	7,9	0,00002	0,00003	0,00004	0,00006	0,00009	0,00013	0,00019

5) Faktor satu rasi ruang pelepasan uap

$$K_S = \frac{1}{1 + 0.053P_{VA}H_{VO}} \quad \text{(Rumus 52)}$$

Keterangan: nilai P_{VA} diambil dari tabel properti bahan bakar dengan nilai besaran tergantung suhu yang dipilih, sedangkan nilai H_{VO} merupakan hasil perhitungan.

b. Tangki atap terapung eksternal

$$L_T = L_{WD} + L_R + L_F + L_D$$

$$L_{WD} = (0.943) Q_C S W_I / D$$

$$L_R = (K_{Ra} + K_{Rb} v^2) P^* D M_V K_C$$

$$L_F = F_F P^* M_V K_C$$

(Rumus 53)

Keterangan:

L_T = kerugian total (lb/tahun)

L_{WD} = kerugian pengambilan (lb/tahun)

L_R = kerugian segel rim dari tangki atap terapung eksternal (lb/tahun)

L_F = kerugian kecocokan dek (lb/tahun)

L_D = kerugian lapisan dek (lb/tahun, nilainya =0 untuk tangki atap terapung eksternal)

Perhitungan masing - masing variabel sebagai berikut:
6) *Withdrawal loss per year (L_{WD})*

$$L_{WD} = 0.943 QCW_L/D$$

(Rumus 54)

Keterangan:

- Q = rata-rata produk yang disimpan per tahun (bbl/tahun)
C_s = *product withdrawal shell clingage factor* (bbl/1000 ft²; lihat Tabel 9-5)
W_L = massa jenis produk (lb/gall)
D = diameter tangki

Tabel IX-5 Faktor *Clingage* Rata-rata (bbl/10³ ft²)

Produk yang Disimpan	Kondisi Pelat		
	Karat Ringan	Karat Pekat	Gunite Lining
Bensin	0,0015	0,0075	0,15
Persediaan komponen-tunggal	0,0015	0,0075	0,15
Minyak Mentah	0,0060	0,030	0,60

^aReferensi 3. Jika tidak ada informasi khusus yang tersedia, nilai yang ada pada tabel ini dapat diasumsikan mewakili kondisi yang pada umumnya atau khususnya di tangki yang baru digunakan.

7) *Kerugian Segel Rim (L_R)*

$$L_R = (K_{Ra} + K_{Rb} V^n) DP^* M_v K_C$$

(Rumus 55)

Keterangan:

- L_{RL} = kerugian segel rim tahunan selama pendaratan atap, lb/tahun
K_{Rd} = faktor kerugian segel rim kecepatan nol angin lb-mole/ft-tahun
K_{Rb} = faktor kerugian segel rim bergantung kecepatan angin, lb-mole/((mph)ⁿ-ft-tahun)
N = segel-berhubungan dengan eksponen kerugian kecepatan angin, tak berdimensi (K_{Ra}, K_{Rb}, dan n khusus untuk konfigurasi segel kerugian yang diberikan)
V = rata-rata lingkungan kecepatan angin, mph
D = diameter tangki, ft
M_v = berat persediaan molekul uap, lb-lb-mole
P* = fungsi tekanan gas, tidak berdimensi
K_C = faktor produk;
K_C = 0,4 untuk minyak mentah;
K_C = 1 untuk semua cairan organik
Nilai dari faktor K_{Ra}, K_{Rb} dan n untuk external floating roof tank dapat dilihat pada Tabel 9-6.

Tabel IX-6 Faktors *Rim Seal Loss* (K_{Ra}, K_{Rb} dan n) untuk *Floating Roof Tanks*

Konstruksi Tangki dan Sistem Segel Rim	Pengukuran Rata-Rata Segel		
	K _{Ra} (lb-mole/ft-yr)	K _{Rb} [lb-mole/(mph) ⁿ -ft-yr]	n (tidak berdimensi)
Tangki yang dilas (<i>Welded Tanks</i>)			
Segel <i>Mechanical-shoe</i>	5.8	0.3	2.1

<i>Primary only</i> ^b	1.6	0.3	1.6
<i>Shoe-mounted secondary</i>	0.6	0.4	4.0
<i>Rim-mounted secondary</i>			
Segel <i>Liquid-mounted</i>			
<i>Primary only</i>	1.6	0.3	1.5
Pelindung Udara (<i>Weather shield</i>)	0.7	0.3	1.2
<i>Rim-mounted secondary</i>	0.3	0.6	0.3
Segel <i>Vapor-mounted</i>	6.7 ^c	0.2	3.0
<i>Primary only</i>	3.3	0.1	3.0
Pelindung Udara (<i>Weather shield</i>)	2.2	0.003	4.3
<i>Rim-mounted secondary</i>			
Tangki yang dipaku (<i>Riveted Tanks</i>)			
Segel <i>Mechanical-shoe</i>			
<i>Primary only</i>	10.8	0.4	2.0
<i>Shoe-mounted secondary</i>	9.2	0.2	1.9
<i>Rim-mounted secondary</i>	1.1	0.3	1.5

Catatan: Faktor rim-seal K_{Ra} , K_{Rb} , dan n hanya dapat digunakan untuk kecepatan angin dibawah 15 mil/jam

^a Referensi 5, kecuali diindikasikan

^b Apabila tidak tersedia informasi yang lebih spesifik, *welded tank* dengan *average-fitting mechanical-shoe seal* utama dapat digunakan untuk mewakili konstruksi umum atau serupa dan segel rim yang digunakan untuk eksternal dan *domed external floating tanks*.

^c Apabila tidak tersedia informasi yang lebih spesifik, nilai ini diasumsikan dapat diterapkan pada sistem segel rim yang saat ini digunakan untuk tangki atap terapung internal.

^d Kolom sumur dan tangga sumur tidak khusus digunakan dengan atap tetap yang dapat digunakan sendiri (*self supported fixed roots*)

^e Referensi 16,19.

^fSebuah slot panduan patok/ccontoh sumur merupakan penyesuaian yang opsional dan tidak selalu digunakan.

^g Pengujian dilakukan dengan posisi mengambang dengan penyeka mengambang pada dan 1 inci di atas penutup bergeser. Pengguna harus berhati-hati terhadap penerapan faktor-faktor ini ke terapung yang diposisikan dengan penghapus atau atas terapung dibawah penutup bergeser ("terapung pendek"). Faktor emisi untuk terapung seperti ini diharapkan berada diantara faktor untuk panduan patok tanpa terapung dan terapung, tergantung posisi terapung atas dan/atau penyeka yang berada dalam panduan patok.

^h Pengujian dilakukan dengan posisi terapung dengan penyeka mengapung dalam ketinggian yang bervariasi berhubungan dengan penutup bergeser. Konfigurasi penyesuaian juga termasuk selongsong patok yang membatasi aliran udara dari ruang uap sumur ke slot panduan patok. Konsekuensinya, posisi terapung dalam panduan patok (diatas, atau dibawah penutup bergeser) tidak diharapkan mempengaruhi level emisi secara signifikan untuk konfigurasi penyesuaian ini , sejak fungsi dari selongsong patok adalah untuk membatasi aliran uap dari ruangan uap di bawah dek ke panduan tiang/patok.

