

EVALUACIÓN Y DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIONES DE GASES
DE EFECTO INVERNADERO (CH₄ Y CO₂) EN LA RED DE TRANSPORTE DE
GAS NATURAL DE COLOMBIA, APLICANDO METODOLOGIA IPCC

OSCAR LEONARDO ACEVEDO CASTRO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2012

EVALUACIÓN Y DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIONES DE GASES
DE EFECTO INVERNADERO (CH₄ Y CO₂) EN LA RED DE TRANSPORTE DE
GAS NATURAL DE COLOMBIA, APLICANDO METODOLOGIA IPCC

OSCAR LEONARDO ACEVEDO CASTRO

Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Mecánico

Director

JULIAN ERNESTO JARAMILLO IBARRA

Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO MECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

BUCARAMANGA

2012

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar esta meta y darme fortaleza para afrontar día a día los retos que se me presentan.

A mis padres Luis Eduardo Acevedo (Q.E.P.D) y Graciela Castro (Q.E.P.D) que siempre estuvieron conmigo apoyándome y que de seguro se sentirían orgullosos en este momento.

A mis hermanos Jeanith Carolina y Javier Eduardo Acevedo que han sido un apoyo incondicional y han estado siempre conmigo.

A todos mis familiares abuelo, tíos, primos y en especial a mis tíos Segundo Noé Acevedo y Ruth Marina León por su apoyo.

A todos mis amigos y compañeros que compartieron conmigo muchas anécdotas y momentos inolvidables.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme fortaleza para cumplir con este sueño.

Al ingeniero Henry Abril por permitirme pertenecer a la gran familia de la Corporación CDT de Gas.

Al ingeniero Victor José Manrique por su colaboración y su apoyo.

Al profesor Julián Jaramillo por su colaboración, respaldo y asesoría durante el desarrollo de este proyecto de grado.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. CAMBIO CLIMATICO Y SU RELACIÓN CON EL SECTOR ENERGÉTICO	21
1.1 CALENTAMIENTO GLOBAL	21
1.2 GASES DE EFECTO INVERNADERO (CO ₂ y CH ₄)	23
1.2.1 Dióxido de carbono (CO ₂)	23
1.2.2 Metano	24
1.3 Potencial de Calentamiento Global	25
1.4 Fuentes de emisiones antropogénicas a nivel mundial	26
1.5 Sector energía	27
1.5.1 Influencia de la industria de gas natural	28
1.5.2 Fuentes de emisiones durante el transporte de gas natural	30
1.5.2.1 Combustión	31
1.5.2.2 Emisiones por venteos operacionales	32
1.5.2.3 Emisiones fugitivas	35
1.5.2.4 Emisiones indirectas	35
2. GAS NATURAL	36
2.1 RESERVAS DE GAS NATURAL	37
2.2 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL	39
2.3 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL	39
2.4 CADENA DE VALOR DEL GAS	40
2.4.1 Producción de gas natural	41
2.4.2 Procesamiento de gas natural	41
2.4.3 Transporte de gas natural	41
2.4.4 Distribución de gas natural	43
2.5 GAS NATURAL EN COLOMBIA [9]	43
2.5.1 Reseña Histórica	43

2.5.2	Mercado de Gas natural	44
2.5.3	Reservas de Gas natural	45
2.5.4	Producción de gas natural	45
2.5.4.1	Gas natural Guajira	46
2.5.4.2	Gas natural Cusiana	46
2.5.5	Oferta de gas natural	46
2.5.6	Demanda de gas natural	47
2.6	TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	48
2.6.1	Transportadora de gas internacional (TGI)	49
2.6.1.1	Estaciones compresoras de gas de TGI S.A. E.S.P.	51
2.6.2	Promigas	53
2.6.2.1	Estaciones de Promigas	54
2.6.3	Progasur	56
2.6.4	Transoccidente	57
2.6.5	Transoriente	57
2.6.6	Transmetano	58
2.6.7	Transgastol	58
3.	CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL	60
3.1	NIVELES DE ABORDAJE METODOLÓGICO	60
3.1.1	Nivel 1	60
3.1.2	Nivel 2	61
3.1.3	Nivel 3	61
3.2	ELECCIÓN DEL MÉTODO	62
3.3	METODOLOGIAS DE ESTIMACION DE EMISIONES	64
3.3.1	Metodología general del IPCC	64
3.3.1.1	Definiciones	64
3.3.1.2	Estructura de las directrices	65
3.3.1.3	Método de estimación de emisiones de gei	65
3.3.1.4	Calidad del inventario	66
3.3.1.5	Compilación del inventario	67
3.3.2	Metodología para inventarios de emisiones del sector energético (Directrices del 2006 –volumen 2)	68
3.3.2.1	Estructura del Sector energético según el IPCC	68

3.3.3	Emisiones de GEI procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural. (Volumen 2 –capítulo 4)	69
3.3.3.1	Descripción de las fuentes de emisiones	71
3.3.3.2	Elección del factor de actividad	72
3.3.3.3	Elección factor de emisión	74
3.3.4	Metodología API (Compendio API)	75
3.3.4.1	Métodos para estimación de emisiones por combustión	76
3.3.4.2	Estimación de emisiones en fuentes fijas de combustión (motores), a partir de los datos del equipo	77
3.3.4.3	Estimación de emisiones por quema en antorcha	79
3.3.4.4	Métodos para estimación de emisiones por procesos y venteos	81
3.3.4.5	Métodos para estimación de emisiones fugitivas	83
4.	ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS	86
4.1	ENFOQUE DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO	86
4.1.1	Enfoque de detección y reparación de fugas LDAR	86
4.1.2	Elementos de un programa LDAR	87
4.1.3	Enfoque Detección Inteligente y Reparación de Fugas (Smart-LDAR)	88
4.1.4	Enfoque de Inspección y Mantenimiento Dirigido –DI&M [15]	88
4.2	REPORTE DE INVENTARIOS	90
4.2.1	Normas y protocolos para elaborar un inventario de gases de efecto invernadero	90
4.2.1.1	Estándar corporativo de contabilidad y reporte (GHG PROTOCOL)	90
4.2.1.2	Norma NTC/ISO 14064-1: Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero	92
5.	INVENTARIO COLOMBIANO DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	93
5.1	INVENTARIO DEL SECTOR ENERGÉTICO	94
5.1.1	Metodología de cálculo de emisiones	97
5.1.1.1	Cálculo de emisiones de CO ₂ por quema de combustibles fósiles	97
5.1.1.2	Emisiones de CH ₄ procedentes de actividades relacionadas con petróleo y gas natural (Método de factores de emisión basados en la producción)	98
5.1.1.3	Emisiones de CO ₂ por venteo relacionadas con petróleo y gas natural	98
5.1.2	Descripción de las variables utilizadas	99
5.2	ACTUALIDAD DEL INVENTARIO	100

5.3	EMISIONES DE LA INDUSTRIA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	100
5.3.1	Limites Organizacionales	101
5.3.2	Limites operacionales	101
5.3.3	Consideraciones metodológicas	102
5.3.3.1	Selección año base	102
5.3.3.2	Metodología utilizada	102
5.3.4	Factores de Actividad de la red de transporte de gas	102
5.3.5	Factores de emisión	104
5.3.6	Cuantificación de Emisiones Totales	105
5.4	CÁLCULO DE EMISIONES GENERADAS DURANTE EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL	105
5.4.1	1A3ei. Emisiones por quema de combustible	105
5.4.1.1	Estimación por factores de emisión publicados	105
5.4.1.2	Estimación de emisiones por método de combustión	107
5.4.2	1B2bi. Emisiones por venteo de gas	112
5.4.2.1	Despresurizaciones y emergencias	112
5.4.2.2	Venteos operacionales	114
5.4.3	1B2biii. Otras emisiones Fugitivas	116
5.4.3.1	Emisiones fugitivas en estaciones compresoras	119
5.4.3.2	Emisiones fugitivas en estaciones de medición y regulación	121
5.4.3.3	Emisiones fugitivas en la red de tubería	121
5.5	RECOPIACIÓN INVENTARIO TRANSPORTE DE GAS EN COLOMBIA	123
6.	COMPARACIÓN DE INVENTARIOS DE EMISIONES	125
7.	ANALISIS DE FUENTES DE EMISIONES	128
7.1	Planta deshidratadora	128
7.1.1	Deshidratadores de glicol	129
7.1.2	Bombas de glicol	130
7.2	Estaciones compresoras	132
7.2.1	Inspección y mantenimiento controlados en estaciones compresoras	132
7.2.2	Sistemas de empaquetadura de vástago de los compresores	133
7.2.3	Reducción de emisiones al sacar de servicio los compresores	134
7.2.4	Reducir emisiones en dispositivos neumáticos	135
7.2.5	Controladores neumáticos de gas a aire comprimido	136

