

**SEGUNDO INVENTÁRIO BRASILEIRO DE
EMISSÕES ANTRÓPICAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA**

RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA

**EMISSÕES FUGITIVAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA
INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**



Ministério da Ciência e Tecnologia

2010

PRESIDENTE DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
LUÍS INACIO LULA DA SILVA

VICE-PRESIDENTE DA REPÚBLICA
JOSÉ DE ALENCAR GOMES DA SILVA

MINISTRO DE ESTADO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA
SERGIO MACHADO REZENDE

SECRETÁRIO EXECUTIVO
LUÍZ ANTONIO RODRIGUES ELIAS

SECRETÁRIO DE POLÍTICAS E PROGRAMAS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO
LUIS ANTONIO BARRETO DE CASTRO

EXECUÇÃO

COORDENADOR GERAL DE MUDANÇAS GLOBAIS DE CLIMA
JOSÉ DOMINGOS GONZALEZ MIGUEZ

COORDENADOR TÉCNICO DO INVENTÁRIO
NEWTON PACIORNIK

**SEGUNDO INVENTÁRIO BRASILEIRO DE
EMISSÕES ANTRÓPICAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA**

RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA

**EMISSÕES FUGITIVAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA
INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

Elaborado por:

Petrobras

Ministério da Ciência e Tecnologia

2010

Publicação do Ministério da Ciência e Tecnologia

Para obter cópias adicionais deste documento ou maiores informações, entre em contato com:

Ministério da Ciência e Tecnologia
Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento
Departamento de Programas Temáticos
Coordenação Geral de Mudanças Globais de Clima
Esplanada dos Ministérios Bloco E 2º Andar Sala 268
70067-900 - Brasília - DF
Telefone: 61 3317-7923 e 3317-7523
Fax: 61 3317-7657
e-mail: cpmg@mct.gov.br
<http://www.mct.gov.br/clima>

Elaboração e Revisão:

Ana Carolina Avzaradel
Newton Paciornik

Revisão de Editoração:

Márcia dos Santos Pimenta

A realização deste trabalho só foi possível com o apoio financeiro e administrativo do:

Fundo Global para o Meio Ambiente - GEF

Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - PNUD

Projeto BRA/05/G31
EQSW 103/104 lote 1 bloco D Setor Sudoeste.
70670-350 - Brasília - DF
Telefone: 61 3038-9065
Fax: 613038-9009
e-mail: registry@undp.org.br
<http://www.undp.org.br>

Agradecimentos:

Expressamos nossa mais profunda gratidão, pelos constantes incentivos e apoio em todos os momentos aos trabalhos realizados, ao Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia, Dr. Sérgio Rezende, e ao Secretário Executivo, Dr. Luis Elias. Estendemos nossos agradecimentos ao Dr. Eduardo Campos, que ocupou a pasta de 2004 a 2005 e ao Dr. Luiz Fernandes, que representou a Secretaria Executiva de 2004 a 2007.

Agradecemos às equipes do GEF, do PNUD e da ABC/MRE por meio dos dirigentes dessas instituições: Sra. Monique Barbut, Dr. Jorge Chediek e Ministro Marco Farani, respectivamente, e, em particular, algumas pessoas muito especiais sem as quais a realização desse trabalho não teria sido possível: Robert Dixon, Diego Massera e Oliver Page, do GEF; Rebeca Grynstan, do PNUD/Latino América e Caribe; Kim Bolduc, Eduardo Gutierrez, Carlos Castro, Rose Diegues, Luciana Brant, do PNUD-Brasil, bem como Márcio Corrêa e Alessandra Ambrosio, da ABC/MRE. Agradecemos, igualmente, à equipe da ASCAP/MCT, por meio de sua dirigente, Dra. Ione Egler. Agradecemos, por fim, à equipe da Unidade de Supervisão Técnica e Orientação Jurídica do PNUD-Brasil. A todas essas pessoas, por seu apoio e liderança neste processo, nosso mais sincero agradecimento.

Índice

	Página
<i>Apresentação</i> _____	8
<i>Sumário Executivo</i> _____	9
1. Introdução _____	12
2. Atividades de Óleo e Gás Natural _____	13
2.1 Fontes de emissão de metano e dióxido de carbono _____	14
3. Metodologia _____	16
3.1 Flare _____	16
3.1.1 Metodologia para Estimativa das Emissões de CO ₂ _____	16
3.1.2 Metodologia para Estimativa das Emissões de CH ₄ _____	17
3.1.3 Metodologia para Estimativa das Emissões de N ₂ O _____	18
3.2 Gás ventilado - Vent _____	18
3.2.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	18
3.3 Descompressão _____	18
3.3.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	18
3.4 Tanques de <i>flash</i> de metano _____	19
3.4.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	19
3.5 MEA/DEA _____	21
3.5.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂ _____	21
3.6 Desidratação a glicol _____	22
3.6.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	22
3.7 PIG _____	22
3.7.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	22
3.8 Fugitivas _____	23
3.8.1 Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH ₄ _____	23
3.9 Gasoduto _____	25
3.9.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	25
3.10 FCC _____	26
3.10.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂ _____	26
3.11 Atividades de Perfuração _____	26

3.11.1	<i>Metodologia para estimativa das emissões de CO₂ e CH₄</i>	26
3.12	Unidade de Geração de Hidrogênio	27
3.12.1	<i>Metodologia para estimativa das emissões de CO₂</i>	27
3.12.2	<i>Metodologia para estimativa das emissões de CH₄ e N₂O</i>	28
4.	Dados	28
4.1	Coleta de dados	28
4.2	Métodos utilizados para extrapolação dos dados	30
5.	Resultados	31
5.1	E&P	32
5.2	Refino	33
5.3	Transporte	34
5.4	Emissões Totais	35
6.	Referências Bibliográficas	38

Lista de Tabelas

	Página
<i>Tabela 1 - Dados de entrada para o cálculo de flash em tanques</i> _____	20
<i>Tabela 2 - °API para cada uma das constantes C_1, C_2 e C_3</i> _____	21
<i>Tabela 3 - Fatores de emissão aplicados a vazamentos no gasoduto</i> _____	25
<i>Tabela 4 - Fatores de Emissão (kg/m^3 água)</i> _____	27
<i>Tabela 5 - Fatores de emissão para CH_4 e N_2O, em $\text{kg}/10^6 \text{ m}^3$ de gás consumido</i> _____	28
<i>Tabela 6 - Produção de Óleo Condensado e Líquidos de Gás Natural (LGN), em bpd</i> _____	29
<i>Tabela 7 - Volume de Petróleo processado nas refinarias da Petrobras, em $10^3 \text{ m}^3/\text{ano}$</i> _____	30
<i>Tabela 8 - Emissões fugitivas de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de E&P</i> _____	32
<i>Tabela 9 - Emissões fugitivas de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de Refino</i> _____	33
<i>Tabela 10 - Emissões fugitivas de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de Transporte</i> _____	34
<i>Tabela 11 - Emissões fugitivas totais de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de E&P, Refino e Transporte</i> _____	35

Lista de Figuras

	Página
<i>Figura 1 - Emissões fugitivas de CO_2, em toneladas, para o período de 1990 a 2008</i> _____	36
<i>Figura 2 - Emissões fugitivas de CH_4, em toneladas, para o período de 1990 a 2008</i> _____	36
<i>Figura 3 - Emissões fugitivas de N_2O, em toneladas, para o intervalo de 1990 a 2008</i> _____	37

Apresentação

O Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal (Inventário) é parte integrante da Comunicação Nacional à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (Convenção de Mudança do Clima). A Comunicação Nacional é um dos principais compromissos de todos os países signatários da Convenção de Mudança do Clima.

A responsabilidade da elaboração da Comunicação Nacional é do Ministério da Ciência e Tecnologia, ministério responsável pela coordenação da implementação da Convenção de Mudança do Clima no Brasil, conforme divisão de trabalho no governo que foi estabelecida em 1992. A Segunda Comunicação Nacional Brasileira foi elaborada de acordo com as Diretrizes para Elaboração das Comunicações Nacionais dos Países não Listados no Anexo I da Convenção (países em desenvolvimento) (Decisão 17/CP.8 da Convenção) e as diretrizes metodológicas do Painel Intergovernamental de Mudança do Clima (IPCC).