^j $N_{vb} = 1$ untuk atap tanki internal yang mengapung

^k Rintisan cerat tidak digunakan pada dek mengapung internal kontak yang dipaku / *welded contact internal floating decks*.

$$P^* = \frac{\frac{P_{VA}}{P_A}}{\left[1 + \left(1 - \frac{P_{VA}}{P_A}\right)^{0.5}\right]^2}$$

(Rumus 56)

P_{VA} = the true vapor pressure of the materials stored, psia

P_A = atmospheric pressure, psia = 14.7

8) Kerugian Pengukuran Dek [Deck Fitting Loss (L_F)]

$$L_F = F_F P^* M_V K_C$$

(Rumus 57)

Dimana:

$$F_F = \sum_{i=1}^3 (K_{Fi}) (N_{Fi})$$

(Rumus 58)

Tabel IX-7 Faktor *Deck-Fitting Loss* (K_{Fa} , K_{Fb} dan n) dan Jumlah Tipikal dari *Deck Fittings* (N_{F^a})

Tipe Pengukuran dan Detail Konstruksi	Faktor Kerugian			Tipe Jumlah Pengukuran, N_F
	K_{Fa} (lb-mole/yr)	K_{Fb} (lb-mole/(mph) ^m -yr]	n (dimensionless)	
Access hatch (diameter sumur 24 inci)				1
Bolted cover, dengan paking	1.6	0	0	
Unbolted cover, tanpa paking	36 ^c	5.9	1.2	
Unbolted cover, dengan paking	31	5.2	1.3	
Fixed roof support column well ^d				N_c (Tabel 7.1-11)
Pipa bundar, pelindung geser tanpa paking	31			
Pipa bundar, pelindung geser dengan paking	25			
Pipa bundar, flexible fabric sleeve seal	10			
Kolom buatan, pelindung geser tanpa paking	51			
Kolom buatan, pelindung geser dengan paking	33			
Unslotted guide-pole dan well (diameter unslotted pole 8 inci, sedangkan untuk well 21 inci)				1
Pelindung geser tanpa paking	31	150	1.4	
Pelindung geser tanpa paking dengan pole sleeve	25	2.2	2.1	
Pelindung geser dengan paking	25	13	2.2	
Pelindung geser dengan paking dengan pole wiper	14	3.7	0.78	
Pelindung geser dengan paking dengan pole sleeve	8.6	12	0.81	
Slotted guide-pole/sample well (diameter slotted pole 8 inci, sedangkan untuk well 21 inci) ^a				F
Pelindung geser dengan dan tanpa paking	43	270	1.4	
Pelindung geser dengan dan tanpa paking dg float ^g	31	36	2.0	
Pelindung geser dengan paking, dg pole wiper	41	48	1.4	
Pelindung geser dengan paking,	11	46	1.4	

dg pole sleeve				
Pelindung geser dengan paking, dg pole sleeve dan pole wiper	8.3	4.4	1.6	
Pelindung geser dengan paking, dg float dan pole wiper ^g	21	7.9	1.8	
Pelindung geser dengan paking, dg float, pole sleeve dan pole wiper ^h	11	9.9	0.89	
Gauge-float well (automatic gauge)				1
Unbolted cover, tanpa paking	14 ^c	5.4	1.1	
Unbolted cover, dengan paking	4.3	17	0.38	
Bolted cover, dengan paking	2.8	0	0	
Gauge hatch/sample port				1
Weighted mechanical actuation, dengan paking ^b	0.47	0.02	0.97	
Weighted mechanical actuation, tanpa paking	2.3			
Slit fabric seal, 10% open area ^c	12	0	0	
Vaccum breaker				N _{Vb} (Tabel 7.1-13) ^j
Weighted mechanical actuation, tanpa paking	7.8	0.01	4.0	Deck drain
Weighted mechanical actuation, dengan paking ^b	6.2 ^c	1.2	0.94	(diameter 3 inci)
				Open ^b
				90% closed
				1.5
				1.8
				0.21
				0.14
				1.7
				1.1N _d (Tabel 7.1-13)
Stub drain (diameter 1-inci) ^h	1.2			N _d (Table 7.1-15)
Deck leg (diameter 3-inci)				N ₁ (Table 7.1-15),
Adjustable, internal floating deck ^c	7.9			(Table 7.1-14)
Adjustable, pontoon area-tanpa paking ^b	2.0	0.37	0.91	
Adjustable, pontoon area-dengan paking	1.3	0.08	0.65	
Adjustable, pontoon area-sock	1.2	0.14	0.65	
Adjustable, center area-tanpa paking ^b	0.82	0.53	0.14	
Adjustable, center area-dengan paking ^m	0.53	0.11	0.13	
Adjustable, center area-sock ^m	0.49	0.16	0.14	
Adjustable, double-deck roofs	0.82	0.53	0.14	
Fixed	0	0	0	
Rim vent ⁿ				1
Weighted mechanical actuation, tanpa paking	0.68	1.8	1.0	
Weighted mechanical actuation, dengan paking ^b	0.71	0.10	1.0	
Ladder well				1 ^d
Pelindung geser, tanpa paking ^c	98			
Pelindung geser, dengan paking	56			

Catatan: Faktor *deck-fitting loss*, K_{Fa}, K_{Fb}, dan m, hanya dapat digunakan untuk kecepatan angin dibawah 15 mil/jam.

^a Ref. 5, kecuali diindikasikan sebaliknya.

- b Apabila tidak tersedia informasi yang lebih spesifik, nilai ini diasumsikan dapat digunakan untuk mewakili deck fitting umum atau serupa yang digunakan untuk external dan domed external floating tanks.
- c Apabila tidak tersedia informasi yang lebih spesifik, nilai ini diasumsikan dapat digunakan untuk mewakili deck fitting umum atau serupa yang digunakan untuk internal dan domed external floating tanks.
- d Column wells dan ladder wells tidak dapat menggunakan self supported fixed roofs.
- e References 16,19.
- f Slotted guide-pole/sample well bersifat pilihan dan jarang digunakan.
- g Pengujian dilakukan dengan floats yang diposisikan dengan float wiper dan 1 inci di atas sliding cover.
Pengguna mewaspadai pengaplikasian faktor ini pada floats yang diposisikan dengan wiper atau diatas float dibawah sliding cover (float terpendek). Pengeluaran faktor untuk float semacam ini diharapkan terjadi diantara faktor-faktor lain untuk guide-pole tanpa/dengan float, tergantung dari posisi float teratas dan/atau wiper dengan guide-pole.
- h Pengujian dilakukan dengan float yang diposisikan dengan float wiper pada ketinggian yang berbeda dengan mempertimbangkan sliding cover. Konfigurasi ini juga mencakup pole sleeve yang membatasi pergerakan udara dari ruang uap pada sumur menuju slotted guidepole. Sebagai konsekuensi, posisi float dengan guidepole (pada, diatas, atau dibawah sliding cover) diharapkan tidak memberikan dampak yang signifikan pada level emisi pada konfigurasi ini, mengingat fungsi dari pole sleeve adalah untuk membatasi pergerakan uap dari ruang uap dibawah dek menuju guidepole.
- j $N_{vb} = 1$ untuk internal floating roof tanks.
- k Stub drains tidak digunakan pada interaksi antara welded dengan internal floating decks.
- m Faktor kerugian ini merupakan turunan dari hasil pontoon-area deck legs dengan gaskets dan socks.
- n Rim vents hanya digunakan dengan mechanical-shoe primary seals.