7.2.6	Uso de técnicas de reinyección de gas para actividades de mantenimiento	137
7.2.6.1	Ventajas de la quema del gas en tea	139
7.2.7	Uso de Hot Taps para conexiones de tuberías en servicio	140
8. CONCLUSIONES		142
BIBLIOGRAFIA		141
ANEXOS		144

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fenómeno de calentamiento global	21
Figura 2. Efecto invernadero	22
Figura 3. Emisiones de CO ₂ producto de combustión de combustibles fósiles	24
Figura 4. Distribución de reservas, producción y consumo de gas natural	39
Figura 5. Cadena de valor de gas natural	40
Figura 6. Mapa de la red de transporte de gas natural de TGI S.A. E.S.P.	50
Figura 7. Estación compresora Jagua del Pilar	51
Figura 8. Red gasoducto Promigas	54
Figura 9. Sistema de transporte Transoriente	58
Figura 10. Gasoducto Chicoral-Espinal-Flandes	59
Figura 11. Diagrama de flujo para la selección del nivel metodológico	63
Figura 12. Relación entre las partes de la norma ISO 14064	93
Figura 13. Metodología cálculo emisiones sector energético 2000-2004.	96
Figura 14. Esquema planta de deshidratación de gas natural	129
Figura 15. Deshidratador desecante	130
Figura 16. Esquema compresor recíprocante	134
Figura 17. Controladores de nivel	136
Figura 18. Secuencia eventos despresurización	138
Figura 19. Modelo de Tea portable	140
Figura 20. Método para realizar Hot taps	141

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1. Emisiones de GEI 2010	23
Gráfica 2. Emisiones mundiales de CH ₄ por fuentes antropogénicas en el 2010	25
Gráfica 3. Emisiones mundiales de CO ₂ eq (Tg)	27
Gráfica 4. Emisiones fugitivas industria de gas natural	28
Gráfica 5. Fuentes de emisiones transporte de gas natural	30
Gráfica 6. Participación de las fuentes primarias de energía a nivel mundial	36
Gráfica 7. Histórico de reservas probadas de gas natural	45
Gráfica 8. Oferta de gas natural	47
Gráfica 9. Demanda de gas natural en Colombia	48
Gráfica 10. Emisiones quema de combustible	112
Gráfica 11. Fuentes de emisiones por actividades de venteo	116
Gráfica 12. Emisiones fugitivas generadas por estaciones compresoras	120
Gráfica 13. Fuentes de emisiones fugitivas	122
Gráfica 14. Fuentes de emisiones de CO ₂ y CH ₄	124
Gráfica 15. Emisiones de CH ₄ relativas a la red y al volumen transportado	126
Gráfica 16. Emisiones de CO ₂ relativas a la red y al volumen transportado	127
Gráfica 17. Emisiones de CO ₂ eq relativas a la red y al volumen transportado	127

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Potencial de calentamiento global de GEI (Anexo A)	26
Tabla 2. Fuentes de emisiones fugitivas	29
Tabla 3. Factores de emisión durante el transporte de gas natural	34
Tabla 4. Factor de emisión de fuentes operativas	34
Tabla 5. Reservas mundiales probadas de gas natural (billones de m ³)	37
Tabla 6. Estructura de fuentes del sector energía establecidas por el IPCC	69
Tabla 7. Nomenclatura del IPCC para fuentes del sector petróleo y gas natural	69
Tabla 8. Datos de actividad necesarios para cada nivel	73
Tabla 9. Factores de emisión industria del gas para países desarrollados	74
Tabla 10. Factores de emisión industria de gas para países en vía de desarrollo	75
Tabla 11. Metodologías para estimación de emisiones de CO ₂	77
Tabla 12. Factores de emisión de dispositivos de venteo	82
Tabla 13. Factores de emisión por venteo en actividades no rutinarias	83
Tabla 14. Factores de emisión a nivel de instalación	84
Tabla 15. Factores de emisión a nivel de equipos	85
Tabla 16. Factores de emisión a nivel de componente	86
Tabla 17. Información empleada en el cálculo de emisiones sector energético	99
Tabla 18. Límites operacionales del estudio	101
Tabla 19. Fuentes de emisiones de GEI	102
Tabla 20. Factores de Actividad	103
Tabla 21. Fuentes factores de emisión	104
Tabla 22. Factores de emisión por combustión de gas natural	106
Tabla 23. Cromatografía gas guajira	109

Tabla 24. Cromatografía gas cusiana	110
Tabla 25. Emisiones por quema de combustible en la red de transporte de gas	111
Tabla 26. Comparación de emisiones generadas por quema de combustible	112
Tabla 27. Factores de emisión de nivel 1 para emisiones fugitivas procedentes de actividades de venteo en países con economías de transición	113
Tabla 28. Emisiones de CO ₂ y CH ₄ producto de actividades de venteo	115
Tabla 29. Fuentes de emisiones Fugitivas	117
Tabla 30. Factores de emisión por instalación (Compendio API)	118
Tabla 31. Emisiones fugitivas infraestructura Colombiana	122
Tabla 32. Emisiones totales por fuente	123
Tabla 33. Emisiones directas de varias empresas transportadoras de gas	125
Tabla 34. Indicadores de emisiones de empresas transportadoras de gas	126
Tabla 35. Perspectiva de la implementación de bombas eléctricas	131
Tabla 36. Perspectiva implementación sellos secos	136

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Tabla gases de efecto invernadero	149
Anexo B. Factores de conversión	150
Anexo C. Pesos moleculares de hidrocarburos	151
Anexo D. Factores de emisión	152

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN Y DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (CH₄ Y CO₂) EN LA RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE COLOMBIA, APLICANDO METODOLOGÍA IPCC*

AUTOR:

Oscar Leonardo Acevedo Castro**

PALABRAS CLAVES:

Gases de efecto invernadero, inventario de emisiones, metodología IPCC, factores de emisión, factores de actividad.

DESCRIPCIÓN

El aumento de la concentración de gases de efecto invernadero –GEI en la atmosfera, se ha intensificado en los últimos años principalmente por actividades desarrolladas por el hombre como quema de combustibles fósiles, la ganadería y la disposición de residuos sólidos. En actividades desarrolladas por la industria del gas natural se generan emisiones de CO₂ y CH₄ dos de los gases de efecto invernadero más importantes debido a su abundancia y su potencial de calentamiento global.

El presente estudio fue desarrollado en base a la información disponible de las empresas transportadoras de gas natural en el país, las emisiones de estos gases de efecto invernadero producto de actividades propias de operación y mantenimiento, así como las emisiones generadas por pérdida de gas natural por fugas en componentes. Para la estimación de estas emisiones se aplicó la metodología del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC- por sus siglas en ingles) y se tomaron algunos factores de emisión de componentes de infraestructura del documento publicado por el Instituto Americano del Petróleo (API) denominado Compendio de Metodologías para la estimación de gases de efecto invernadero para la industria del petróleo y gas natural.

Los resultados de este estudio brindan una herramienta confiable para orientar la toma de decisiones hacia la implementación de soluciones para la reducción costo efectiva y sistemática de las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria del transporte de gas natural con el fin de mitigar el impacto que causa este sector de la industria sobre el medio ambiente.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director Ing. Julián Ernesto Jaramillo Ibarra.

ABSTRACT

TITLE:

EVALUATION AND DETERMINATION OF THE EMISSION FACTOR OF GREENHOUSE GASES (CH₄ AND CO₂) IN THE NETWORK TRANSPORT OF NATURAL GAS OF COLOMBIA, APPLYING IPCC METHODOLOGY*

AUTHOR:

Oscar Leonardo Acevedo Castro**

KEY WORDS:

Greenhouse gases, emissions inventory, IPCC methodology, emissions factors, activity factors.

DESCRIPTION:

The increased concentration of greenhouse gases in the atmosphere, GHG, has increased in recent years mainly by the activities of man as burning fossil fuels, livestock and solid waste disposal. In activities of the natural gas industry generates CO₂ and CH₄ two greenhouse gases more important because of their abundance and their global warming potential.

This study was developed based on available information about the natural gas transportation companies in the country, the emissions of these greenhouse gases result of activities of operation and maintenance, as well as emissions from natural gas lost through leakage components. To estimate these emissions was applied methodology of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, for its acronym in English) and took some emission factors of infrastructure components of the document published by the American Petroleum Institute (API) called Compendium Methodologies for estimating greenhouse gas emissions for oil and natural gas.