Em atenção a essas Diretrizes, o presente Inventário é apresentado para o ano base de 2000. Adicionalmente são apresentados os valores referentes aos outros anos do período de 1990 a 2005. Em relação aos anos de 1990 a 1994, o presente Inventário atualiza as informações apresentadas no Primeiro Inventário.

Como diretriz técnica básica, foram utilizados os documentos elaborados pelo Painel Intergovernamental de Mudança Global do Clima (IPCC) “*Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*” publicado em 1997, o documento “*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*”, publicado em 2000, e o documento “*Good Practice Guidance for Land Use, Land Use Change and Forestry*”, publicado em 2003. Algumas das estimativas já levam em conta informações publicadas no documento “*2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*”, publicado em 2006.

De acordo com as diretrizes, o Inventário deve ser completo, acurado, transparente, comparável, consistente e ser submetido a processo de controle de qualidade.

A elaboração do Inventário contou com a participação ampla de entidades governamentais e não-governamentais, incluindo ministérios, institutos, universidades, centros de pesquisa e entidades setoriais da indústria. Os estudos elaborados resultaram em um conjunto de Relatórios de Referência, do qual este relatório faz parte, contendo as informações utilizadas, descrição da metodologia empregada e critérios adotados.

Todos os Relatórios de Referência foram submetidos a uma consulta ampla de especialistas que não participaram na elaboração do Inventário diretamente, como parte do processo de controle e garantia de qualidade. Esse processo foi essencial para assegurar a qualidade e a correção da informação que constitui a informação oficial do governo brasileiro submetida à Convenção de Mudança do Clima.

Sumário Executivo

Este relatório apresenta as estimativas das emissões fugitivas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) devido às atividades de petróleo e gás natural para o período de 1990 a 2008. A metodologia adotada para a realização dos cálculos das emissões está de acordo com o *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Guidelines 1996)*, e o *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (Good Practice Guidance 2000)*.

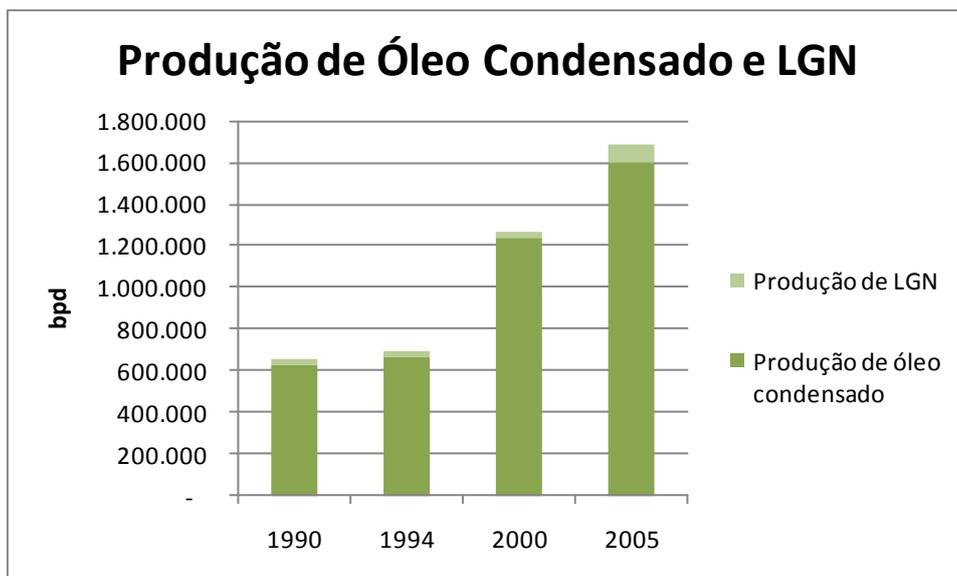
A elaboração do presente relatório resulta de uma parceria estabelecida com a Petrobras e a *Environmental Resources Management (ERM)*, contratada pela Petrobras para subsidiar a elaboração do estudo solicitado.

O relatório apresentado foi revisado e reestruturado pela Coordenação Geral de Mudanças Globais de Clima do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), agência executora do Projeto BRA/05/G31 - Segunda Comunicação Nacional do Brasil para a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), que prevê o refinamento do Inventário Nacional de Gases de Efeito Estufa (Inventário) do setor de Energia.

Embora o período coberto pelo Inventário se encerre no ano de 2005, para a estimativa das emissões fugitivas foi importante utilizar dados de anos mais recentes, posto que o Sistema Informatizado de Gestão de Emissões Atmosféricas (SIGEA) da Petrobras só disponibiliza dados para o período de 2003 a 2008.

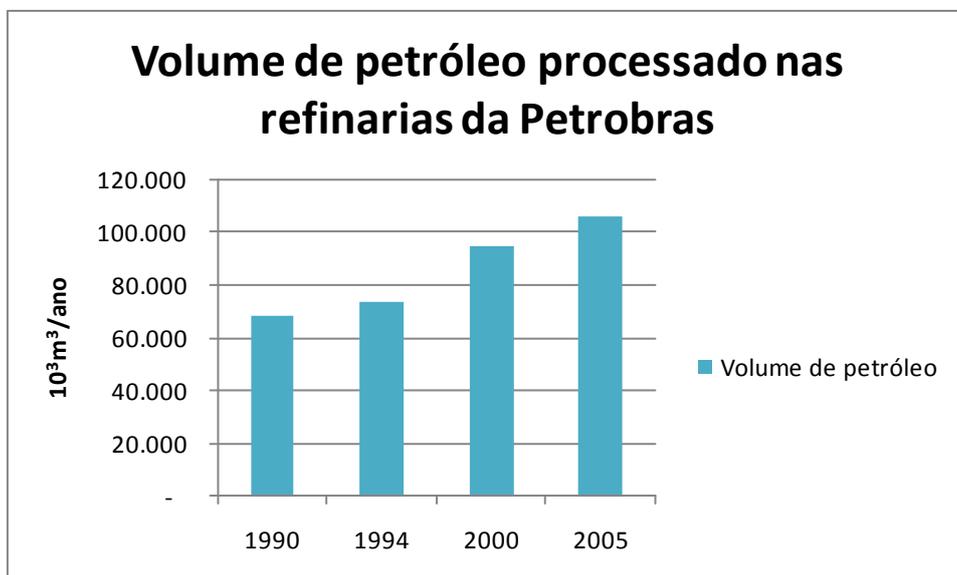
Dados de produção de óleo condensado e líquidos de gás natural (LGN) utilizados nos cálculos de emissões fugitivas da área de Exploração e Produção (E&P) são apresentados na Figura I para os anos de 1990, 1994, 2000 e 2005, em milhões de barris por dia (bpd).

Figura I - Produção de óleo condensado e LGN



Para as estimativas de emissões da área de Refino, foram utilizados dados de volume de carga processada nas refinarias da Petrobras. A Figura II ilustra os dados de volume de petróleo para os anos de 1990, 1994, 2000 e 2005, em $10^3\text{m}^3/\text{ano}$.

Figura II - Volume de Petróleo Processado nas Refinarias da Petrobras



Como consequência do aumento da produção, observa-se no período de 1990 a 2005 um aumento de 105,6% nas emissões totais de CO_2 . A Tabela I apresenta os resultados encontrados para as emissões fugitivas de CO_2 para as áreas de E&P, Refino e Transporte para os anos de 1990, 1994, 2000 e 2005.

Tabela I - Emissões fugitivas de CO₂, em toneladas

	1990	1994	2000	2005	Part. em 1990	Part. em 2005
	t CO ₂				%	
E&P	1.696.180	1.797.916	3.297.562	5.818.978	27,2	45,5
Refino	4.492.746	4.843.258	6.221.747	6.897.503	72,2	53,9
Transporte	35.731	38.993	59.267	81.011	0,6	0,6
Total	6.224.656	6.680.167	9.578.576	12.797.492	100	100

No que se refere às emissões de CH₄, nota-se uma participação maior da área da E&P nas emissões totais do setor, tendo sua participação aumentada de 83,8% em 1990 para 89,5% em 2005. Os resultados encontrados em termos de emissões (em toneladas) de CH₄ podem ser visualizados na Tabela II, para os anos de 1990, 1994, 2000 e 2005.