Tabel IX-8 *External Floating Roof Tanks*: Jumlah Tipikal dari *Vacuum Breakers* (N_{vb}) dan *Deck Drains* (N_d)^a

Diameter Tanki D (kaki) ^b	Jumlah Vacuum Breakers, N_{vb}		Jumlah Deck drains, N_d
	Pontoon Roof	Double-Deck Roof	
50	1	1	1
100	1	1	1
150	2	2	2
200	3	2	3
250	4	3	5
300	5	3	7
350	6	4	ND
400	7	4	ND

X. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI PROSES BONGKAR MUAT CAIRAN HIDROKARBON

A. Parameter Emisi

Parameter emisi yang berpotensi dihasilkan dari kegiatan bongkar muat cairan hidrokarbon dan perlu dihitung beban emisinya meliputi:

Tabel X-1 Parameter Emisi dari Proses Bongkar Muat Hidrokarbon

Gas Rumah Kaca	Lain – lain
CH ₄	nmVOC

B. Pembagian Tier dan Metodologi

Perhitungan beban emisi dari proses bongkar muat cairan hidrokarbon dapat dilakukan dengan berbagai metoda yang dipilih berdasarkan ketersediaan data. Perbedaan metoda perhitungan tersebut tidak menunjukkan perbedaan tingkat akurasi hasil perhitungan yang

signifikan sehingga untuk perhitungan beban emisi dari proses bongkar muat cairan hidrokarbon ini tidak ada mengaplikasikan konsep Tier.

1. Metoda 1

Perhitungan beban emisi berdasarkan volume cairan yang terlibat dalam proses bongkar muat dan menggunakan faktor emisi tipikal yang dipublikasikan secara umum.

$$EL = T \times EF$$

(Rumus 59)

Dimana:

EL = beban emisi (ton).

TV = *Throughput loaded* (dapat berupa volume atau massa, tergantung faktor emisi yang digunakan).

EF = faktor emisi - faktor emisi baku yang dipublikasikan dari API Compendium atau OGP.

Faktor emisi yang dapat dijadikan acuan ataupun dasar perhitungan untuk menghitung beban emisi dari kegiatan bongkar muat bersumber dari API Compendium 2009 yang disajikan pada Tabel 10-1 dan dari OGP sebagaimana ditampilkan pada Tabel 10-1.

Tabel X-2 Faktor Emisi TOC untuk *Loading Losses* (API Compendium)

Tipe Loading	Unit		Minyak Mentah ^{a,b,c}
Rel/Truk ^d Dasar Laut – Dedicated normal service	Original Units	Lb TOC/10 ³ gal loaded	2
		mg TOC/L loaded	240
	Converted Units ^e	ton TOC/10 ⁶ gal loaded	0.91
		ton TOC/10 ³ m ³ loaded	0.240
Rel/Truk ^d Dasar Laut – Vapor balance service	Original Units	Lb TOC/10 ³ gal loaded	3
		mg TOC/L loaded	400
	Converted Units ^e	ton TOC/10 ⁶ gal loaded	1.51
		ton TOC/10 ³ m ³ loaded	0.400
Rel/Truk ^d Permukaan Laut – Dedicated normal service	Original Units	Lb TOC/10 ³ gal loaded	5
		mg TOC/L loaded	580
	Converted Units ^e	ton TOC/10 ⁶ gal loaded	2.20
		ton TOC/10 ³ m ³ loaded	0.580
Rel/Truk ^d Permukaan Laut – Vapor balance service	Original Units	Lb TOC/10 ³ gal loaded	3
		mg TOC/L loaded	400
	Converted Units ^e	ton TOC/10 ⁶ gal loaded	1.51
		ton TOC/10 ³ m ³ loaded	0.400
Marine Loading ^f – Kapal/tongkang	Original Units	Lb TOC/10 ³ gal loaded	0.61
		mg TOC/L loaded	73
	Converted Units ^e	ton TOC/10 ⁶ gal loaded	0.28
		ton TOC/10 ³ m ³ loaded	0.073
Marine Loading ^f - Tongkang	Original Units	Lb TOC/10 ³ gal loaded	1.0
		mg TOC/L loaded	120

	Converted Units ^e	ton TOC/10 ⁶ gal loaded ton TOC/10 ³ m ³ loaded	0.45 0.120
--	------------------------------	---	---------------

Catatan kaki dan sumber:

- Faktor yang ditunjukkan adalah merupakan total kumpulan organik. AP-42 melaporkan bahwa VOC mencakup kira-kira 85% dari TOC untuk minyak mentah. Karena itu, asumsi sederhana untuk CH₄ unsur dari TOC adalah 15% diluar data spesifik dari lokasi, menyadari bahwa hal ini akan sama dengan melakukan estimasi terhadap emisi yang terlalu tinggi.
- EPA, AP-42, Section 5, Tabel 5.2-5 DAN 5.2-6, 2008.
- Sampel minyak mentah memiliki RVP 5 psia
- Faktor emisi dari pemuatan dengan rel/truk merupakan turunan dengan menggunakan Equation B-5 dengan asumsi suhu cair 60⁰ F.
- Dirubah dari faktor emisi original yang dihasilkan dari unit mg/L di AP-42. Karena itu, round-off errors dapat menghasilkan perbedaan kecil pada saat merubah faktor emisi dari unit lb/10³ galon.
- Marine loading factors didasarkan pada suhu cair 60⁰F.

Tabel X-3 Faktor Emisi CH₄ dan nmVOC Kegiatan *Loading* (OGP)

Gas emisi	Rail/Cars/Tank Truck	Ship Loading	Unit
CH ₄	0,000058	0,000018	Ton/ton throughput
VOC	0,00033	0,0001	

Catatan:

Komposisi diasumsikan 15% CH₄, 85% nmVOC.

2. Metoda 2

Perhitungan beban emisi dengan menggunakan rumus sebagai berikut yang mengacu pada US EPA.

a. *Product fuel loading*

$$E = \text{Fuel Transferred} \times EF$$

(Rumus 60)

Dimana:

E = beban emisi dari kegiatan transfer bahan bakar (ton).

EF = faktor emisi - faktor emisi baku yang dipublikasikan dari US EPA.

Tabel X-4 Faktor Emisi nmVOC untuk Gasoline *Loading* di *Marine Terminal* (US EPA AP-42)

		Faktor Emisi untuk Kapal/Tongkang		Faktor Emisi untuk Tongkang	
Kondisi Tanki Kapal	Kargo Sebelumnya	mg VOC/L transferred	lb VOC/10 ³ gal transferred	mg VOC/L transferred	lb VOC/10 ³ gal transferred
<i>Uncleaned</i>	Rentan*	315	2.6	465	3.9
<i>Ballasted</i>	Rentan	205	1.7	-	-
<i>Cleaned</i>	Rentan	180	1.5	ND	ND
<i>Gas-freed</i>	Rentan	85	0.7	ND	ND
<i>Any condition</i>	Tidak Rentan	85	0.7	ND	ND
<i>Gas-freed</i>	Semua Cargo	ND	ND	245	2.0

Typical Overall Situation	Semua Cargo	215	1.8	410	3.4
---------------------------	-------------	-----	-----	-----	-----

b. Crude Oil Loading

$$C_L = C_A + C_G$$

(Rumus 61)

Dimana:

- C_L = total loading loss dari crude oil loading (lb/10³gal).
- C_A = Arrival emission factor, dikontribusikan oleh uap dari tangki kosong sebelum loading (lb/10³gal), lihat Tabel 10-4.
- C_G = faktor emisi yang dihasilkan, dikontribusikan dari penguapan ketika aktivitas loading (lb/10³gal), lihat Rumus 62.

Tabel X-5 Average Arrival Emission Factors (C_A) untuk Persamaan Emisi Crude Oil Loading (US EPA AP-42)

Kapal/Perahu Tongkang	Kargo Sebelumnya	Faktor Emisi Kedatangan (lb TOC/10 ³ gal)
Uncleaned	Rentan*	0.86
Ballasted	Rentan	0.46
Cleaned or gas-freed	Rentan	0.33
Kondisi lain	Tidak Rentan	0.33

$$C_G = 1.84 \times (0.44 \times P - 0.42) \frac{M \times G}{T}$$

(Rumus 62)

Keterangan:

- P = True vapor pressure dari crude oil yang dimuat (psia).
- M = Berat molekul dari uap (lb/lb-mole).
- G = Growth factor dari uap = 1,2 (dimensionless).
- T = Suhu dari bulk liquid loaded (°R atau °F+460).