The results of this study provide a reliable tool to guide decision-making to the implementation of cost reduction solutions effectively and systematically in emissions of greenhouse gases in the transport industry of natural gas in order to mitigate the impact causes this industry sector.

* Degree Work

** Faculty of Engineering Physics Mechanics, School of Mechanical Engineering, Director: Ing. Julian Ernesto Jaramillo Ibarra.

INTRODUCCIÓN

El fenómeno de Cambio Climático causado por el aumento de la concentración atmosférica de *gases de efecto invernadero* -GEI como el dióxido de carbono y el metano, es el mayor reto de la sociedad actual. A pesar de que Colombia tan solo contribuye con el 0,37% de las emisiones globales de GEI, es uno de los países más vulnerables a los efectos del cambio climático, con consecuencias directas sobre su biodiversidad e infraestructura que afectan su desarrollo socioeconómico.

Dentro de este contexto, con el presente estudio “Evaluación y determinación del factor de emisiones de gases de efecto invernadero (CH₄ y CO₂) en la red de transporte de gas natural de Colombia” el país, dispone de una herramienta para orientar la toma de decisiones para la reducción costo-efectiva y sistemática de sus emisiones GEI en este sector de la industria, lo cual constituye un esfuerzo pionero dentro de la industria del transporte de Gas Natural en Colombia.

En el capítulo 1 se presentan aspectos generales sobre el cambio climático, los principales gases de efecto invernadero y el papel que tiene la industria energética y de producción de combustibles fósiles sobre el cambio climático.

En el capítulo 2 se presentan datos importantes de producción y consumo de gas natural a nivel mundial y nacional. Se presenta la actualidad de la industria del transporte de gas natural en Colombia, aspectos de infraestructura, capacidad de transporte de gas entre otros.

En el capítulo 3 se resumen las metodologías empleadas para la cuantificación de emisiones de GEI y en el capítulo 4 se presentan las estrategias de gestión de emisiones fugitivas así como las metodologías de inventarios de emisiones de GEI.

En el capítulo 5 se presenta las características y aspectos del inventario actual de emisiones en Colombia, la metodología que se utilizó y se realiza la estimación de las emisiones CO₂ y CH₄ producto de las operaciones de transporte de gas natural.

En el capítulo 6 se comparan los índices de emisiones de Colombia, contra índices de varias empresas transportadoras de gas, a nivel internacional.

En el capítulo 7 se realiza un análisis de las fuentes potenciales de emisiones halladas durante este estudio mostrando algunas prácticas o tecnologías que se pueden implementar para disminuir las emisiones de CO₂ y CH₄ de este sector.

Este estudio está elaborado de acuerdo con los lineamientos de las siguientes guías, estándares, y protocolos técnicos para la cuantificación y reporte de emisiones GEI:

- Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, del *Panel Intergubernamental de Cambio Climático –IPCC*, 2006
- Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry (2009), del *American Petroleum Institute – API*.
- Protocolo Técnico EN de la Guía de Memorias de Sostenibilidad de la *Global Reporting Initiative –GRI Versión G3.1* (Indicador EN16)
- Protocolo de Gases de Efecto Invernadero –Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte, del *World Business Council for Sustainable Development –WBCSD*, y el *World Resources Institute –WRI*.
- Norma Técnica Colombiana y Norma Internacional *NTC/ISO 14064-1*.

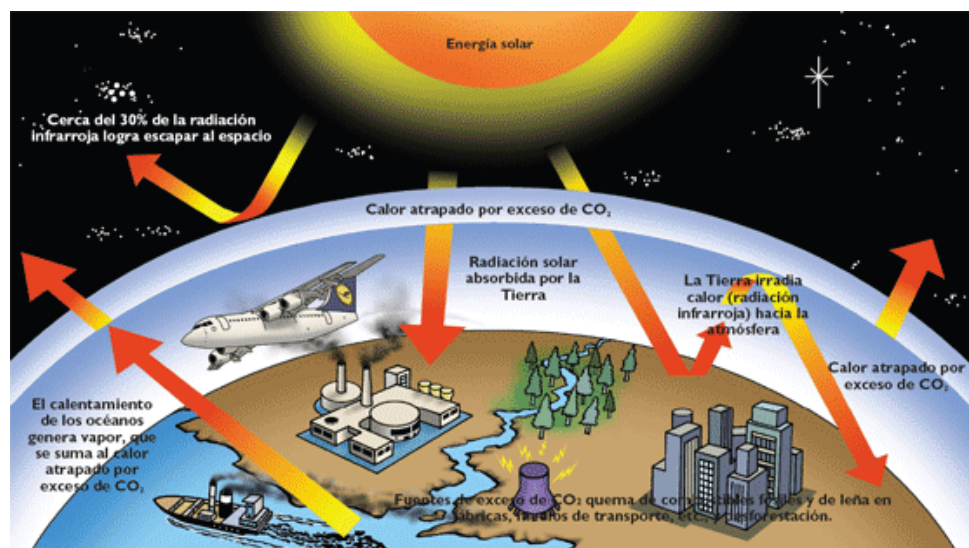
1. CAMBIO CLIMÁTICO Y SU RELACIÓN CON EL SECTOR ENERGÉTICO

1.1 CALENTAMIENTO GLOBAL

El *calentamiento global* es uno de los problemas que mayor preocupación ha generado en la humanidad en los últimos tiempos, el cual, se manifiesta como el cambio en la temperatura media de la atmósfera terrestre y de los océanos. Este cambio de temperatura se ha observado desde finales del siglo XIX y se estima que ha sido entre 0,5°F y 1°F. En los últimos años se han presentado los diez años más calientes del siglo XX los cuales ocurrieron entre 1985 y 2000 siendo 1998 el año más caliente del cual se tienen datos.

El calentamiento global es atribuido principalmente al cambio climático el cual, según la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) se define como “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparable”. [1] La figura 1 muestra el fenómeno de calentamiento global.

Figura 1. Fenómeno de calentamiento global



Fuente: <http://reyquitono.blogspot.com/2012/03/el-efecto-invernadero-y-sus.html>

La principal causa del Calentamiento Global es el *Efecto Invernadero* (figura 2) que es el fenómeno en el cual, ciertos gases atmosféricos absorben parte de la energía que el suelo emite, reteniéndola en la atmosfera. Estos gases se conocen como *Gases de Efecto Invernadero* –GEI, los cuales en proporciones adecuadas permiten un clima estable en la tierra, sin embargo, el aumento de estas concentraciones producen un aumento de temperatura por el calor atrapado en la atmosfera baja. El efecto invernadero ha estado siempre presente desde el momento que se formó la atmósfera, contribuyendo en forma determinante al desarrollo de la vida sobre la Tierra, pero en los últimos años, el aumento de la concentración de estos gases ha aumentado el impacto que este tiene sobre la tierra.

Figura 2. Efecto invernadero

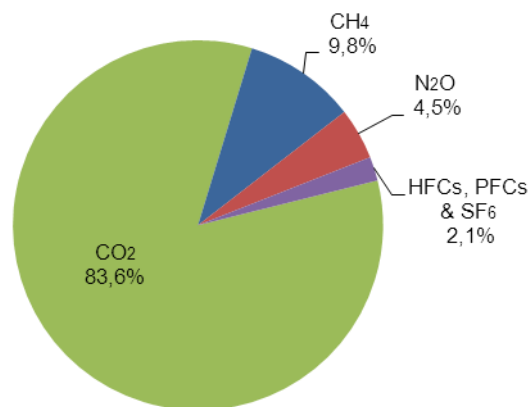


Fuente: UNEP/GRID-Arendal

Durante actividades humanas como combustión de combustibles fósiles, ganadería y manejo de residuos sólidos, se emiten varios GEI a la atmosfera conocidos como gases antropogénicos, los cuales, son muy probablemente responsables del aumento en la concentración de GEI y por lo tanto del

incremento en la temperatura. Los principales gases producidos por medio de estas actividades y que son considerados gases de efecto invernadero son el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O), y tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6). Aunque el volumen emitido de estos gases varía según la actividad, los GEI más importantes son el dióxido de carbono (por su abundancia) y el metano (por su alto potencial de calentamiento global). En la gráfica 1, se presenta el porcentaje de concentración en la atmosfera de los GEI más importantes.

Gráfica 1. Emisiones de GEI 2010



Fuente: Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero EE.UU. y sumideros 1990 – 2010, USEPA, abril de 2012.