Tabela II - Emissões fugitivas de CH₄, em toneladas

	1990	1994	2000	2005	Part. em 1990	Part. em 2005
	t CH ₄				%	
E&P	34.988	37.086	68.020	132.357	83,8	89,5
Refino	5.439	5.863	7.532	8.853	13,0	6,0
Transporte	1.306	1.442	2.600	6.723	3,1	4,5
Total	41.732	44.391	78.151	147.933	100	100

No caso das emissões fugitivas de N₂O, também há uma participação maior da E&P. No período do Inventário a E&P tem sua participação aumentada, aproximando-se de 90% em 2005. A Tabela III mostra a estimativa das emissões para os anos de 1990, 1994, 2000 e 2005, em toneladas de N₂O.

Tabela III - Emissões fugitivas de N₂O, em toneladas

	1990	1994	2000	2005	Part. em 1990	Part. em 2005
	t N ₂ O				%	
E&P	54	57	105	193	78,9	88,6
Refino	14	15	19	22	19,8	10,2
Transporte	1	1	2	3	1,2	1,2
Total	69	73	126	218	100	100

1. Introdução

Como país signatário da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - CQNUMC, doravante referenciada como Convenção, o Brasil tem como uma de suas principais obrigações a elaboração e atualização periódica do Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal, doravante referenciado como Inventário.

A Petrobras, por meio do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), foi solicitada a colaborar na elaboração da Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática.

Para atender a esta solicitação, a Petrobras disponibilizou, entre outras, informações de seu inventário de gases de efeito estufa (GEE), obtidas do SIGEA (Sistema Informatizado de Gestão de Emissões Atmosféricas) para o período de 2003 a 2008 e dados de emissão estimados para anos anteriores a 2003 por meio de cálculos baseados em produção de óleo e gás.

O presente relatório apresenta as estimativas das emissões antrópicas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) devido às atividades de petróleo e gás natural. As áreas da Petrobras cujas fontes de emissões fugitivas estão contempladas são: Exploração e Produção (E&P), Refino e Transporte.

As emissões associadas ao petróleo e ao gás natural incluem as fugas de CH₄ durante a extração de petróleo e gás natural (*venting*), durante o transporte e distribuição em dutos e navios e durante seu processamento nas refinarias. São também consideradas as emissões de CO₂ por combustão não útil (*flaring*) nas plataformas de extração de petróleo e gás natural e nas unidades de refinarias. Foram contemplados os seguintes processos e equipamentos:

- E&P: Ventilação de gás, tanques de flash de metano, processo de desidratação a glicol, processo de remoção de CO₂ do gás (MEA/DEA), passagens de *pig* em linhas, fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros) e *flare*;
- Refino: Regenerador do FCC, Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH), fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros) e *flare* e;
- Transporte: descompressão de linhas, fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros), gasoduto e *flare*.

O uso de óleo e gás natural, ou de seus derivados, para fornecer energia para uso interno na produção de energia e transporte é considerado como combustão e, portanto, tratado em outra seção do setor energético (para maiores informações, ver os Relatórios de Referência *Top-down* e *Bottom-up*).

Embora com destaque ao período de 1990 a 2005, os dados apresentados e cálculos efetuados se estendem até o ano de 2008, incorporando as informações mais recentes de que se dispôs quando da elaboração do presente relatório.

2. Atividades de Óleo e Gás Natural

As atividades de óleo e gás natural se dividem em três categorias:

1. Produção de óleo e gás natural: o óleo e o gás natural são extraídos de formações subterrâneas, utilizando poços *on-shore* e *off-shore*. Em geral, são extraídos simultaneamente da mesma formação geológica e, depois, separados. Uma vez que o metano é o principal componente do gás natural, vazamentos ou ventilação ocorridos no sistema de extração do gás resultam em emissões de metano (CH₄).

2. Transporte e refino de petróleo: o petróleo é transportado através de dutos para as refinarias, onde é estocado em tanques por um determinado período de tempo. O CH₄ está presente em níveis variados em vazamentos e na ventilação de vapores durante o transporte e estocagem.

As refinarias processam o petróleo, obtendo como resultado uma variedade de produtos de hidrocarbonetos, como gasolina e querosene. Durante o processo de refino, gases dissolvidos são separados, o que pode levar a vazamentos ou ventilação. Os produtos finais da refinaria geralmente contêm uma quantidade desprezível de CH₄. Sendo assim, não são estimadas as emissões de CH₄ associadas ao transporte e distribuição dos produtos da refinaria.

3. Transporte, processamento e distribuição de gás natural: o gás natural é processado para recuperar hidrocarbonetos pesados, como etano, propano e butano, e para preparar o gás seco para o transporte até os consumidores. A maior parte do gás é transportada através de gasodutos. Uma pequena parte do gás é transportada por navio para tanques de liquefação de gás natural. Assumindo que essa parcela é ainda muito pequena, não são incluídas as emissões associadas aos líquidos de gás natural.

As principais atividades relacionadas ao transporte, processamento e distribuição de gás natural são:

- ⇒ Plantas de processamento de gás: o gás natural é normalmente processado em plantas de gás natural para produzir produtos com características específicas.

Dependendo da composição do gás não processado, podem ser utilizados vários processos distintos para remover a maior parte dos hidrocarbonetos mais pesados ou condensá-los a partir do gás. O gás processado é então reinjetado no sistema de transmissão de gás natural, sendo os hidrocarbonetos mais pesados comercializados separadamente. Vazamentos não intencionais de metano ocorrem durante o processamento de gás natural.

- ⇒ Gasodutos: instalações que transportam o gás dos campos de produção, plantas de processamento, armazenamento e outras fontes de fornecimento ao longo de grandes distâncias para os centros de distribuição ou para consumidores de grande porte. Apesar de as linhas de transmissão serem normalmente subterrâneas, existe uma variedade de instalações que ficam na superfície e fazem parte desse sistema, incluindo estações de medição, manutenção e compressão localizadas ao longo das rotas dos gasodutos. Essas atividades utilizam o gás do gasoduto como combustível e podem emitir CO₂ e CH₄.
- ⇒ Sistemas de distribuição: o gás entra na rede de distribuição, através dos sistemas de transmissão, em “estações de gás”, onde a pressão é reduzida para a distribuição entre as cidades. Assim como nos gasodutos, emissões de vazamento podem ocorrer.

2.1 Fontes de emissão de metano e dióxido de carbono

As emissões de óleo e gás natural podem ser divididas em: (i) emissões derivadas de operações normais; (2) manutenção e (3) imprevistos (*system upsets*) e acidentes. Tipicamente, a maioria das emissões é proveniente de operações normais.

- (i) Operações normais: as emissões podem ser divididas em duas fontes principais: (1) *venting* e *flaring* (ventilação e queima) e (2) descargas do processo de ventilação, vazamentos crônicos, etc.

(1) *Venting* e *flaring*: são atividades que se referem à disposição do gás que não pode ser manejado. Essas atividades são associadas à produção conjunta de óleo e gás natural e ocorrem nas áreas de produção em que a infra-estrutura do gasoduto está incompleta e o gás natural não pode ser reinjetado no reservatório.

As atividades de *venting* liberam CH₄ porque o gás ventilado normalmente possui uma grande quantidade de metano. Se o excesso de gás for queimado em *flares*, as emissões de metano dependerão da eficiência do processo de queima. A quantidade combinada de gás ventilado e queimado deve ser informada pelo país.