3. Metoda 3

Perhitungan beban emisi/loading losses (TOC) pada kegiatan pengisian mobil tangki dan RTW (rail cars) untuk semua jenis BBM termasuk crude dan gasoline menggunakan rumus berikut:

$$L_L = 124 * S * P * M/T$$

(Rumus 63)

Dimana:

- L_L = Loading loss (mg VOC/liter cairan yang dimuat).
- M = Berat molekul dari uap (kg/kgmol).
- P = True vapor pressure dari cairan yang dimuat (kPa, absolute).

T = Suhu dari *bulk liquid loaded* ($^{\circ}\text{K}$ atau $^{\circ}\text{C}+273.15$).

S = Faktor saturasi (lihat Tabel 10-5).

Tabel X-6 Faktor Saturasi (S) untuk Menghitung *Petroleum Liquid Loading Losses* (US EPA AP-42)

Pengangkut Kargo	Metode Operasional	S Factor
Truk tanki dan rel mobil tanki	Pemuatan clean cargo tank di Permukaan Laut	1.45
	Pemuatan di Permukaan Laut: <i>dedicated normal service</i>	1.45
	Pemuatan di Dasar Laut: <i>dedicated vapour balance service</i>	1.00
	Pemuatan di Permukaan Laut: <i>dedicated vapour balance service</i>	1.00
	Pemuatan di Dasar Laut: <i>dedicated normal service</i>	0.60
	Pemuatan clean cargo tank di Dasar Laut	0.50
Kapal Laut	Pemuatan di Dasar Laut: Kapal	0.2
	Pemuatan di Dasar Laut: Tongkang	0.5

X-7 Properties dari Beberapa *Petroleum Liquids*

Petrol	Vapor Molecular Weight at 60 $^{\circ}$ F, W_L (lb/gal)	Liquid Density At 60 $^{\circ}$ F, W_L (lb/gal)	Tekanan Uap yang sebenarnya, P_{VA} (psi)						
			40 $^{\circ}$ F	50 $^{\circ}$ F	60 $^{\circ}$ F	70 $^{\circ}$ F	80 $^{\circ}$ F	90 $^{\circ}$ F	100 $^{\circ}$ F
Minyak Mentah RVP 5	50	7.1	1.8	2.3	2.8	3.4	4.0	4.8	5.7
Bahan Bakar Minyak Terdistilasi	130	7.1	0.0031	0.0045	0.0065	0.0090	0.012	0.016	0.022
Bensin RVP 7	68	5.6	2.3	2.9	3.5	4.3	5.2	6.2	7.4
Bensin RVP 7.8	68	5.6	2.5929	3.2079	3.9363	4.793	5.7937	6.9552	8.2952
Bensin RVP 8.3	68	5.6	2.7888	3.444	4.2188	5.1284	6.1891	7.4184	8.8344
Bensin RVP 10	66	5.6	3.4	4.2	5.2	6.2	7.4	8.8	10.5
Bensin RVP 11.5	65	5.6	4.087	4.9997	6.069	7.3132	8.7519	10.4053	12.2949
Bensin RVP 13	62	5.6	4.7	5.7	6.9	8.3	9.9	11.7	13.8
Bensin RVP 13.5	62	5.6	4.932	6.0054	7.2573	8.7076	10.3774	12.2888	14.4646
Bensin RVP 15.0	60	5.6	5.5802	6.774	8.1621	9.7656	11.6067	13.7085	16.0948

Minyak Tanah	130	7.0	0.0041	0.0060	0.0085	0.011	0.015	0.021	0.029
Naphtha (JP-4)	80	6.4	0.8	1.0	1.3	1.6	1.9	2.4	2.7
Sisa Minyak No.6	190	7.9	0.0000 2	0.0000 3	0.0000 4	0.0000 6	0.0000 9	0.0001 3	0.0001 9

XI. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI PROSES DEHIDRASI

A. Parameter Emisi

Parameter emisi yang berpotensi dihasilkan dari venting kegiatan dehidrasi dengan menggunakan glikol atau *desiccant* dan perlu dihitung beban emisinya adalah sebagai berikut:

Tabel XI-1 Parameter Emisi dari Proses Dehidrasi

Gas Rumah Kaca	Parameter Utama Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009)
CH ₄	nmVOC

B. Pembagian Tier dan Metodologi

1. Parameter CH₄

Unit proses dehidrasi baik yang menggunakan glikol maupun *desiccant* dapat mengemisikan CH₄. Pada dehidrator glikol, CH₄ dilepas ke atmosfer dari hasil regenerasi di *reboiler* sementara pada dehidrator *desiccant*, emisi CH₄ dihasilkan pada saat *vessel* dibuka untuk mengganti tablet *desiccant*. Emisi CH₄ dari dehidrator *desiccant* lebih sedikit daripada dehidrator glikol. Jika venting CH₄ dari proses dehidrasi ini dialirkan ke *flare*, maka perhitungan emisi CH₄ dari proses dehidrasi ini tidak perlu dilakukan dan diganti dengan perhitungan emisi dari proses pembakaran di *flaring*.

a. Tier 1

Perhitungan beban emisi CH₄ pada Tier 1 dari venting proses dehidrasi yang menggunakan glikol adalah mengalikan volume gas yang diproses dengan faktor emisi CH₄ yang mengacu pada pada Table 11-2 dan Tabel 11-3, atau Tabel 11-4 di bawah. Pada Table 11-2, faktor emisi diklasifikasi berdasarkan sektor industri yang didasarkan atas kapasitas rata-rata dehidrator pada masing-masing sektor industri, sementara pada Tabel 11-4, faktor emisi berdasarkan *set up* peralatan rata-rata untuk berbagai sektor industri.

Emisi CH₄ = volume gas yang diproses x faktor emisi CH₄

(Rumus 64)

Tabel XI-2 Faktor Emisi CH₄ dari Proses Dehidrasi Glikol tanpa Sistem Kontrol – tidak termasuk Emisi *Glycol-Gas Assisted Pump* (Sumber: API Compendium, 2009)

Segmen Industri	CH ₄ Faktor Emisi Original Units	CH ₄ Faktor Emisi ^b , Dalam ton	CH ₄ untuk segmen industri	Uncertainty ^c (+/-%)
Produksi	275.57 scf/10 ⁶ scf gas yang	0.0052859 ton/10 ⁶ scf gas	78.8 mole %	191

	diolah	yang diolah 0.18667 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah		
Pengolahan Gas	121.55 scf/10 ⁶ scf gas yang diolah	0.0023315 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah 0.082338 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah	86.8 mole %	249
Transmisi Gas	93.72 scf/10 ⁶ scf gas yang diolah	0.001798 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah 0.06349 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah	93.4 mole %	257
Penyimpanan Gas	117.18 scf/10 ⁶ scf gas yang diolah	0.0022477 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah 0.079377 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah	93.4 mole %	197

Catatan kaki dan sumber:

^aMyers, D.B. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 14: Glycol Dehydrators, Final Report*, GRI-94/0257.31 dan EPA-600/R-96-080n, Gas Research Institute dan U.S. Environmental Protection Agency, June 1996.

^bCH₄ faktor emisi yang dirubah dari scfy berdasarkan 60°F dan 14.7 psia.

^cUncertainty berdasarkan 95% confidence interval; namun demikian, karena data yang digunakan untuk menghitung faktor sumber emisi tidak tersedia, Uncertainty 95% confidence interval dihitung menggunakan uncertainty 90% confidence interval yang tersaji pada sumber, dengan asumsi data pada tingkat 10.