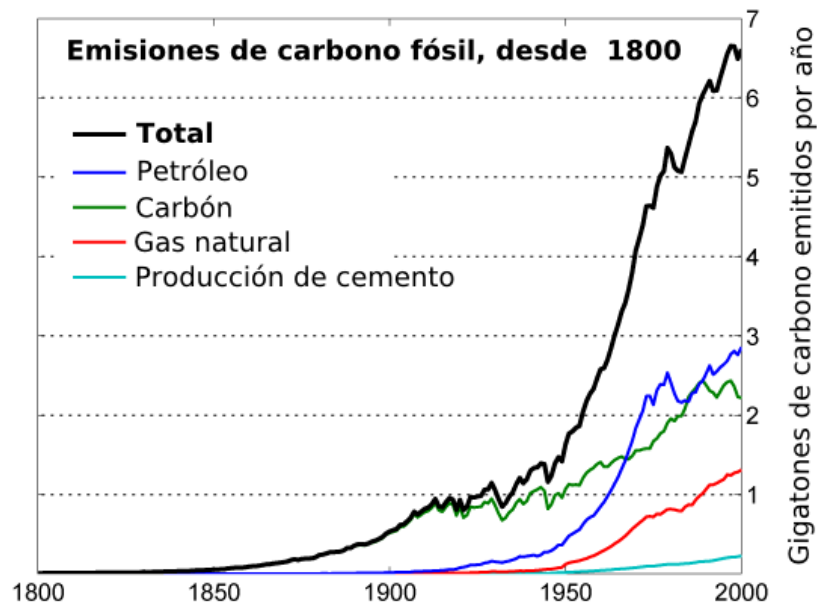
1.2 GASES DE EFECTO INVERNADERO (CO_2 y CH_4)

1.2.1 Dióxido de carbono (CO_2)

El dióxido de carbono es un gas de efecto invernadero incoloro e inodoro que se produce durante diferentes actividades antropogénicas y está compuesto por carbono y oxígeno. Es el GEI antropogénico más importante y abundante en la atmosfera, en la cual, su concentración ha venido aumentando exponencialmente

desde la era preindustrial hasta alcanzar en el 2011 una concentración de 339 partes por millón (ppm). La quema de combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural es la mayor fuente de emisiones de CO₂. En la figura 3 se observa como ha aumentado la concentración de CO₂ debido a la quema de estos combustibles.

Figura 3. Emisiones de CO₂ producto de combustión de combustibles fósiles



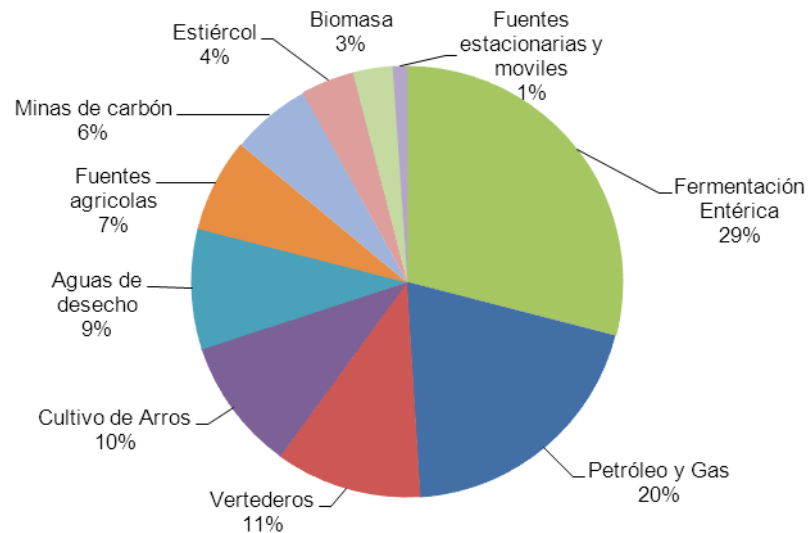
Fuente: <http://es.cyberdodo.com/documentos/cyberdodo-y-la-contaminacion.html>

1.2.2 Metano

El metano (CH₄) es el hidrocarburo alcano más sencillo y un gas de efecto invernadero relativamente potente ya que tiene un potencial de calentamiento global de 21 lo cual significa que en una medida de tiempo de 100 años, cada kg de CH₄ calienta la tierra 21 veces más que la misma masa de CO₂. Es el principal componente del gas natural y aunque no se encuentra en la misma proporción que el dióxido de carbono en la atmosfera, si es el segundo gas más abundante. Las fuentes antropogénicas de metano incluyen los sistemas de petróleo y gas natural, la agricultura, las minas de carbón, los rellenos sanitarios, el tratamiento de aguas industriales entre otros.

En el 2010, se estimó que las emisiones antropogénicas de metano en el mundo fueron de 6875 millones de toneladas de CO₂eq³, las cuales provinieron principalmente de la agricultura, la ganadería, vertederos y sistemas de petróleo y gas natural. La siguiente gráfica muestra las emisiones antropogénicas de metano estimadas por fuente en el 2010.

Gráfica 2. Emisiones mundiales de metano por fuentes antropogénicas en el 2010



Fuente: Emisiones mundiales de metano y oportunidades de atenuación, GMI.

La concentración de CH₄ ha aumentado respecto de un valor preindustrial de aproximadamente 715 partes por billón (ppb), hasta alcanzar en el 2010 una concentración de 1808 ppb⁴. [2]

1.3 Potencial de Calentamiento Global

Es un índice específico para cada gas de efecto invernadero que evalúa el impacto climático que tiene cuando está presente en la atmosfera. El potencial de calentamiento global (PCG), compara el forzamiento radiactivo integrado durante

³ CO₂eq: Es la unidad de medición usada para indicar el potencial de calentamiento global de cada uno de los gases de efecto invernadero, en comparación con el dióxido de carbono.

⁴ Partes por billón, referida al billón estadounidense. Es equivalente a partes por mil millones, o a 10⁻⁹

un período de tiempo específico (por ejemplo, 100 años) con una emisión de pulso de una unidad de masa y constituye una forma de comparar el cambio climático potencial asociado con las emisiones de diferentes gases efecto invernadero [3]. En la tabla 1 se observa el potencial de calentamiento global de algunos gases antropogénicos.

Tabla 1. Potencial de calentamiento global de GEI (Anexo A)

Nombre Industrial	Fórmula	Vida (años)	Potencial de Calentamiento Global para un tiempo dado de Horizonte		
			20 años	100 años	500 años
Dióxido de carbono	CO ₂	-	1	1	1
Metano	CH ₄	12	72	21	7.6
Óxido nitroso	N ₂ O	114	289	298	153
CFC-11	CCl ₃ F	45	6730	4750	1620
PFPME	CF ₃ OCF	800	7620	10300	12400
HFC-23	CHF ₃	270	12000	14800	12200
HFE-125	CHF ₂ OCF ₃	136	13800	14900	8490
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	3200	16300	22800	32600

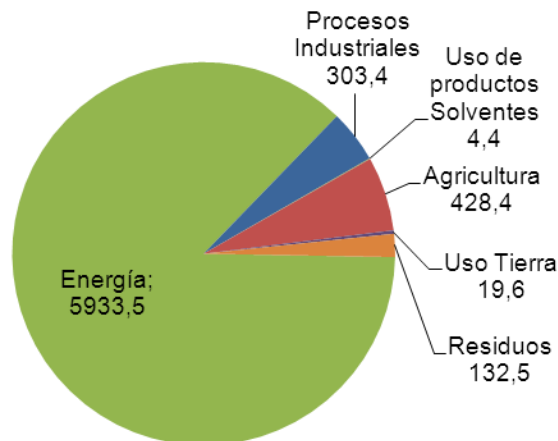
Fuente: IPCC Assessment Report 4 (2007)

1.4 Fuentes de emisiones antropogénicas a nivel mundial

Las actividades desarrolladas por el hombre desde la era preindustrial, han sido responsables del aumento en la concentración de GEI y por consiguiente del cambio climático. Debido a esta situación en los últimos años, se han creado organizaciones que se dedican al estudio y evaluación del impacto que tiene el cambio climático sobre el medio ambiente, las actividades socioeconómicas y las posibles repercusiones que se puedan presentar debido a este fenómeno. Una de las organizaciones que fue creada para tal fin fue el Panel Intergubernamental del Cambio Climático –IPCC el cual nació en 1988 por intermedio de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). El IPCC realiza una evaluación periódica de los conocimientos sobre el cambio climático y elabora documentos técnicos que ayudan a respaldar a la CMNUCC en su labor para establecer las metodologías que sirven para elaborar inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

Para conocer y estimar las emisiones producidas por las actividades humanas, se han categorizado estas emisiones según el origen de sus emisiones en: energía, procesos industriales, agricultura y residuos sólidos o desechos. La gráfica 3 muestra la cantidad de emisiones de CO₂eq generadas por cada uno de estos sectores en el año 2010.