(2) Descargas relacionadas a processo de ventilação e vazamentos crônicos incluem:

- ⇒ Emissões de dispositivos pneumáticos (controles operados a gás, como válvulas) dependem do tamanho, tipo e idade do dispositivo, da frequência da operação e da qualidade da manutenção;
 - ⇒ Flanges, conectores, válvulas e eixos de compressores podem resultar em vazamentos devido a selos danificados ou gastos, enquanto gasodutos e tanques de armazenamento podem gerar vazamentos devido a corrosões ou rachaduras;
 - ⇒ Emissões do processo de ventilação (*venting*) que resultam de operações normais, como no caso da ventilação em tanques de armazenamento e em petroleiros e no caso da desidratação a glicol;
 - ⇒ Emissões durante operações de perfuração, como a migração do gás dos reservatórios, através dos poços.
- (ii) **Manutenção:** inclui atividades regulares e periódicas desenvolvidas na operação das instalações. Essas atividades podem ser conduzidas de forma frequente, como lançamento e recebimento de *pig* (do inglês *pipeline inspection gauge*; em português, dispositivo para inspeção de dutos) no gasoduto, ou de forma esporádica, como a evacuação de dutos (*blowdown*) para testes periódicos. Em cada caso, os procedimentos requeridos resultam na liberação de gases do equipamento afetado. Liberações desse tipo também podem ocorrer na manutenção de poços (*well workovers*) e durante a substituição ou manutenção de encaixes.
- (iii) **Imprevistos e acidentes:** os imprevistos são definidos como eventos não planejados que afetam o sistema, sendo o mais comum um súbito aumento de pressão, originado na falha do regulador de pressão. O potencial para aumentos súbitos de pressão é considerado no desenvolvimento de instalações, que contam com um sistema para aliviar a pressão que protege o equipamento do dano causado pelo aumento da pressão. Sistemas como esse podem ter estruturas diferentes. Em alguns casos, os gases liberados através das válvulas reguladoras de pressão podem ser coletados e transportados para um *flare* para combustão ou, comprimidos novamente e reinjetados no sistema. Nesses casos, as emissões de metano associadas a eventos de regulação de pressão serão pequenas. Em instalações mais antigas, sistemas reguladores de pressão podem ventilar os gases diretamente na atmosfera ou enviar gases para sistemas de *flare*, em que a combustão completa pode não ser alcançada.
- A frequência com que ocorrem os imprevistos varia de acordo com a estrutura da instalação e práticas de operação. Particularmente, instalações que operam muito

abaixo da sua capacidade são menos suscetíveis a imprevistos, e consequentes emissões. Emissões associadas a acidentes também são incluídas na categoria de imprevistos. Eventualmente, dutos de distribuição de gás podem se romper por acidente.

3. Metodologia

De acordo com a metodologia do IPCC, o componente mais importante a ser avaliado no que se refere às emissões fugitivas de óleo e gás refere-se às emissões de CH₄ provenientes da produção de óleo e gás natural, bem como das demais etapas relacionadas às atividades de gás natural. No *Guidelines* 1996 são identificadas e descritas diferentes fontes de emissão de CH₄ de óleo e gás natural e apresenta-se uma metodologia *default* (padrão) para as estimativas das emissões em nível nacional.

As fontes de emissões fugitivas contempladas nos sistemas de óleo e gás natural incluem: liberação durante operações normais, como emissões associadas a *venting* e *flaring*, vazamentos crônicos ou descargas provenientes do processo de ventilação, emissões ocorridas na manutenção e emissões que derivam de acidentes e eventos não planejados que afetam o sistema.

As metodologias descritas no *Guidelines* 1996 para estimar as emissões de CH₄ provenientes das atividades de óleo e gás natural variam em função do nível de complexidade e detalhamento. Os *Tiers* são listados abaixo em ordem crescente de sofisticação e necessidade de dados:

- ⇒ *Tier* 1: Abordagem de fatores de emissão médios com base na produção;
- ⇒ *Tier* 2: Abordagem do balanço de massa e
- ⇒ *Tier* 3: Abordagem rigorosa de fontes específicas

O trabalho desenvolvido pela Petrobras adotou a metodologia *Tier* 2, cuja descrição é apresentada para cada etapa analisada.

3.1 Flare

3.1.1 Metodologia para Estimativa das Emissões de CO₂

As emissões de CO₂ são estimadas a partir de cálculo estequiométrico e da eficiência de conversão do carbono para CO₂ presente no gás a ser queimado. As eficiências de conversão extraídas do ARPEL [2], e adotadas foram 98% para tochas com vapor e 95% para tochas sem vapor.

De acordo com o documento *Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations* [8], as eficiências de destruição pela queima são fixadas em 95%, sendo que para áreas com

legislação regulatória muito exigente o valor normalmente adotado é de 98%. No entanto, o documento não menciona qual é o mecanismo de controle destas emissões.

A equação utilizada para determinação destas emissões é:

$$E_{SO_2} = \frac{\%S}{100} \times Q^o \times \frac{Mol_{SO_2}}{Mol_S}$$

Onde:

E_{CO_2} = emissão de dióxido de carbono (toneladas/mês);

$\%C$ = Fração mássica de carbono contido no gás queimado (adimensional);

ε = Eficiência de conversão (0,98 para tocha com vapor) (adimensional);

ε = Eficiência de conversão (0,95 para tocha sem vapor) (adimensional);

Q^o = Vazão mássica do gás que foi queimado (toneladas/mês);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_C = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol).

3.1.2 Metodologia para Estimativa das Emissões de CH_4

As emissões de CH_4 são calculadas a partir de seus componentes no gás e a eficiência associada à existência ou não de vapor (tocha com vapor ou sem vapor, respectivamente). A equação utilizada para determinação destas emissões é:

$$E_{CH_4} = \%CH_4 \times (1 - \varepsilon) \times Q$$

Onde:

E_{CH_4} = emissão do metano (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de CH_4 no gás queimado (adimensional);

ε = Eficiência de conversão (0,98 para tocha com vapor) (adimensional);

ε = Eficiência de conversão (0,95 para tocha sem vapor) (adimensional);

Q = Vazão mássica de gás que foi queimado (toneladas/mês).

3.1.3 Metodologia para Estimativa das Emissões de N₂O

Estas emissões são calculadas a partir da aplicação direta do fator (não leva em consideração a eficiência de conversão) obtido no *Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations* [8]. A equação utilizada para determinação dessas emissões é:

$$E_{N_2O} = f_{N_2O} \times \dot{Q}$$

Onde:

E_{N_2O} = Emissão do óxido nitroso (toneladas/mês);

f_{N_2O} = fator de emissão de N₂O (0,000081 t/t de gás queimado);

\dot{Q} = Vazão mássica de gás que foi queimado (toneladas/mês).

3.2 Gás ventilado - Vent

3.2.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

Para o cálculo destas emissões é necessário conhecer o volume do gás ventilado, sua densidade e o teor de CH₄. Em geral, este protocolo é aplicado para casos em que a emissão ou a operação que a gera não se enquadra em nenhum tipo de protocolo desenvolvido. A equação é:

$$E_{CH_4} = \frac{\%CH_4}{100} \times \frac{V}{1000} \times \rho_{CH_4}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de metano (toneladas/mês);

%CH₄ = Teor volumétrico de metano;

V = Volume do gás ventilado (m³/mês);

ρ_{CH_4} = Densidade do metano (kg/m³) a 0°C e 1 atm.

3.3 Descompressão

3.3.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

O protocolo utiliza o cálculo do volume despressurizado através de um modelo termodinâmico simples (equação de gases ideais) e a quantidade de vezes que esta operação ocorre. Não é considerada a compressão dos gases.

O gás de efeito estufa emitido é o CH₄ em caso de despressurização de gás natural ou gás de refinaria. No caso de alinhamento para tocha, o gás despressurizado deve ser contabilizado no protocolo de tochas. As equações que representam as emissões de despressurização direta para a atmosfera são as que seguem:

$$E_{HC} = (m_i - m_f) \times N \times \%HCNM$$

Onde:

E_{HC} = Emissões de hidrocarbonetos por despressurização (toneladas/operação);

_____ = Massa de gás emitido para a atmosfera (Mg/operação);

N = Quantidade de operações (despressurização); (nº/mês);

%CH₄ = Fração mássica de metano no gás despressurizado (adimensional);

R = Constante universal dos gases [8.314 J/kmol.K];

V = Volume da linha despressurizada (m³);

P_i e P_f = Pressão inicial e final da linha (P_a).

3.4 Tanques de *flash* de metano

3.4.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

O Método de Vasquez-Beggs (VBE) é utilizado para a estimativa de perdas por *flash*. A Tabela 1 indica os dados de entrada necessários para o cálculo de *Flash* em tanques.