Faktor emisi CH₄ pada Tabel 11-2 di atas, berdasarkan atas kandungan CH₄ default pada masing-masing sektor industri. Jika kandungan CH₄ spesifik berbeda dari nilai default, faktor emisi dapat disesuaikan berdasarkan perbandingan antara kandungan CH₄ spesifik dengan kandungan CH₄ default.

Perhitungan beban emisi CH₄ dengan menggunakan faktor emisi pada Tabel 11-2 hanya mencakup emisi dari proses dehidrasi glikol yang tidak termasuk emisi dari *Glycol-Gas Assisted Pump*. Emisi CH₄ dari *Glycol-Gas Assisted Pump* selanjutnya dapat dihitung dengan menggunakan faktor emisi pada Tabel 11-3 berikut.

Tabel XI-3 Faktor Emisi CH₄ *Kimray Glycol-Gas Assisted Pump* dari GRI/EPA (Sumber: API Compendium, 2009)

Segmen Industri	CH ₄ Faktor Emisi ^a , Original Units	CH ₄ Faktor Emisi ^b , Dalam ton	CH ₄ untuk segmen industri	Uncertainty ^c (+/-%)
Produksi	992.0 scf/10 ⁶ scf gas yang diolah	0.01903 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah	78.8 mole %	82.8
		0.6720 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah		
Pengolahan	177.75 scf/10 ⁶ scf gas yang diolah	0.0034096 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah	86.8 mole %	61.5
		0.12041 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah		

Catatan kaki dan sumber:

^aMyers, D.B. dan M.R. Harrison *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 14: Glycol Dehydrators, Final Report*, GRI-94/0257.31 dan EPA-600/R-96-080n, Gas Research Institute dan U.S. Environmental Protection Agency, June 1996.

^bCH₄ faktor emisi yang dirubah dari scfy berdasarkan 60°F dan 14.7 psia.

^cUncertainty berdasarkan 95% confidence interval; namun demikian, karena data yang digunakan untuk menghitung faktor sumber emisi tidak tersedia, Uncertainty 95% confidence interval dihitung menggunakan uncertainty 90% confidence interval yang tersaji pada sumber, dengan asumsi data pada tingkat 10.

Sementara faktor emisi CH₄ pada Tabel 11-4 dapat digunakan untuk perhitungan beban emisi CH₄ dari proses dehidrasi glikol dan dengan/tanpa *Glycol-Gas Assisted Pump*.

Tabel XI-4 Faktor Emisi CH₄ dari Proses Dehidrasi Glikol Berdasarkan GRI-GLY Calc™ –termasuk Emisi *Glycol-Gas Assisted Pump*

Metode Operasional	CH ₄ Faktor Emisi ^a , Original Units	CH ₄ Faktor Emisi ^b , Dalam ton
Pompa gas tanpa flash separator	82.63 ton/tahun per 10 ⁶ Nm ³ /hari gas yang diolah	0.006410 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah
		0.2264 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah
Pompa gas dengan flash separator	1.98 ton/tahun per 10 ⁶ Nm ³ /hari gas yang diolah	0.000154 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah
		0.00542 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah
Pompa elektrik tanpa flash separator	21.46 ton/tahun per 10 ⁶ Nm ³ /hari gas yang diolah	0.001665 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah
		0.05879 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah
Pompa elektrik dengan flash separator	1.64 ton/tahun per 10 ⁶ Nm ³ /hari gas yang diolah	0.000127 ton/10 ⁶ scf gas yang diolah
		0.00449 ton/10 ⁶ m ³ gas yang diolah

Catatan kaki dan sumber:

^aTexaco, 1999. Berdasarkan hasil dari GRI Report No. GRI-98/0073, *Investigation of Condenser Efficiency for HAP Control from Glycol Dehydrator Reboiler Vent Streams: Analysis of Data from the EPA 114 Questionnaire and GRI's Condenser Monitoring Program*.

^bUncertainty data tidak tersedia pada sumber ini.

^cCH₄ faktor emisi berdasarkan 60°F DAN 14.7 psia.

Jika *stripping gas* berupa gas alam diterapkan untuk membantu menyisahkan air dan senyawa lain yang tertangkap pada glikol, Tabel 11-2, Tabel 11-3, dan Tabel 11-4 tidak dapat digunakan untuk menghitung emisi CH₄. Dalam hal ini perhitungan dilakukan dengan menggunakan *software* GRI-GLYCalc™. Akan tetapi jika *stripping gas* yang digunakan berupa *flash gas* atau nitrogen, Tabel 11-2, Tabel 11-3, dan Tabel 11-4 dapat diacu untuk menghitung emisi CH₄ karena emisi CH₄ tidak bertambah.

Untuk proses dehidrasi yang menggunakan *desiccant*, perhitungan beban emisi CH₄ pada Tier 1 menggunakan rumus berikut:

$$GLD = \frac{H \times D^2 \times \pi \times P_2 \times G \times N}{4 \times P_1}$$

(Rumus 65)

Keterangan:

- GLD = gas yang hilang dari desiccant dehydrator, scf/yr
H = tinggi dehidrator kapal, ft;
D = diameter dehidrator kapal;
P₂ = tekanan gas, psia;
P₁ = tekanan atmosfer, 14.7 psia;
G = gas
N = jumlah perubahan desiccant per tahun

$$Emisi CH_4 = GLD \times CH_4 \text{ molar content} \times \frac{lbmole CH_4}{379.3 scf CH_4} \times \frac{16 lb CH_4}{lbmole CH_4} \times \frac{tonnes}{2204.62 lb}$$

(Rumus 64)

b. Tier 2

Perhitungan beban emisi CH₄ pada Tier 2 hanya berlaku untuk venting proses dehidrasi glikol, yaitu dengan menggunakan *process simulator* atau *software* seperti GRI-GRYCalc™. Informasi yang diperlukan antara lain berupa komposisi gas hidrokarbon basah, laju alir gas basah, temperatur dan tekanan gas basah, kandungan air dari gas basah dan kering, laju alir glikol, laju alir *stripping gas* yang digunakan, keberadaan *gas-driven glycol pump*, serta temperatur dan tekanan *flash tank*.

c. Tier 3

Perhitungan beban emisi CH₄ pada Tier 3 adalah berdasarkan hasil pengukuran, yaitu mengalikan konsentrasi CH₄ yang terukur pada gas yang diventing (koreksi O₂ sebesar 0%) dengan laju alirnya.

Perhitungan ini berlaku untuk proses dehidrasi baik yang menggunakan glikol maupun *desiccant*. Laju alir gas dihitung berdasarkan hasil pengukuran kecepatan gas dikali luas penampang *stack* yang diukur pada keadaan standar (25°C dan tekanan 1 atm) dan kondisi kering.

Rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$E = V \times C_{CH_4} \times 0.031536$$

(Rumus 65)

Keterangan:

- E = beban emisi (ton/tahun)
V = laju alir gas yang diventing (m³/s)
C_{CH₄} = konsentrasi CH₄ (mg/m³)
0.031536 = konversi mg ke ton dan detik ke tahun

2. Parameter nmVOC

Perhitungan beban emisi untuk parameter nmVOC dari proses dehidrasi glikol maupun *desiccant* dilakukan dengan mengalikan konsentrasi kandungan hidrokarbon terukur pada gas yang diventing (koreksi O₂ sebesar 0%) dengan laju alirnya. Perhitungan beban emisi nmVOC ini tidak menerapkan Tier karena Peraturan Menteri LH No. 13 tahun 2009 telah mewajibkan pengukuran konsentrasi nmVOC pada gas yang diventing. Laju alir gas dihitung berdasarkan hasil

pengukuran kecepatan gas dikali luas penampang *stack* yang diukur dalam keadaan standar (25°C dan tekanan 1 atm) dan kondisi kering.

Rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:, yang sesuai dengan

$$E = V \times C_{nmVOC} \times 0.031536$$

(Rumus 66)

Keterangan:

E = beban emisi (ton/tahun)

V = laju alir gas yang diventing (m³/s)

C_{nmVOC} = konsentrasi nmVOC (mg/m³)

0.031536 = konversi mg ke ton dan detik ke tahun

XII. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI REGENATOR KATALIS UNIT PERENKAHAN KATALITIK ALIR (*FLUID CATALYTIC CRACKING UNIT*)

A. Parameter emisi

Parameter emisi yang berpotensi dihasilkan dari kegiatan unit perengkahan katalitik alir dan perlu dihitung beban emisinya meliputi:

Tabel XII-1 Parameter Beban Emisi dari Regenerator Katalis Unit Perengkahan Katalitik Alir

Gas Rumah Kaca	Parameter Utama (Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009)
CO ₂	SO _x NO _x

B. Pembagian Tier dan Metodologi

Perhitungan beban emisi dari proses regenerasi katalis unit perengkahan katalitik alir dapat dilakukan dengan berbagai metoda yang dipilih berdasarkan ketersediaan data. Perbedaan metoda perhitungan tersebut tidak menunjukkan perbedaan tingkat akurasi hasil perhitungan sehingga untuk perhitungan beban emisi dari regenerator katalis unit perengkahan katalitik alir tidak mengaplikasikan konsep Tier.

1. Parameter CO₂

a. Metode 1

Metode ini digunakan untuk menghitung emisi CO₂ apabila partial pressure dari CO₂ dan CO serta konsentrasi flue gas tidak diketahui. Pendekatan pertama yang digunakan adalah *coke burn rate* yang dinyatakan dalam *mass per year*. Emisi CO₂ dapat dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$ECO_2 = CC_{AVG} \times CF \times \frac{44 \text{ mass units } CO_2/\text{mole}}{12 \text{ mass units } C/\text{mole}}$$

(Rumus 67)

Keterangan:

ECO₂ = Emisi CO₂ dalam satuan massa (pounds, kg, ton) per tahun

CC_{AVG} = rata-rata harian *coke burn rate* dalam satuan massa/tahun

CF = fraksi karbon dalam *coke* yang dibakar (jika tidak diketahui, gunakan default = 1)

- 44 = berat molekul dari CO₂ ; dan
 12 = berat molekul karbon (*coke* diasumsikan sebagai karbon)

b. Metode 2

Perhitungan ini dilakukan apabila tekanan parsial CO₂ dan CO diketahui, sehingga emisi CO₂ dapat dihitung dengan rumus :

$$ECO_2 = [K_1 \times Q_r \times (P_{CO_2} + P_{CO})] \times \frac{44 \text{ mass units CO}_2/\text{mole}}{12 \text{ mass units C/mole}} \times H$$

(Rumus 68)

$$Q_r = \frac{79 \times Q_a + (100 - P_{O_2}) \times Q_{O_2}}{100 - P_{CO_2} - P_{CO} - P_{O_2}}$$

(Rumus 69)

Keterangan:

- ECO₂ = emisi CO₂ (lb/year atau kg/year)
 K₁ = *carbon conversion factor burn term* (0.0186 lb-min/hr-dscf-% atau 0.2982 kg-min/hr-dscm-, dapat dilihat pada Tabel 12-2)
 Q_r = debit volumetrik *exhaust* gas sebelum memasuki sistem kontrol emisi (dscf/min atau dscm/min)
 P_{CO₂} dan P_{CO} = persen konsentrasi CO₂ dan CO, pada *exhaust regenerator*. Percent by volume (*dry basis*), dan
 H = waktu operasional tahunan (jam/tahun) ; yaitu 8760 jam/tahun jika dioperasikan secara terus menerus sepanjang tahun

Variabel K1, K2 atau K3 mengacu pada Tabel 12-2.

Tabel XII-2 Coke Burn Rate Material Balance Conversion Factors (*API Compendium 2009*)

Variable	Variable yang diajukan	Nilai	Unit
K ₁	Pembakaran karbon	0.2982	(kg min)/(hr dscm %)
		0.0186	(lb min)/(hr dscf %)
K ₂	Pembakaran Hidrogen dari O ₂ Air	2.0880	(kg min)/(hr dscm %)
		0.1303	(lb min)/(hr dscf %)
K ₃	Pembakaran Hidrogen dari O ₂ dan CO ₂	0.0994	(kg min)/(hr dscm)
		0.0062	(lb min)/(hr dscf)

c. Metode 3

Digunakan apabila terdapat data *air blower capacity* dan konsentrasi *flue gas*, sehingga emisi CO₂ dapat dihitung dengan rumus:

$$ECO_2 = (AR + SOR) \times (FCO_2 + FCO) \times \frac{44}{\text{molar volume conversion}} \times H$$

(Rumus 70)

Keterangan:

ECO ₂	= Emisi CO ₂ dalam satuan massa (pounds, kg, ton) per tahun
AR	= air rate dalam standard feet ³ atau m ³ , dalam basis kering (<i>dry basis</i>)
SOR	= Supplemental Oxygen Rate (jika ada) dalam standard feet ³ atau m ³ per menit, dalam basis kering (<i>dry basis</i>)
FCO ₂	= fraksi CO ₂ dalam flue gas, dalam dry basis (dinyatakan dalam angka "0.12" untuk nilai 12%, bukan 12)
FCO	= fraksi CO dalam flue gas, dalam dry basis (dinyatakan dalam angka "0.08" untuk nilai 8%, bukan 8)
Molar volume Conversion	= konversi dari volume molar menjadi satuan massa (379.3 scf/lbmole atau 23.685 m ³ /kgmole); dan
H	= waktu operasional tahunan (menit/tahun) ; yaitu 525600 jam/tahun jika dioperasikan secara terus menerus sepanjang tahun

Untuk unit RCC dengan *Partial Combustion*, perlu dilakukan perhitungan emisi *supplemental firing* dengan rumus sebagai berikut :

$$\text{Emisi CO}_2 = \% C_n \times \text{FG} \times \text{EF } C_n \times H \quad (\text{Rumus 71})$$

Keterangan:

Emisi CO ₂	= beban emisi CO ₂ (ton/tahun)
%C _n	= fraksi C _n dalam fuel gas(%)
FG	= Pemakaian fuel gas(ton/jam)
	= Fuel gas(kNm ³ /jam) x (BM/22,4)
EF C _n H _n	= faktor emisi C _n H _n , dapat dilihat pada Tabel 12-3
H	= <i>operating hours</i> (jam/tahun)

Tabel XII-3 Faktor Emisi Hidrokarbon (SGS)

Hidrokarbon	Faktor Konversi Ton CO ₂ /ton bahan bakar
Metana CH ₄	2,75
Etana C ₂ H ₄	2,93
Propana C ₃ H ₈	3,00
Butana C ₄ H ₁₀	3,03
Pentana C ₃ H ₁₄	3,06
Oktana C ₈ H ₁₈	3,09
Dekana C ₁₀ H ₂₂	3,10
C ₁₂ H ₂₅	3,11
C ₁₅ H ₃₂	3,11
C ₂₂ H ₄₅	3,12
Batubara C _n (44/12)	3,67
Bahan bakar gas/Turbin Gas/Mesin Gas/Pemanas	2,75

Gas (mengasumsikan metana murni)	
Gas yang Dibeli (C1 sampai C3)	2,80
Bensin (C5 sampai C12)	3,08
Kerosin (bahan bakar jet) (C10 sampai C14)	3,11
Diesel (C15 sampai C22)	3,12
Standar Kilang Bahan Bakar	3,14
Bahan bakar minyak berat untuk kelautan	3,17
Minyak mentah	3,21
Batubara/kokas FCC	3,67