Gráfica 3. Emisiones mundiales de CO₂eq (Tg)



Fuente: Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero EE.UU. y sumideros 1990 – 2010, US EPA, abril de 2012.

1.5 Sector energía

El sector energético suele ser el más importante en los inventarios de gases de efecto invernadero ya que comúnmente aporta cerca del 90% del total de emisiones de CO₂ y el 75% de las emisiones totales en países desarrollados [4].

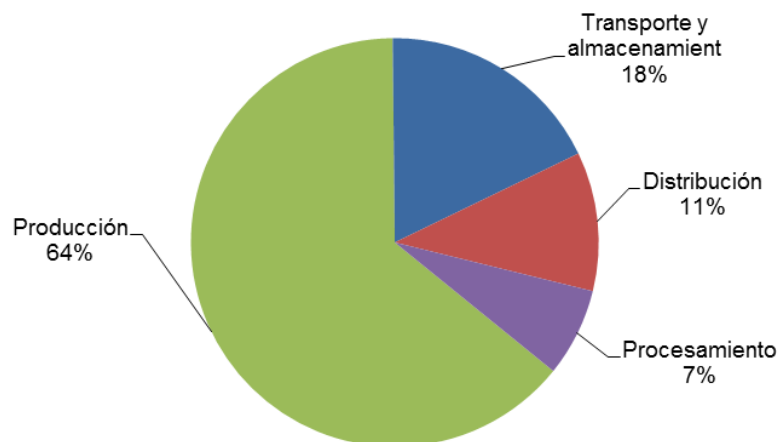
Este sector comprende principalmente las actividades de exploración y explotación de fuentes primarias de energía, conversión de fuentes primarias de energía en formas más utilizables en refinerías y centrales eléctricas, transporte y distribución de combustibles fósiles y el uso de combustibles en aplicaciones estacionarias y móviles. La industria de gas natural como parte del sector energético desempeña un papel importante en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero para este sector, ya que durante sus actividades produce gran

cantidad de metano y dióxido de carbono. A continuación se muestra el papel que desempeña la industria del gas natural en la generación de GEI.

1.5.1 Influencia de la industria de gas natural

La producción, procesamiento, transmisión y distribución del petróleo y del gas natural conforman la segunda fuente antropogénica más grande de metano en todo el mundo, liberando en el 2010 un estimado de 1.595 millones de toneladas de CO₂eq hacia la atmósfera. Este sector de la industria emite metano durante actividades normales de operación, mantenimiento de rutina, y emergencias, y genera emisiones de dióxido de carbono durante sus procesos de combustión. La etapa de producción es la que genera mayor cantidad de emisiones fugitivas seguida del sector transporte. En la siguiente gráfica se muestra el porcentaje de emisiones fugitivas generadas en cada uno de los sectores de la cadena de valor del gas.

Gráfica 4. Emisiones fugitivas industria de gas natural



Fuente: Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero EE.UU. y sumideros 1990 – 2009, USEPA, abril de 2011.

En cada uno de los sectores de la industria del gas, se presentan diferentes fuentes de emisiones de GEI que dependen principalmente de las operaciones

que se realizan en las etapas, de los componentes que se utilizan y de las emergencias que se pueden presentar en cada una de ellas. Estas emisiones pueden ser intermitentes o constantes y provienen principalmente de las siguientes fuentes:

Tabla 2. Fuentes de emisiones fugitivas

Etapa de la industria	Modo de operación	Fuentes de emisiones
Producción	Arranque	Perforación
	Operaciones normales	Fugitivas Dispositivos Neumáticos Válvulas de control Bombas de inyección Deshidratadores de glicol Escape en compresores Arranque de compresores
	Mantenimiento	Sangrado y purga
Procesamiento	Arranque	No aplica
	Operaciones normales	Fugitivas Dispositivos Neumáticos Válvulas de corte Deshidratadores de glicol Escape en motores Arranque de compresores
	Mantenimiento	Sangrado y purga
	Emergencia	Despresurizaciones
Transmisión y almacenamiento	Arranque	No aplica
	Operaciones normales	Fugitivas Dispositivos Neumáticos Válvulas de control Válvulas de corte Deshidratadores de glicol Escape en compresores Arranque de compresores
	Mantenimiento	Sangrado y purga
	Emergencia	Despresurizaciones
Distribución	Arranque	No aplica
	Operaciones normales	Fugitivas Dispositivos Neumáticos

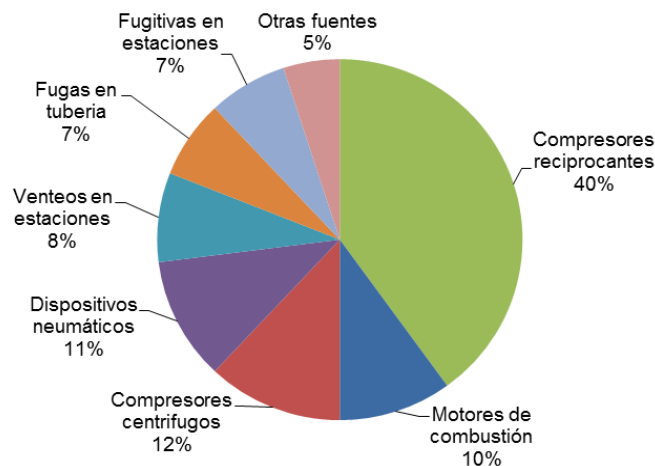
	Válvulas de control Válvulas de corte Arranque de compresores
Mantenimiento	Sangrado y purga
Emergencia	Despresurizaciones Rotura de tubería

Fuente: Investigación y desarrollo de emisiones de metano en la industria de gas natural. EPA 1996.

1.5.2 Fuentes de emisiones durante el transporte de gas natural

Cuando se transporta gas natural por gasoductos (practica más común), se detectan diferentes fuentes de emisiones fugitivas debido a que componentes de la red generan fugas, o a actividades propias durante el transporte del gas natural, como despresurizaciones o venteos. Estas fuentes de emisiones pueden ser estudiadas y evaluadas con el fin de disminuir su impacto ambiental mejorando también la seguridad industrial y la eficiencia de las empresas transportadoras. La gráfica 5 muestra las fuentes de emisiones más importantes presentes en este sector de la industria.

Gráfica 5. Fuentes de emisiones transporte de gas natural



Fuente: Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero EE.UU. y sumideros 1990 – 2009, USEPA, abril de 2011.

Para el estudio de estas emisiones se han establecido categorías y grupos de fuentes de generación, con el fin de facilitar el análisis y la cuantificación. Esta clasificación ha sido adoptada en muchas empresas que reportan sus emisiones y ha permitido tener un mayor control sobre las mismas. Las categorías de fuentes de emisiones más importantes son:

1.5.2.1 Combustión

Los gases efecto invernadero emitidos por el proceso de combustión son los generados por equipos de combustión durante el transporte y almacenamiento del gas natural. El CO_2 es generado por la combustión del carbono; el CH_4 se produce por una combustión incompleta del gas natural y el N_2O es formado por reacciones de oxígeno-nitrógeno cuando la temperatura de llama es baja.

Algunos equipos generadores de gases por medio de la combustión son:

- ***Turbinas de combustión de gas y Compresores reciprocantes de combustión interna:*** Las turbinas y compresores reciprocantes son dispositivos muy utilizados en el transporte de gas para la compresión del gas y en las empresas de distribución se utilizan para generar energía. La combustión de gas natural en estos equipos es una fuente de emisiones fugitivas muy importante y se considera como la mayor fuente de emisiones en las estaciones compresoras.
- ***Quema de antorcha:*** Es toda quema de gas natural de residuo y de los líquidos de hidrocarburos por parte de antorchas o incineradores, como opción de desecho y no para la producción de calor útil o energía. Esta decisión de quema de gas depende principalmente de la cantidad de gas que debe desecharse y a las circunstancias específicas de cada país (cuestiones públicas, ambientales de seguridad). Normalmente, el gas residual se ventea únicamente si es inodoro y no tóxico pero genera gran cantidad de emisiones de CO_2 .