Tabela 1 - Dados de entrada para o cálculo de *flash* em tanques

Dados de entrada	Limitações	Unidades
Grau API do petróleo armazenado	16 < API < 58	°API
Pressão da Linha de Alimentação	345 < P + Patm < 36.197	kPa gauge
Pressão Atmosférica ¹	Patm	KPa
Temperatura na Linha de Alimentação - Ti (°F)	21 < Ti < 146	°C
Densidade Relativa do Gás Dissolvido na Linha de Alimentação	0,56 < SGi < 1,18	Adimensional
Massa Molecular do Gás no Tanque de Armazenamento	18 < MW < 125	kg/kmol
Fração de HCNM* (C ₃ ⁺) no Gás do Tanque de Armazenamento	0,5 < VOC < 1,00	Adimensional
Fração de CH ₄ no Gás do Tanque de Armazenamento	0 < CH ₄ < 1,00	Adimensional
Volume de Petróleo Armazenado no Tanque - Litros por Mês		10 ³ l/mês

Nota: HCNM - hidrocarbonetos não-metanos.

O cálculo das emissões de CH₄ se efetua conforme a seguir:

Onde:

E_{CH₄} = Emissão de metano (toneladas/mês);

%CH₄ = Fração mássica de metano (adimensional);

$$E_{HCT} = R_s \times 10^3 \times Q \times 10^3 \times \frac{Mol}{24,056} \times \frac{1}{10^6}$$

Onde:

E_{HCT} = Emissão total de hidrocarbonetos (toneladas/mês);

Q = Volume petróleo armazenado em litros por mês (10³ l/mês);

Mol = Massa molecular do gás no tanque de armazenagem (kg/kmol);

24,056 = volume de 1g-mol de gás nas condições de pressão 101.325 kPa e temperatura 20°C e

$$R = 0,08206 \times \left(\frac{atm \times 1 \times \frac{g}{gmol}}{k \times g} \right);$$

R_s = Relação gás/óleo do petróleo na pressão de interesse (m³/litros);

¹ Conversão 1 atm = 14,696 psi e 1 atm = 101,32 kPa.

$$R_s = \left(C_1 \times SG_x \times P_i^{C_2} \times \exp\left(\frac{C_3 \times API}{T_i + 460}\right) \times \frac{0,02831}{158,99} \right)$$

Onde:

C_1 , C_2 e C_3 são constantes de acordo com o °API (Grau API do petróleo), conforme apresentado na Tabela 2:

Tabela 2 - °API para cada uma das constantes C_1 , C_2 e C_3

°API	°API	
	< 30	≥ 30
C_1	0,0362	0,0178
C_2	1,0937	1,187
C_3	25,724	23,931

SG_x = Densidade relativa do gás dissolvido a 100 psig, na qual:

$$SG_x = SG_i \times \left(1 + 0,00005912 \times API \times T_i \text{Log} \frac{P_i}{114,7} \right)$$

P_i = Pressão da linha de alimentação + Pressão atmosférica (psia).

3.5 MEA/DEA

3.5.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO_2

O protocolo utiliza balanço de massa da unidade de MEA/DEA considerando separadamente a absorção do CO_2 . Para tanto, o conhecimento da vazão de gás tratado e da concentração de CO_2 , antes e após o tratamento, nas condições normais de temperatura e pressão (0° e 1 atm) é necessário.

$$E_{SO_x} = \frac{Q \times \rho_{H_2S} \times (\%H_2S_{PRE} - \%H_2S_{POS})}{1.000} \frac{Mol_{SO_2}}{Mol_{H_2S}},$$

Onde:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (toneladas/mês);

Q = vazão de gás tratado (m^3 /mês a 0°C e 1 atm);

ρ_{CO_2} = Densidade do dióxido de carbono a 0°C e 1 atm (1,963 kg/ m^3);

$\%CO_{2,PRE}$ = Teor de dióxido de carbono no gás antes do tratamento (adimensional);

$\%CO_{2\text{POS}}$ = Teor de dióxido de carbono no gás após o tratamento (adimensional).

3.6 Desidratação a glicol

3.6.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

O fator utilizado é apresentado pelo API (2001), capítulo 4, Seção 4.2.1. Apenas se estima emissões de CH₄, tomando uma composição típica de gás tratado (78,8% volume de CH₄) dada pela API para a atividade de produção. O protocolo adotado não considera o uso de bomba *kymray* assistida a gás natural e nem gás de *stripping*² para recuperação do glicol. A equação utilizada para a estimativa das emissões de metano é:

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de metano (toneladas/mês);

f_{CH_4} = Fator de emissão de metano ($1,87 \times 10^{-7}$ t CH₄/ m³ de gás processado);

V = Volume de gás processado a 20°C e 1 atm (m³).

3.7 PIG

3.7.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

Este protocolo considera as sugestões apresentadas no documento técnico da EPA [9], com metodologia baseada no deslocamento de vapor de um único componente de um líquido ou no deslocamento e posterior emissão de um volume de gás equivalente ao volume da câmara de *pigging*.

Para as emissões de CH₄, tomou-se o modelo termodinâmico de gases ideais, requerendo-se para isto a pressão e temperatura inicial dos gases na câmara.

Cabe ressaltar que no caso de dutos cujos fluidos são líquidos, as emissões são calculadas a partir das características fornecidas pela Petrobras (pressão de vapor, massa molecular da fase vapor, etc.). Assim, a seguinte equação estima as emissões:

$$E_{CH_4} = \frac{P \times V \times N}{1.000} \times \frac{Mol_{subs}}{R \times (T + 273,15)}$$

² No refino de petróleo, *stripping* é definido como o processo de remoção (por evaporação de *flash* ou indução de vapor) dos componentes mais voláteis de uma fração de gás. Tal processo é utilizado para elevar o ponto de *flash* do querosene e do óleo lubrificante.

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de CH_4 (toneladas/mês);

P = Pressão do fluido no duto (Pa);

V = Volume da câmara de pig (m^3);

N = Quantidade de aberturas da câmara no mês;

Mol_{subs} = Massa molecular da fase vapor (kg/kmol);

R = Constante dos gases ideais = $8314 \left(\frac{J}{kmol \times K} \right)$;

T = Temperatura do fluido na câmara ($^{\circ}C$).

3.8 Fugitivas

3.8.1 Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH_4

O cálculo das emissões de HCNM e CH_4 para as Áreas de Negócios de E&P, Transportes e Distribuição segue as seguintes equações:

Primeiro deve-se calcular o HCT - hidrocarbonetos totais.

$$E_{HCT} = f_{ean_{HCT}} \times \%HCT \times N \times H \times \frac{(100 - \epsilon_{controle})}{100},$$

Onde:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$f_{ean_{HCT}}$ = Fator de emissão de hidrocarbonetos totais, relativo a um dado componente de uma dada Área de Negócio;

%HCT = Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido da linha (adimensional);

N = Quantidade de componentes do mesmo tipo na linha (adimensional);

H = Horas totais durante as quais a linha conteve o fluido em condições normais de operação por mês (h/mês);

$\epsilon_{controle}$ = Eficiência do programa de controle de emissões (%).

Em seguida, são calculadas as emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} \times \frac{\%CH_4}{\%HCT},$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de metano (toneladas/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no fluido da linha de serviço;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos totais no fluido da linha de serviço.

Por fim, a emissão de hidrocarbonetos não-metanos é calculada pela diferença entre os dois:

$$E_{HCNM} = E_{HCT} - E_{CH_4}.$$

Para a Área de Negócios de Refino a estimativa é feita a partir de uma correção de emissões estimadas para HCNM. As expressões para emissões são como segue:

$$E_{HCT} = f_{ean_{HCT}} \times \frac{\%HCT}{\%HCT - \%CH_4} \times \%HCT \times N \times H \times \frac{100 - \mathcal{E}_{controle}}{100},$$

Onde:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$f_{ean_{HCT}}$ = Fator de emissão de hidrocarbonetos não-metano relativos a um dado componente de uma dada Área de Negócio;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido da linha (adimensional);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no fluido da linha (adimensional);

N = Quantidade de Componentes do mesmo tipo na linha (adimensional);

H = Horas totais durante as quais a linha conteve o fluido em condições normais de operação por mês (h/mês);

$\mathcal{E}_{controle}$ = Eficiência do programa do controle de emissões (%).