2. Parameter SO₂

Perhitungan parameter SO₂ hanya menerapkan satu metode dengan rumus sebagai berikut :

$$SO_2 \text{ (ton/thn)} = 2 \times \text{coke terbakar (ton/thn)} \times \text{kandungan sulphur dalam coke (fraksi berat)} \quad (\text{Rumus 72})$$

$$\text{Kandungan sulphur di dalam coke} = R \times \text{kandungan sulphur dalam feed (\% berat)} \quad (\text{Rumus 73})$$

Dimana :

R = 1.1 untuk *Vacuum Gas Oil*

R = 2.0 untuk *Hydrotreated Gas Oil*

R = 1.8 untuk *residue*

R = 3.1 untuk *Hydrotreated Residue*

3. Parameter NO₂

Perhitungan beban emisi NO₂ dilakukan melalui beberapa tahapan,, yaitu:

1. Menentukan konsentrasi NO₂ dalam *flue gas*. Langkah ini terbagi dua, berdasarkan % volume oksigen dalam *flue gas*.

- a. Untuk O₂ < 2.5% volume, maka :

$$NO_2(\text{ppmv}) = 56 + (0.229 N_{\text{feed}}) + 1.63 (T_{\text{regen}} + 680) + 117.1 (O_2 + 2) \quad (\text{Rumus 74})$$

Keterangan:

NO₂ = konsentrasi NO₂ di dalam flue gas (basis kering) dalam satuan ppmv

N_{feed} = total nitrogen dalam feed dalam satuan ppmv

T_{regen} = temperatur bed regenerator

O₂ = % volume oksigen dalam flue gas

- b. Untuk O₂ > 2.5% volume, maka :

$$NO_2(\text{ppmv}) = 56 + (0.229 N_{\text{feed}}) + 1.63 (T_{\text{regen}} + 680) + 117.1 (O_2 + 2) \quad (\text{Rumus 75})$$

Keterangan:

NO_2 = konsentrasi NO_2 di dalam flue gas (basis kering) dalam satuan ppmv

N_{feed} = total nitrogen dalam feed dalam satuan ppmv

T_{regen} = temperatur bed regenerator

O_2 = 2.5 % volume untuk dasar perhitungan

2. Menghitung beban emisi parameter NO_2 , dengan dua alternatif formula perhitungan, berdasarkan jenis pembakaran.

a. *Full Burn Unit*

$$\text{Emisi } NO_2 \text{ (ton/tahun)} = NO_2(\text{ppmv}) \times C_1 \times (23 \times 10^{-6}) \quad (\text{Rumus 76})$$

Keterangan:

C_1 = Jumlah Coke terbakar dalam FCC (ton/thn) + fuel oil dan/atau torch oil (ton/thn)

b. *Partial Burn Unit*

$$\text{Emisi } NO_2(\text{ton/tahun}) = 0.55 \times \text{emisi } NO_2 \text{ (ton/tahun)} \quad (\text{Rumus 77})$$

XIII. PERHITUNGAN BEBAN EMISI DARI UNIT PENTAWARAN GAS KECUT CO_2 (CO_2 REMOVAL UNIT)

A. Parameter Emisi

Parameter beban emisi yang dihitung adalah parameter gas rumah kaca sebagai berikut:

Tabel XIII-1 Parameter Emisi dari Unit Pentawaran Gas Kecut CO_2 (CO_2 Removal Unit)

Gas Rumah Kaca
CO_2 CH_4

B. Pembagian Tier dan Metodologi

Perhitungan beban emisi untuk unit pentawaran gas kecut CO_2 tidak menerapkan konsep Tier dimana metodologi perhitungannya mengacu pada API compendium 2009.

1. Perhitungan Emisi CO_2

Unit pentawaran gas kecut CO_2 dapat langsung melepas CO_2 dari aliran gas kecut yang telah ditangkap pada sistem *Amine* ke atmosfer. Dalam hal ini emisi CO_2 dapat dihitung berdasarkan neraca massa menggunakan data volume gas kecut yang diproses, konsentrasi CO_2 sebelum dan sesudah unit pentawaran kecut, sebagaimana formula berikut (API Compendium Equation 5-2):

$$E_{CO_2} = \left[\left(\frac{\text{Volume}}{\text{time}} \times CO_2 \text{ mole\%} \right)_{\text{sour}} - \left(\frac{\text{Volume}}{\text{time}} \times CO_2 \text{ mole\%} \right)_{\text{sweet}} \right] \times \frac{44}{\text{molar volume conversion}}$$

(Rumus 78)

E_{CO_2} = beban emisi CO_2 per tahun (dalam pounds atau kg)

- Volume = volume dari gas kecut (sour gas) dan sweet gas (dalam scf atau m³ pada kondisi STP)
- Sour = mengacu pada inlet gas kecut (sour gas) yang belum diolah. Gas asam biasanya terdiri dari CO₂ dan H₂S.
- Sweet = mengacu pada gas yang telah diolah/dipisahkan dari H₂S dan CO₂ (dalam bentuk gas jual atau kualitas gas pipeline).
- CO₂ mole% = konsentrasi dalam bentuk molar (volume) gas kecut (sour gas) dan sweet gas. Jika konsentrasi sweet gas tidak diketahui, maka dapat diasumsikan 0%, dan diakui sebagai kelebihan estimasi emisi. Catatan: Biasanya spesifikasi gas pipeline membatasi konsentrasi CO₂ hanya sebesar 2% atau kurang.
- Konversi volume molar= konversi dari volume molar ke beban (379,3 scf/lbmole atau 23,685 m³/kgmole)

2. Perhitungan Emisi CH₄

Amine pada unit pentawaran gas kecut CO₂ dapat menangkap sedikit CH₄ dari aliran gas kecut yang dikontakkan dimana dari hasil regenerasi, CH₄ tersebut akan dilepas ke atmosfer dari *venting system reboiler*. Jumlah CH₄ yang diventing tersebut dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut:

$$\text{Emisi CH}_4 = \text{volume gas kecut atau jumlah unit pentawaran} \times \text{faktor emisi CH}_4$$

(Rumus 79)

Tabel 13-2 di bawah menampilkan faktor emisi CH₄ yang dapat digunakan berdasarkan volume gas kecut atau jumlah unit pentawaran gas kecut CO₂.

Tabel XIII-2 Faktor Emisi CH₄ untuk Unit Pentawaran Gas Kecut CO₂

Sumber	Faktor Emisi Metan ^a , Original Units	Faktor Emisi Metan ^b , dalam ton	Uncertainty ^c (+/-%)
AGR vent	965 scf/10 ⁶ scf treated gas	0.0185 ton/10 ⁶ scf gas diolah 0.654 ton/10 ⁶ m ³ gas diolah	119
	33.794 scfd/AGR unit	0.6482 ton/hari-AGR unit	125

Catatan kaki dan sumber:

^aMyers, D.B. dan M.R. Harrison *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 14: Glycol Dehydrators, Final Report*, GRI-94/0257.31 dan EPA-600/R-96-080n, Gas Research Institute dan U.S. Environmental Protection Agency, June 1996. Berdasarkan DEA unit.

^bCH₄ faktor emisi yang dirubah dari scfy berdasarkan 60°F dan 14.7 psia. Berdasarkan DEA unit.