1.5.2.2 Emisiones por venteos operacionales

Las emisiones de venteo son lanzamientos intencionales de gas a la atmosfera que se presentan por actividades de mantenimiento u operacionales. Estas emisiones son asociadas a actividades de la estación o son ocasionadas por despresurizaciones de emergencia. Las emisiones por venteo varían de magnitud dependiendo de parámetros como la presión de línea, el diámetro y el contenido de metano en el gas. Algunos equipos que generan emisiones producto de venteos son:

- **Venteo del deshidratador:** Es una fuente significativa de emisiones de metano. La mayoría de los deshidratadores de glicol son ubicados en producción, pero ahora los deshidratadores están presentes en casi todas las secciones de la industria del gas natural.
- **Venteo del compresor:** Esta fuente de emisiones es muy significativa por su gran cantidad de gas quemado. Cuando no se presenta combustión completa se produce metano lo cual ayuda a que este se escape. La práctica estándar es ventear (despresurizar) los compresores fuera de línea y según la Agencia de Protección Ambiental (EPA- por sus siglas en inglés) durante esta actividad, se desfoga en promedio 15 Millones de pie^3 de gas por año (Mcf/año) a la atmosfera.
- **Dispositivos neumáticos:** Estos dispositivos son actuadores y controladores de válvula que usan la presión del gas natural como fuerza para mover la válvula. El gas que viene del actuador de válvula se ventea durante cada carrera de la misma y el gas que está en la válvula controladora piloto se purga continuamente. Las emisiones estimadas para dispositivos de alta purga según la EPA están alrededor de 60 Mcf/año, y se basan en estudios en campo y en datos de manufactura. Para disminuir estas emisiones se pueden reemplazar los dispositivos de alta purga (emiten mas de 6pie^3 de gas por hora) por equipos de baja purga (emiten menos de 6pie^3 de gas por hora y según estudios esta actividad se puede realizar en casi un 80 % de los dispositivos.

- **Estaciones reguladoras de presión:** Son estaciones que controlan el flujo y la presión en la red de gas natural. Se puede subdividir en cuatro categorías:
 - Punto de entrada a la ciudad (City Gate): Son estaciones que transfieren el gas de una red de transmisión a su punto de distribución. La presión de la tubería de gas es reducida a la presión adecuada de la tubería de distribución.
 - Estaciones de regulación: Son localizadas corriente abajo de los city gate. Usualmente son utilizadas para regular la presión, no para medir.
 - Estaciones de medidor industrial: Estas estaciones cuentan con dispositivos para medir y regular con el fin de facilitar la entrega a la industria.
- **Venteo de tubería:** Son actividades de mantenimiento en la red de tubería, la cual consiste en liberar gas natural a la atmosfera. La cantidad de gas liberado depende del volumen de la tubería (diámetro y longitud), las presiones inicial y final y la temperatura.
- **Rotura de tuberías:** Son fugas no intencionadas de tubería subterránea. Esta rotura puede ocurrir cuando no se sabe la ubicación de una tubería y esta es perforada o rota mientras se realiza una excavación o por actividades terroristas. La fuga de gas es proporcional al tamaño de tubería, la presión y temperatura a la que se encuentra y el tiempo que tarda la reparación de la misma.
- **Válvulas de alivio de presión:** son utilizadas para prevenir el exceso de presión en una tubería y son usadas junto con reguladores de presión. Estas válvulas están diseñadas para reinstalarse después de una sobre presión una vez que esta ya se haya controlado.

Tabla 3. Factores de emisión durante el transporte de gas natural

Fuente de estimación	GEI	Factor de emisión	Unidades
Dispositivos de control en estaciones neumáticas	CH ₄	7,584	lb/dispositivo-año
Válvulas de aislamiento neumático	CH ₄	795,9	lb/dispositivo-año
Purga en tuberías	CH ₄	70,92	lb/dispositivo-año
Rotura en tuberías	CH ₄	67,12	lb/dispositivo-año
Válvulas de alivio	CH ₄	2,111	lb/dispositivo-año
Purga en estaciones	CH ₄	5,322	lb/dispositivo-año
Venteos simples	CH ₄	43,43	lb/dispositivo-año

Fuente: Metodología de estimación de emisiones de gases de efecto invernadero, procedimientos y directrices para el sector de distribución de gas natural. AGA, abril de 2008.

Cabe aclarar que las emisiones producidas por los componentes de un sistema de gas natural varían según la ubicación que tengan en la cadena de valor del gas. En la siguiente tabla se clasifican las emisiones de algunos componentes según la instalación y se observa que en la etapa de transporte el aumento de estas emisiones es significativo.

Tabla 4. Factor de emisión de fuentes operativas

Fuente	Emisiones anuales de metano Bscf
Escape en Compresores	
Producción	6,6
Procesamiento	6,9
Trasmisión	11,4
Dispositivos Neumáticos	
Producción	31,4
Procesamiento	0,1
Trasmisión	14,1
Venteos Deshidratador	
Producción	3,4

Procesamiento	1,05
Trasmisión	0,1
Almacenamiento	0,23
Deshidratador de bombas	
Producción	11
Procesamiento	0,17
Trasmisión	
Sangrado y purga	
Producción	6,6
Procesamiento	3
Trasmisión	18,5
Distribución	2,2

Fuente: Investigación y desarrollo de emisiones de metano en la industria de gas natural. EPA 1996.

Nota: El grado de confianza de los datos anteriores es de 90 %.

1.5.2.3 Emisiones fugitivas

Son fugas no intencionales en tuberías y componentes de la red de transporte como compresores, bombas, válvulas, bridas y conectores de tubería. Las fugas pueden ser causadas por diferentes factores como desgaste, falta de mantenimiento e inspección, entre otras. Las emisiones fugitivas son la principal fuente de generación de emisiones de gases efecto invernadero en un sistema de gas natural. Según un estudio de la EPA de 1996, cerca del 97% de las emisiones de gases efecto invernadero generadas durante la distribución de gas natural, son catalogadas como emisiones fugitivas. [5]

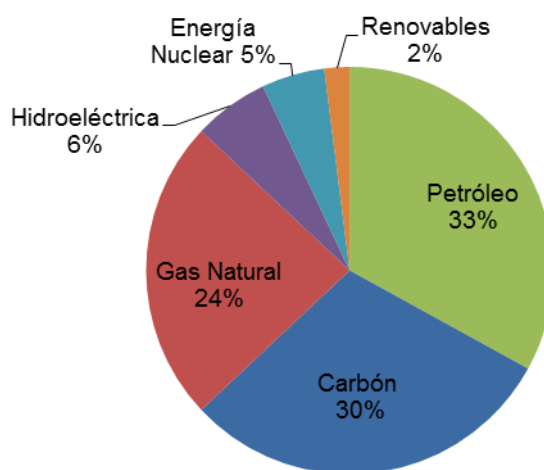
1.5.2.4 Emisiones indirectas

Las emisiones indirectas son aquellas que son consecuencias de las actividades de la empresa, pero que son emitidas desde fuentes que no son controladas o que no son propiedad de la empresa. Esta categoría incluye emisiones de la combustión de los hidrocarburos producidas cuando se genera electricidad, calor, vapor, uso de vehículos, etc.

2. GAS NATURAL

El gas natural es un combustible fósil de bajo costo compuesto principalmente por hidrocarburos livianos y cuyo principal componente es el metano, un potente gas de efecto invernadero. Ocupa el tercer lugar en el mundo entre las fuentes de energía primaria más utilizadas después del petróleo y el carbón (ver gráfica 6), con una participación del 24% que equivale a la cuarta parte del consumo energético a nivel mundial.

Gráfica 6. Participación de las fuentes primarias de energía a nivel mundial



De acuerdo con la *Agencia Internacional de la Energía –AIE*, durante 2011 las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de combustibles fósiles alcanzaron la cifra récord de 31,6x10⁹ toneladas anuales, lo cual representó un aumento de 3,2% respecto a las emisiones de 2010 y de las cuales el carbón es responsable del 45% de estas emisiones, seguido del petróleo con el 35% y el gas natural con el 20%.

Por esta razón el gas natural se considera entre los combustibles fósiles, como una de las fuentes de energía más limpias y respetuosas con el medio ambiente debido a que sus emisiones de CO₂ son un 40%-50% menores que las producidas

por el carbón y un 25%-30% menores que las producidas por el Fuel-Oil por unidad de energía generada.

El gas natural se extrae del subsuelo y se puede encontrar acompañando al crudo en pozos petrolíferos (gas natural asociado) o en yacimientos exclusivos de gas natural (gas natural no asociado). [6]

2.1 RESERVAS DE GAS NATURAL

En el 2011, las reservas probadas de gas natural a nivel mundial fueron de 195.3 billones de metros cúbicos, lo que significó un ascenso de 1.2% respecto al año anterior. Las principales reservas están localizadas en oriente medio (41%), y en Europa oriental (31%) mientras que América central y del sur posee cerca del (4,2%) de las reservas totales (ver tabla 5). La siguiente tabla muestra las reservas probadas de gas natural en el mundo hasta el año 2011.