Em seguida, são calculadas as emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} \times \frac{\%CH_4}{\%HCT},$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de metano (toneladas/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no fluido da linha de serviço;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos totais no fluido da linha de serviço.

Por fim, a emissão de hidrocarbonetos não-metanos é calculada pela diferença entre os dois:

$$E_{HCNM} = E_{HCT} - E_{CH_4}.$$

3.9 Gasoduto

3.9.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

Para a estimativa de CH₄, o SIGEA adota os fatores sugeridos pelo GRI/EPA [5] na Tabela 4-27.

A equação para a estimativa dessas emissões é:

$$E_{CH_4} = K \times f_{CH_4},$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões atmosféricas do metano (toneladas/mês);

K = Tamanho do gasoduto em milhas;

f_{CH_4} = Fator de emissão para o metano, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 - Fatores de emissão aplicados a vazamentos no gasoduto

Setor industrial	Fonte de emissão	Fator de emissão em toneladas/mês-milha
		CH ₄
Transmissão	Vazamentos no gasoduto	0,00092

3.10 FCC

3.10.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂

As emissões são estimadas com base na carga fresca (gasóleo) alimentada. As emissões de CO₂ são calculadas a partir de cálculo estequiométrico, conforme já mencionado anteriormente, a partir de informações do teor de carbono do coque. A equação inserida no protocolo do Sistema é:

$$E_{CO_2} = \frac{m_{cp}}{1000} \times \frac{\%C_c}{Mol_c} \times Mol_{CO_2}$$

Onde:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (toneladas/mês);

m_{cp} = Massa produzida de coque (kg/mês);

$\%C_c$ = Teor de carbono no coque produzido (adimensional);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_c = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol).

3.11 Atividades de Perfuração

3.11.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂ e CH₄

O protocolo de Perfuração e Exploração está relacionado à emissão de GEE vinculados ao contato do fluido de perfuração com as camadas produtoras no reservatório. Esses gases são liberados imediatamente (*flash*) quando o fluido retorna para a superfície. É uma fonte pontual e emite CH₄, HCNM e CO₂, além de H₂S.

Este protocolo está baseado na ARPEL [3] que apresenta fatores para emissão de gases dissolvidos em água, como por exemplo, fluido de escavação. Os fatores se apresentam em massa por volume de água utilizada, para distintas condições de temperatura e pressão do estaque.

O cálculo das emissões está demarcado às condições propostas pela ARPEL: 5°C, 60°C, 100°C ou 150°C de temperatura e 5.000, 6.000 ou 7.000 kPa de pressão no reservatório. A equação para determinação da emissão é:

$$E_i = \frac{f_i \times V \times \%H_2O}{1000}$$

Onde:

E_i = Emissão do componente i (toneladas/mês);

V = Volume de fluido de perfuração utilizado ($m^3/mês$);

$\%H_2O$ = Porcentagem de água no fluido de perfuração (1 a 100%);

f_i = Fator de emissão do componente i (kg/m^3 de água). Em função da temperatura e da pressão do reservatório, conforme mostra a Tabela 4.

Tabela 4 - Fatores de Emissão (kg/m^3 água)

Fatores de emissão (kg/m^3 água)												
GEE	Pressão 5000 kPa				Pressão 6000 kPa				Pressão 7000 kPa			
	5°	60°	100°	150°	5°	60°	100°	150°	5°	60°	100°	150°
CH ₄	0,05	0,83	1,33	1,68	0,04	0,75	1,18	1,50	0,04	0,68	1,24	1,50
CO ₂	1,69	37,73	49,70	54,10	1,20	33,27	45,73	48,54	0,86	29,73	42,19	48,54

3.12 Unidade de Geração de Hidrogênio

O hidrogênio é produzido na Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH), através de um processo de oxidação parcial (30 a 40% da relação estequiométrica) de hidrocarbonetos pesados ou, mais frequentemente, através da reforma com vapor de frações mais leves, como por exemplo, gás natural.

Essa mistura é, então, alinhada para um sistema de peneira molecular ou de tratamento MEA (processo idêntico ao DEA), onde o H₂ sai com alto grau de pureza e o gás residual (majoritariamente CO₂) é alinhado ao forno da unidade de geração de hidrogênio, sendo lançado à atmosfera, junto com os gases de combustão.

3.12.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂

As emissões de CO₂ são calculadas a partir de cálculo estequiométrico, pelo que é necessário dispor da composição da nafta ou gás natural. As emissões são calculadas conforme a equação apresentada a seguir:

—,

Na qual:

= Emissões de dióxido de carbono (toneladas/mês);

= Consumo de nafta ou gás natural utilizado no mês (toneladas/mês). Indicado no módulo de cálculo como “Cons Mês Nafta” e “Cons Mês GN”;

$\%C$ = Teor mássico de carbono na carga (%);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_C = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol).

No caso de recuperação e venda de CO_2 , o valor referente pode ser descontado das emissões.

3.12.2 Metodologia para estimativa das emissões de CH_4 e N_2O

Estas emissões são calculadas a partir da aplicação direta dos fatores fornecidos pelo AP-42 (Tabela 5). A equação utilizada para a determinação destas emissões é:

$$\text{---} \quad e \quad \text{---}$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissão de metano (toneladas/mês);

E_{N_2O} = Emissão de óxido nitroso (toneladas/mês);

Q = vazão volumétrica de gás combustível (m^3 /mês);

f_{CH_4} = fator de emissão do metano ($kg/10^6 m^3$ de gás consumido)

f_{N_2O} = fator de emissão do óxido nitroso ($kg/10^6 m^3$ de gás consumido)

Tabela 5 - Fatores de emissão para CH_4 e N_2O , em $kg/10^6 m^3$ de gás consumido

Fator	N_2O	CH_4
	35,2	36,8

Nota: para a utilização da equação acima o volume de gás em m^3 deve ser a $15,56^\circ C$ e 1 atm.

4. Dados

4.1 Coleta de dados

Os dados do inventário utilizados para esse relatório foram obtidos no SIGEA para os anos de 2003 a 2008. Em anos anteriores a 2003 o SIGEA ainda não estava implementado.

Para os anos anteriores foi feita uma extrapolação das emissões, tomando-se como base os dados de produção de óleo e gás para a área de E&P e carga de petróleo processado para o Refino.

Os dados de produção de óleo e gás foram obtidos na página de internet da Petrobras para os anos entre 1990 e 2008, podendo ser visualizados na Tabela 6.

Tabela 6 - Produção de Óleo Condensado e Líquidos de Gás Natural (LGN), em bpd³

Ano	Produção de óleo condensado	Produção de LGN	Total
	(bpd)		
1990	631.256	22.372	653.628
1991	623.622	23.107	646.729
1992	628.020	25.081	653.101
1993	643.274	25.017	668.291
1994	668.024	24.809	692.832
1995	693.024	23.137	716.161
1996	783.744	25.308	809.052
1997	841.488	27.820	869.308
1998	975.117	29.164	1.004.280
1999	1.101.491	30.347	1.131.838
2000	1.234.454	36.270	1.270.725
2001	1.295.340	40.648	1.335.989
2002	1.454.801	45.253	1.500.054
2003	1.483.451	56.672	1.540.122
2004	1.430.839	61.791	1.492.630
2005	1.604.413	79.642	1.684.054
2006	1.690.928	86.764	1.777.691
2007	1.707.001	85.080	1.792.081
2008	1.767.918	86.736	1.854.655

A carga processada nas refinarias foi obtida na página de internet da Petrobras entre os anos de 1998 e 2008. Para os anos entre 1990 e 1997 o volume de carga processada foi obtido no Balanço Energético Nacional (BEN). Os dados para o período completo de 1990 a 2008 podem ser observados na Tabela 7.

³ Barris por dia.