^cUncertainty berdasarkan 95% confidence interval dihitung menggunakan uncertainty 90% confidence interval untuk data yang digunakan untuk mengembangkan faktor emisi yang sebenarnya

Perbandingan beberapa faktor emisi baku antara API Compendium dan OGP

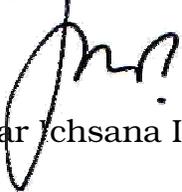
Tipe Bahan Bakar	Faktor Emisi CO ₂		
	API Compendium	OGP	
	(tons/10 ⁶ Btu - HHV)	Awal(t/t)	Dikonversi (tons/10 ⁶ Btu - HHV)
Gas/Minyak Diesel	0,0742	3,2	0,0739
delta	0,4	%	
Gas Alam (saluran pipa)	0,0531	2,75	0,0514
delta	3,2	%	

MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

BALTHASAR KAMBUAYA

Salinan sesuai dengan aslinya
Kepala Biro Hukum dan Humas,



Inar Ichsana Ishak

LAMPIRAN II
 PERATURAN MENTERI NEGARA
 LINGKUNGAN HIDUP
 REPUBLIK INDONESIA
 NOMOR 12 TAHUN 2012
 TENTANG
 PEDOMAN PENGHITUNGAN BEBAN
 EMISI KEGIATAN INDUSTRI MINYAK DAN
 GAS BUMI

FORMAT PELAPORAN PERHITUNGAN BEBAN EMISI SUMBER TIDAK
 BERGERAK BAGI USAHA DAN/ATAU KEGIATAN MINYAK DAN GAS BUMI

A. Format Pelaporan

	LAPORAN PERHITUNGAN BEBAN EMISI SUMBER TIDAK BERGERAK BAGI USAHA DAN/ATAU KEGIATAN MINYAK DAN GAS BUMI PERIODE : TAHUN																	
IDENTITAS PERUSAHAAN																		
NAMA PERUSAHAAN :																		
ALAMAT PERUSAHAAN :									ALAMAT KEGIATAN/LAPANGAN :									
Jalan :									Jalan :									
Kabupaten/Kota :									Kabupaten/Kota :									
Provinsi :									Provinsi :									
No. Telp./Fax :									No. Telp./Fax :									
HASIL PERHITUNGAN BEBAN EMISI																		
Pembakaran Dalam dan Luar																		
	Parameter			X1			X2			X3			X(dst)					
No	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	
1																		
2																		
dst																		
Total																		
Suar Bakar																		
	Parameter			X1			X2			X3			X(dst)					
No	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	
	LP Flare																	
	HP Flare																	
	DLL																	
Thermal Oxidizer & Incinerator Gas Kecut																		
	Parameter			X1			X2			X3			X(dst)					
No	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	
	LP Flare																	
	HP Flare																	

DLL																	
-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Unit Penangkap Sulfur

No	Parameter			X1			X2			X3			X(dst)				
	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)
	LP Flare																
	HP Flare																
	DLL																

Sumber Fugitive

No	Parameter			X1		X2		
	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton eq. CO2)
	LP Flare							
	HP Flare							
	DLL							

Tangki Timbun

No	Parameter			X1		X2		
	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton eq. CO2)
	LP Flare							
	HP Flare							
	DLL							

Loading & Unloading

No	Parameter			X1		X2		
	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton eq. CO2)
	LP Flare							
	HP Flare							
	DLL							

Unit Proses Dehidrasi

No	Parameter			X1		X2		
	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton eq. CO2)
	LP Flare							
	HP Flare							
	DLL							

Fluid Catalytic Cracking Unit

No	Parameter			X1			X2			X3			
	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO2)
	LP Flare												
	HP Flare												
	DLL												

Unit Pentawaran CO₂

No	Parameter			X1		X2			
	Peralatan	Kode	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Tier	Referensi Faktor Emisi yang Digunakan ¹⁾	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO ₂)
	LP Flare								
	HP Flare								
	DLL								

Catatan:

- ¹⁾ Pada kolom ini tuliskan referensi faktor emisi yang digunakan, spesifik berdasarkan gas komposisi atau referensi publik (misalnya: API Compendium, OGP, dan lain-lain)
- Faktor konversi untuk menentukan besaran *ton equivalent CO₂*:
- | Parameter | Sampai 2012 | Setelah 2012 |
|------------------|-------------|--------------|
| CH ₄ | 21x | 25x |
| N ₂ O | 310x | 298x |
- Perhitungan beban emisi dilakukan berdasarkan *asset/field based*, bukan berdasarkan *equity based*

B. Rangkuman Format Pelaporan

	LAPORAN PERHITUNGAN BEBAN EMISI SUMBER TIDAK BERGERAK BAGI USAHA DAN/ATAU KEGIATAN MINYAK DAN GAS BUMI PERIODE : JANUARI – DESEMBER, TAHUN																																																								
IDENTITAS PERUSAHAAN																																																									
NAMA PERUSAHAAN :																																																									
ALAMAT PERUSAHAAN :	ALAMAT																																																								
Jalan :	KEGIATAN/LAPANGAN :																																																								
Kabupaten/Kota :	Jalan :																																																								
Provinsi :	Kabupaten/Kota :																																																								
No. Telp./Fax :	Provinsi :																																																								
	No. Telp./Fax :																																																								
RANGKUMAN HASIL PERHITUNGAN BEBAN EMISI																																																									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sumber Emisi</th> <th>Parameter</th> <th>Beban Emisi (ton)</th> <th>Beban Emisi (ton eq. CO₂)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">Pembakaran Dalam dan Luar</td> <td>CO₂</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>N₂O</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>SO_x</td> <td></td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td>NO_x</td> <td></td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td>PM</td> <td></td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Suar Bakar</td> <td>CO₂</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>N₂O</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>NO_x</td> <td></td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td>PM</td> <td></td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">Thermal Oxidizer & Incinerator Gas Kecut</td> <td>CO₂</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>N₂O</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>SO_x</td> <td></td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td>Unit Penangkap Sulfur</td> <td>CO₂</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Sumber Emisi	Parameter	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO ₂)	Pembakaran Dalam dan Luar	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			SO _x		N/A	NO _x		N/A	PM		N/A	Suar Bakar	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			NO _x		N/A	PM		N/A	Thermal Oxidizer & Incinerator Gas Kecut	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			SO _x		N/A	Unit Penangkap Sulfur	CO ₂		
Sumber Emisi	Parameter	Beban Emisi (ton)	Beban Emisi (ton eq. CO ₂)																																																						
Pembakaran Dalam dan Luar	CO ₂																																																								
	CH ₄																																																								
	N ₂ O																																																								
	SO _x		N/A																																																						
	NO _x		N/A																																																						
	PM		N/A																																																						
Suar Bakar	CO ₂																																																								
	CH ₄																																																								
	N ₂ O																																																								
	NO _x		N/A																																																						
	PM		N/A																																																						
Thermal Oxidizer & Incinerator Gas Kecut	CO ₂																																																								
	CH ₄																																																								
	N ₂ O																																																								
	SO _x		N/A																																																						
Unit Penangkap Sulfur	CO ₂																																																								

		CH ₄		
		N ₂ O		
		SO _x		N/A
Fugitive		nmVOC		N/A
		CH ₄		
Tangki Timbun		nmVOC		N/A
		CH ₄		
Loading & Unloading		nmVOC		N/A
		CH ₄		
Unit Dehidrasi		nmVOC		N/A
		CH ₄		
Fluid Catalytic Cracking Unit		CO ₂		
		SO _x		N/A
		NO _x		N/A
Unit Pentawaran CO ₂		CO ₂		
		CH ₄		

Catatan

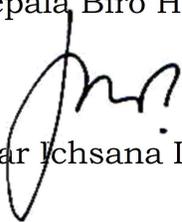
¹⁾ VOC adalah *volatile organic compound*; tidak termasuk metana dan etana

MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP
REPUBLIC INDONESIA,

ttd

BALTHASAR KAMBUAYA

Salinan sesuai dengan aslinya
Kepala Biro Hukum dan Humas,



Inar Ichsana Ishak