Tabla 5. Reservas mundiales probadas de gas natural (billones de metros cúbicos)

	1995	2000	2005	2010	2011
América del Norte	6,5	6,5	7	9,4	9,9
América Central y Sur	7,8	7,7	7,4	7,8	7,9
Europa⁽¹⁾	6,2	8,1	6,5	5,8	5,5
CEI	58,9	52,7	53,7	60,5	62
África	9,9	11,4	14,1	14,7	14,5
Oriente Medio	44,7	54,7	72,5	75,5	79
Asia-Oceanía	13,1	11,9	13,9	16,2	16,5
TOTAL	147,1	153	175,1	189,9	195,3

(1) Desde el año 2000, UE 27 más Noruega, Suiza, Europa Central y Turquía. En las cifras de años anteriores, no se incluyen las cifras de Europa Central, que estaban incluidas en el área de Europa Oriental y CEI.

Fuente: CEDIGAZ y Oil and Gas Journal.

A excepción de Europa, todas las regiones han aumentado o mantenido sus valores de reservas. Si se habla de reservas en países, los avances más importantes se han dado en Egipto, Angola y Perú, que han aumentado sus reservas en 32%, 14% y 3,5% respectivamente [7]. Existen también en el mundo,

fuentes de gas natural no convencionales que se encuentran asociados con el crudo y más comúnmente con condensados. Estas cuencas no convencionales requieren tecnologías diferentes a las de la explotación convencional, por lo cual fueron ignoradas durante varios años por no ser rentables. Sin embargo, con el desarrollo tecnológico de la industria, estos recursos han ganado popularidad y lograr su explotación, se ha vuelto un factor crítico para el sector del gas natural en todo el mundo. Entre las fuentes de gas no convencionales se encuentran:

- *Metano en capas de carbón (coal bed methane)*: Es el gas con alto contenido de metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón.
- *Gas en areniscas de baja permeabilidad (tight gas)*: Es el gas natural presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad como formaciones areniscas o formaciones de caliza. La producción del gas es menor que la de un yacimiento convencional y para obtener cantidades significativas se requieren técnicas de fracturación múltiple.
- *Gas en esquistos o pizarras (shale gas)*: Es un gas compuesto principalmente de metano y se encuentra contenido en una roca común sedimentaria.
- *Hidratos de carbono*: Estas reservas de gas se presentan en los sedimentos de las rocas de regiones oceánicas, a altas profundidades y bajas temperaturas.

La AIE ha estimado en 921 billones de m³ la cifra de recursos del gas no convencional (excluidos hidratos de metano) existentes en el mundo, de los cuales 380 billones, serían actualmente recuperables. De esta cifra, unos 14 billones de reservas se encuentran en Europa.

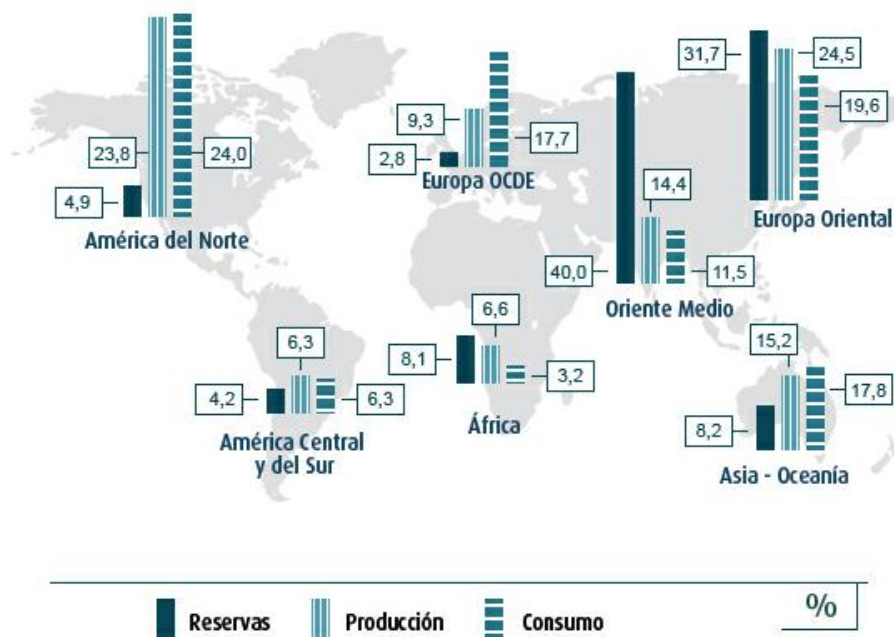
2.2 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL

La producción de gas natural se estimó en el 2011 en 3276,2 billones de m³ (sin incluir el gas quemado o reciclado), de la cual Estados Unidos produjo cerca del 20%, siendo hoy en día el mayor productor.[8]

2.3 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL

El consumo mundial de gas natural ha venido incrementándose en una proporción mayor a las tasa de consumo de energía en lo que hace referencia a las fuentes primarias. Su uso se ha intensificado en todas las regiones del mundo, por la diversidad de usos tanto finales como intermedios y una menor emisión de contaminantes en comparación con otros combustibles fósiles. Estados Unidos es el mayor consumidor de gas natural en el mundo con cerca del 24% del consumo mundial.

Figura 4. Distribución de reservas, producción y consumo de gas natural



Fuente: Enagas

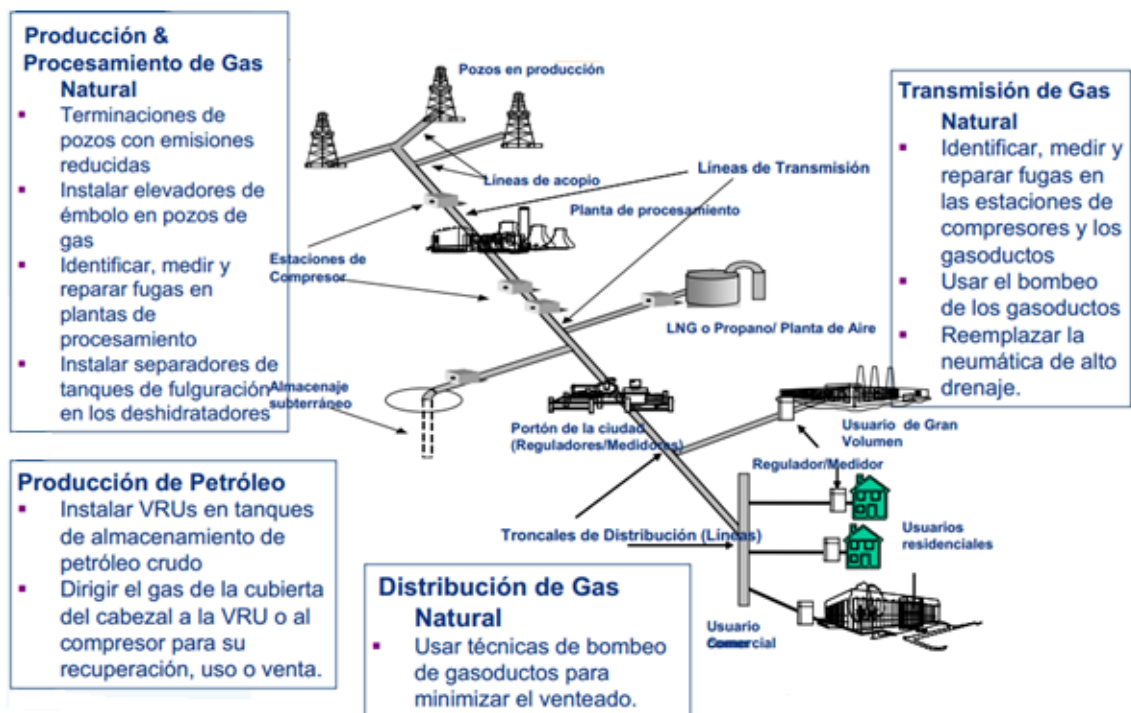
2.4 CADENA DE VALOR DEL GAS

La cadena de valor del gas natural comprende todas las etapas y la infraestructura necesaria para producir, procesar o refinar, y llevar al mercado el gas natural. El sistema comienza en la cabeza de pozo, o en la fuente de petróleo y gas, y termina en el punto de venta final al consumidor. Generalmente esta cadena se divide en cuatro sectores definidos así:

- Producción
- Procesamiento
- Transporte
- Distribución

La figura 5, muestra un esquema de la cadena de valor del gas natural así como algunas oportunidades de reducción de emisiones en cada sector.