Tabela 7 - Volume de Petróleo processado nas refinarias da Petrobras, em 10^3 m³/ano

Ano	Volume de petróleo processado nas refinarias da Petrobras (10^3 m ³ /ano)
1990	68.136
1991	66.071
1992	68.803
1993	69.504
1994	73.452
1995	71.696
1996	76.809
1997	82.557
1998	87.858
1999	93.313
2000	94.358
2001	99.232
2002	97.491
2003	104.687
2004	104.745
2005	106.138
2006	112.579
2007	112.927
2008	112.405

4.2 Métodos utilizados para extrapolação dos dados

Para a estimativa dos dados de emissão da área de E&P entre o período de 1990 e 2002, foi utilizado um fator, obtido pela relação entre o valor médio da emissão entre 2003 e 2008 e a produção de óleo e gás no mesmo período. Este fator multiplicado pelos dados de produção resultou na estimativa de emissão para o período de 1990 a 2002.

Para a estimativa dos dados de emissão da área de Refino entre o período de 1990 e 2002, foi utilizado um fator, obtido pela relação entre o valor médio das emissões entre 2003 e 2008 e a carga processada nas refinarias no mesmo período. Este fator multiplicado pela carga processada resultou na estimativa de emissões para os anos de 1990 a 2002.

Para a estimativa de emissões da área de Transporte entre o período de 1990 e 2002, foi utilizada uma relação entre as emissões desta área de 2003 a 2008 e a soma das emissões da área de E&P e Refino no mesmo período.

5. Resultados

Esta seção apresenta os resultados encontrados, em termos de emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O para as áreas de E&P, Refino e Transporte. Para a estimativa das emissões de 1990 a 1997 o dado de carga de petróleo processado nas refinarias é do BEN. Para o período de 1998 a 2008, foram utilizados dados extraídos da página de internet da Petrobras.

A produção de óleo condensado apresenta um crescimento de 180% no período de 1990 a 2008, enquanto a de líquidos de gás natural (LGN) cresce cerca de 290%, o que se reflete em aumento de emissões fugitivas da área de E&P. As emissões fugitivas de CO₂ aumentaram cerca de 200% entre 1990 e 2008; as de CH₄ cresceram em 176,2% e as de N₂O, 188,3% no período destacado, no que se refere às atividades de E&P.

As emissões referentes às atividades de Refino também apresentam crescimento no intervalo de 1990 a 2008. Em termos de produção, observa-se um aumento do volume de carga processada nas refinarias da Petrobras de 65,0%, aumentando de 68.136 10³m³/ano em 1990 para 112.405 10³m³/ano em 2008. Por consequência, as emissões fugitivas da área de Refino aumentam 76,4% para o CO₂, 67,6% para o CH₄ e 103,1% para o N₂O no período analisado.

Conforme colocado anteriormente, as emissões do Transporte foram obtidas diretamente do SIGEA para os anos de 2004 a 2008. Para o período de 1990 a 2003 a estimativa das emissões foi feita através da relação estabelecida entre esses dados de emissões extraídos do SIGEA e a soma das emissões das áreas de Refino e E&P a partir de 2003. Desta forma, as emissões do Transporte guardam uma relação indireta com o aumento da produção de óleo condensado e de líquidos de gás natural e um maior volume de carga processada nas refinarias.

5.1 E&P

Os principais resultados obtidos para as emissões fugitivas provenientes das atividades de Exploração & Produção (E&P) encontram-se sumarizados na Tabela 8.

Tabela 8 - Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de E&P

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
(t)			
1990	1.696.180	34.988	54
1991	1.678.279	34.619	54
1992	1.694.812	34.960	54
1993	1.734.232	35.773	55
1994	1.797.916	37.086	57
1995	1.858.454	38.335	59
1996	2.099.509	43.307	67
1997	2.255.876	46.533	72
1998	2.606.132	53.758	83
1999	2.937.147	60.586	94
2000	3.297.562	68.020	105
2001	3.466.923	71.514	111
2002	3.892.677	80.296	124
2003	3.690.935	54.152	120
2004	2.997.147	67.652	99
2005	5.818.978	132.357	193
2006	4.443.457	102.575	137
2007	4.441.672	93.710	137
2008	5.067.394	96.630	156

O período de 2003 a 2008 apresenta dados de emissões atmosféricas extraídos do SIGEA - Sistema Informatizado de Gestão de Emissões Atmosféricas. As emissões dos anos anteriores a 2003 foram calculadas com base em fatores estimados a partir da relação entre a emissão e a produção a partir de 2003.

O aumento que se observa de 2004 para 2005 nas emissões de CO₂ (94,2%) deve-se quase que integralmente ao aumento das emissões associadas ao *flare*, que registram 93,6% no período analisado.

5.2 Refino

A

Tabela 9 apresenta as emissões fugitivas estimadas para a área de Refino.

Tabela 9 - Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de Refino

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Ano	(t)		
1990	4.492.746	5.439	14
1991	4.356.604	5.274	13
1992	4.536.723	5.492	14
1993	4.582.927	5.548	14
1994	4.843.258	5.863	15
1995	4.727.490	5.723	14
1996	5.064.649	6.131	15
1997	5.443.649	6.590	16
1998	5.793.189	7.013	18
1999	6.152.872	7.448	19
2000	6.221.747	7.532	19
2001	6.543.166	7.921	20
2002	6.428.374	7.782	19
2003	6.458.969	7.778	13
2004	6.520.702	7.852	16
2005	6.897.503	8.853	22
2006	7.557.515	9.751	29
2007	7.799.058	8.866	23
2008	7.924.245	9.117	28

Assim como no caso da E&P, foram utilizados dados do sistema SIGEA para emissões atmosféricas correspondentes ao período de 2003 a 2008. Para o período anterior, de 1990 a 2002, as emissões foram calculadas com base em fatores estimados a partir da relação entre a emissão e a produção do período de 2003 a 2008. Dados referentes à produção podem ser obtidos diretamente na página de internet da Petrobras (www.petrobras.com.br - relação com investidores).

5.3 Transporte

Para o período de 2004 a 2008, os resultados das emissões foram extraídos diretamente do SIGEA. Para os anos anteriores, o cálculo das emissões teve como base a relação entre as emissões de Transporte e a soma das emissões das áreas de Refino e E&P a partir de 2004. Embora existam dados no SIGEA para o ano de 2003, reconhece-se que os valores apresentados no sistema não são representativos para este ano, uma vez que o sistema ainda se encontrava em sua fase inicial de implantação. Na Tabela 10 estão reunidos os resultados encontrados para as emissões fugitivas do Transporte.

Tabela 10 - Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de Transporte

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	(t)		
1990	35.731	1.306	1
1991	36.895	1.324	1
1992	37.402	1.352	1
1993	39.320	1.406	1
1994	38.993	1.442	1
1995	42.417	1.618	1
1996	45.586	1.738	1
1997	49.730	1.989	1
1998	53.819	2.226	1
1999	56.361	2.472	2
2000	59.267	2.600	2
2001	61.108	2.882	2
2002	60.094	2.027	2
2003	56.352	2.471	1
2004	63.952	5.889	2
2005	81.011	6.723	3
2006	64.937	1.983	2
2007	88.099	1.202	2
2008	50.740	914	2

5.4 Emissões Totais

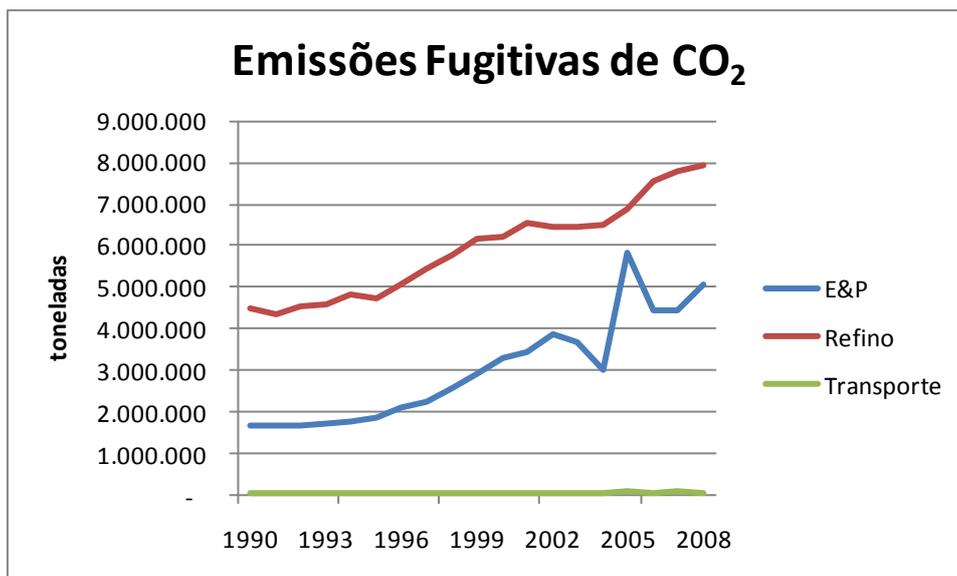
A Tabela 11 apresenta o resultado agregado das emissões fugitivas estimadas para as atividades de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2008. As atividades de Refino respondem pela maior parte das emissões de CO₂, mas tem sua participação reduzida de 72,2% em 1990 para 60,8% em 2008. No caso das emissões de CH₄, são as emissões da E&P que mais se destacam, aumentando sua participação de 83,8% para 90,6% ao longo do período analisado. As emissões de N₂O seguem a mesma tendência apresentada pelas emissões de CH₄, sendo que a participação da E&P no total de emissões apresenta um aumento mais modesto.

Tabela 11 - Emissões fugitivas totais de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de E&P, Refino e Transporte

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	(t)		
1990	6.224.656	41.732	69
1991	6.071.778	41.216	68
1992	6.268.937	41.804	69
1993	6.356.479	42.726	70
1994	6.680.167	44.391	73
1995	6.628.360	45.676	75
1996	7.209.744	51.177	84
1997	7.749.254	55.111	90
1998	8.453.140	62.997	102
1999	9.146.380	70.507	114
2000	9.578.576	78.151	126
2001	10.071.197	82.317	132
2002	10.381.145	90.104	145
2003	10.206.257	64.401	135
2004	9.581.801	81.394	118
2005	12.797.492	147.933	218
2006	12.065.909	114.309	169
2007	12.328.829	103.778	162
2008	13.042.379	106.662	185

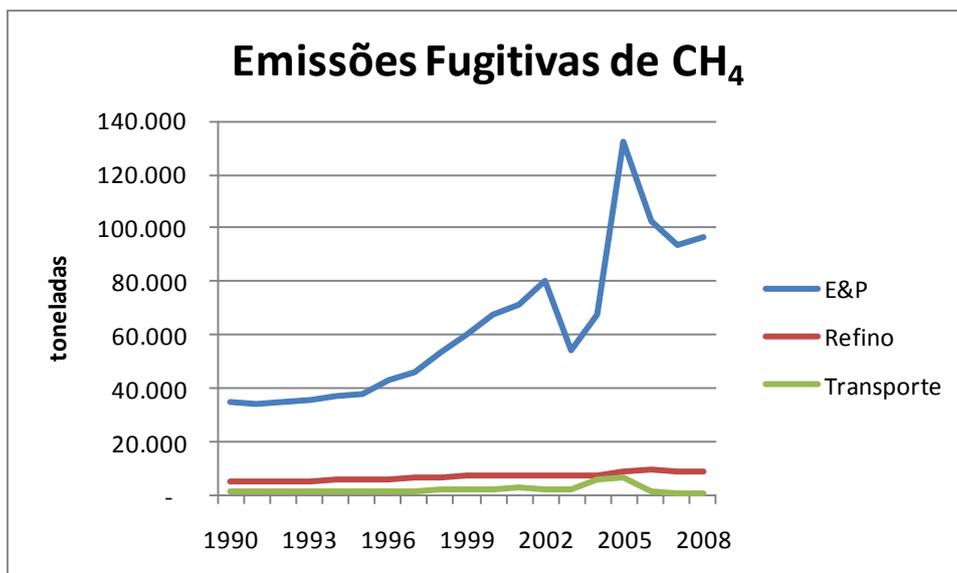
Na Figura 1 podem ser visualizadas as emissões de CO₂ estimadas para o período completo de 1990 a 2008 para as áreas de E&P, Refino e Transporte. Embora as emissões de CO₂ provenientes das atividades de Refino se sobressaiam em relação às das demais áreas de negócios, é na área de E&P que se observa um crescimento mais importante das emissões (quase 200% no período de 1990 a 2008, enquanto no Refino se observa um crescimento de 76,4% no mesmo período).

Figura 1 - Emissões fugitivas de CO₂, em toneladas, para o período de 1990 a 2008



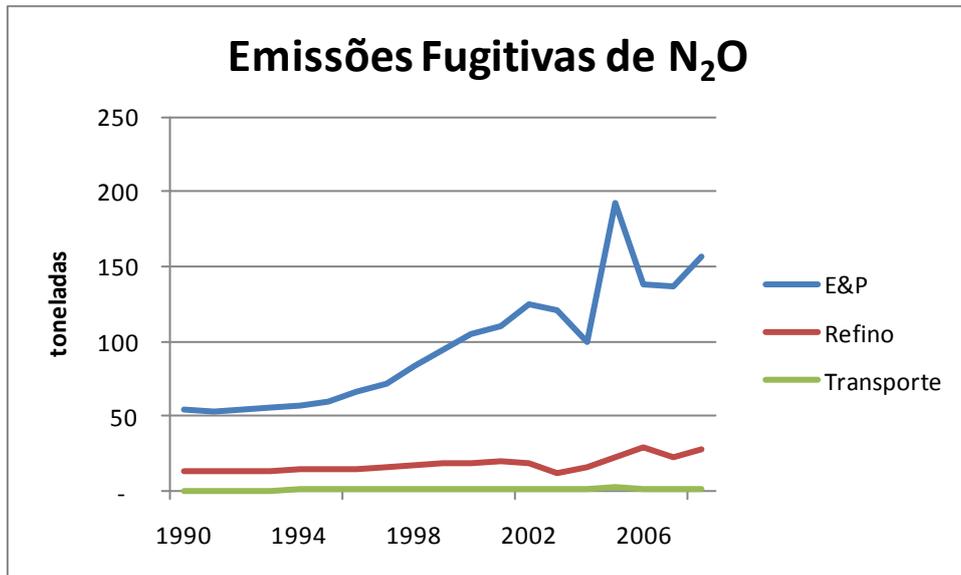
A Figura 2 ilustra as emissões fugitivas de CH₄ das áreas de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2008. As emissões da E&P predominam e apresentam um crescimento de 176,2% no período analisado. As emissões de Transporte que representavam apenas 3,1% do total de emissões em 1990 recuam 30% no período assinalado, chegando a 914 toneladas de CH₄ em 2008.

Figura 2 - Emissões fugitivas de CH₄, em toneladas, para o período de 1990 a 2008



As emissões fugitivas totais de N₂O crescem 170,2% no intervalo de 1990 a 2008. Das 185 toneladas de N₂O emitidas em 2008, aproximadamente 85% é devido ao setor de E&P, o que pode ser observado na Figura 3.

Figura 3 - Emissões fugitivas de N₂O, em toneladas, para o intervalo de 1990 a 2008



6. Referências Bibliográficas

- [1] American Petroleum Institute (API). *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry - Pilot Test Version, April 2001*, Capítulo 4, Seção 4.2.1.
- [2] Asociacion Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural em Latinoamerica y El Carobe (ARPEL). *Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry*.
- [3] Asociacion Regional de Empresas de Petróleo (ARPEL). Capítulo 2, Seção 2.2.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). *Balanco Energético Nacional*, Rio de Janeiro, 2008.
- [5] *Global Report Initiative (GRI)/United States Environmental Protection Agency (EPA). Transmission segment CH₄ emission factors for non-routine activities GRI/EPA study* na Tabela 4-27.
- [6] IPCC (1996) - Greenhouse Gas Inventory Reporting Instructions - Revised IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 1, 2 , 3 - IPCC, IEA, OECD, 1997.
- [7] IPCC, 2006, Guidelines for National Greenhouse Inventories.
- [8] *Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations - Report N°2.59/197 - The Oil Industry International Exploration & Production Forum - Table 4.6 TIER TWO ESTIMATION - Gas Flaring, September, 1994*.
- [9] United States Environmental Protection Agency (EPA), 1994. *Controle of Volatile Organic Compound Emissions from Batch Processes - Alternative Controle Techniques Information Document (EPA - 450/R - 94 - 020)*, 1994.