Figura 5. Cadena de valor de gas natural



Fuente: Programa Natural Gas Star

2.4.1 Producción de gas natural

La cadena de Valor del Gas Natural se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, etc.) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez detectados los recursos, se procede a definir el plan de extracción del yacimiento y se inicia la fase de producción del Gas Natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado). Normalmente este gas se encuentra a una presión superior a la presión atmosférica lo cual facilita su extracción, sin embargo puede pasar, que a medida que el gas es extraído, la presión en el pozo disminuye; lo cual implica utilizar compresores o métodos más complejos para la extracción.

2.4.2 Procesamiento de gas natural

Una vez extraído el gas es necesario procesarlo para poder comercializarlo. Este proceso permite remover los componentes del gas, diferentes a hidrocarburos como el dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, agua, componentes sólidos entre otros. Generalmente las operaciones que se realizan durante esta etapa de la cadena de valor del gas son: separación, filtrado, endulzamiento, deshidratación, extracción de hidrocarburos pesados y compresión.

2.4.3 Transporte de gas natural

La actividad de transporte de gas natural consiste en llevar el gas hacia las poblaciones para que sea distribuido a todos los consumidores. La manera de transportarlo puede encarecer el precio final y puede convertir un suministro de gas en no viable económicamente para el transportista según el medio utilizado. Algunos medios de transporte de gas natural son:

- Uso de carreteras
- Medio Marítimo
- Por ferrocarril

- Gasoductos

Transporte por carretera: este medio se utiliza para transportar el gas natural en tubos cilíndricos a altas presiones habitualmente entre 200 bar (2500 Psi) y 250 bar (3626 Psi). Se conoce como gas natural comprimido (GNC) y se traslada hasta una planta de descarga donde el combustible es reducido a la presión de distribución domiciliaria para ser inyectado en la red.

Además del transporte por carretera de GNC, el Gas Licuado del Petróleo (GLP) es otro medio para transportar el gas. Este se comercializa generalmente en recipientes en estado líquido (mediante una compresión moderada logrando una considerable reducción de volumen, lo que facilita su transporte), luego en el momento que se utiliza, es convertido en gas a presión atmosférica y temperatura ambiente.

Transporte marítimo: Es un medio de transporte de gas que está siendo muy utilizado y por lo general a través de este, se transporta Gas Natural Licuado (GNL) que se compone básicamente de gas metano. Para que el gas pueda ser transportado de esta forma, es sometido a un proceso criogénico que consiste en bajar su temperatura hasta -161°C para licuefactarlo y reducir su volumen en una relación de 600 a 1, con el objeto de transportarlo hacia los centros de consumo. Una vez transportado el GNL a su lugar de destino, se regasifica mediante vaporizadores y se distribuye. Este procedimiento resulta muy costoso.

Transporte por Ferrocarril: Cuando se transporta gas natural por medio de ferrocarriles, los materiales con los que se construye el recipiente de transporte debe cumplir con ciertas normas. También tienen que tener aislamiento térmico para evitar accidentes que no se puedan controlar.

Gasoductos: Las tuberías son el medio más seguro y eficaz para el transporte de gas natural. Esta actividad consiste en transportar el gas por tuberías de alta presión y gran diámetro desde los campos de producción, plantas de

procesamientos e instalaciones de almacenamiento, hasta las estaciones de compuerta, y por tuberías de baja presión y diámetro pequeño para su distribución en ciudades y pueblos. La infraestructura involucrada en el sistema de transmisión del gas natural seco incluye tubería, varias instalaciones de apoyo en tierra como son las estaciones de medición, instalaciones para mantenimiento y estaciones de compresión ubicadas a lo largo de la ruta de la tubería. Estos gasoductos son generalmente tuberías de acero con carbono de elevada elasticidad, los cuales se encuentran bien enterrados en la superficie terrestre o bien en el fondo de los océanos. La capacidad de transporte de los gasoductos depende de la diferencia de presión entre sus extremos y de su diámetro (a medida que este aumenta, aumenta la capacidad de transporte, a un ritmo superior al lineal).

La forma de hacer circular el gas a través de los gasoductos consiste en aumentar en determinados puntos la presión del gas. Esta acción se realiza en estaciones de compresión, que aseguran la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte. El control de los flujos de gas se realiza desde instalaciones donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos (centros de control).

2.4.4 Distribución de gas natural

Consiste en la entrega del gas natural al usuario final ya sea industrial, comercial o domiciliario. Esta actividad normalmente se realiza por medio de tuberías de acero o polietileno de bajo diámetro (normalmente 2 pulgadas).

2.5 GAS NATURAL EN COLOMBIA [9]

2.5.1 Reseña Histórica

En Colombia el aprovechamiento de gas natural se remonta a 1961, donde a través de la ley 10 del mismo año se prohíbe la quema de este combustible, práctica que se venía realizando en los años anteriores. Esta ley fue ratificada mediante el decreto 1873 del año 1973, año en el cual también se inició la

construcción del primer gasoducto en la costa atlántica con el fin de atender las necesidades del sector industrial en esta parte del país.

En 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado "Programa de gas para el cambio", con el objeto de sustituir energéticos de alto costo. Más adelante en 1990 surge de nuevo la necesidad de crear la cultura del gas y se publica el documento oficial "Lineamientos del cambio", donde se da pie para que se adelanten una serie de estudios, los cuales confirman los beneficios económicos que se darían para el país a partir de la utilización de este combustible.

En 1992, la entonces Comisión Nacional de Energía, aprobó el sistema de transporte de gas, separándolo en troncal, subsistemas y distribución, para garantizar un suministro adecuado a los futuros usuarios. En 1993, se expidió el Decreto 408, en el cual el Consejo nacional de planeamiento sectorial (CONPES) aprobó las estrategias para el desarrollo del Plan Gas, que contemplaban la conformación de un sistema de transporte de gas natural, donde Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos utilizando esquemas de BOMT (Construcción, Operación, mantenimiento y transferencia, por sus siglas en ingles), para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país.

2.5.2 Mercado de Gas natural

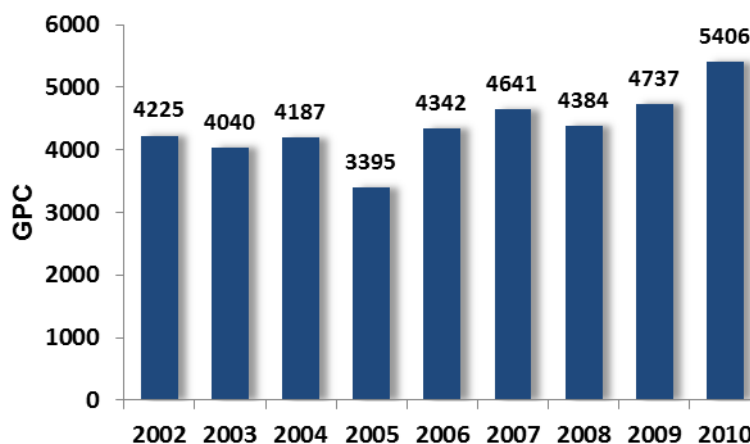
El mercado de gas natural en Colombia está conformado por la producción y suministro que involucra a productores, transportadores, distribuidores y comercializadores. Los productores de gas natural son los que se encargan de extraer el recurso directamente de los pozos para luego ser transportado hacia las distintas regiones del país. En Colombia, las empresas más importantes de producción son Ecopetrol-Chevron y Equión, que se encargan de la producción de

gas de Ballena (Guajira) y Cusiana (Casanare) respectivamente, los cuales son los campos de gas más importantes del país.

2.5.3 Reservas de Gas natural

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, a finales de 2010, las reservas de gas natural en Colombia alcanzaron los 7.057 Giga pies cúbicos –GPC, de las cuales 5.406 GPC corresponden a la categoría de reservas probadas, 1.162 GPC a las de reservas probables y 489 GPC de reservas posibles [10]. En la gráfica 7, se muestra la evolución histórica de las reservas probadas de gas natural en el país.

Gráfica 7. Histórico de reservas probadas de gas natural



Fuente: Ecopetrol - Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.5.4 Producción de gas natural

La producción de gas natural en Colombia se ha ido incrementando, debido principalmente a trabajos realizados en los campos maduros los cuales a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un gran potencial si se optimiza su operación y se les incorporan algunas tecnologías [11], lo que permite maximizar las reservas y aumentar la oferta de gas natural. Los campos de mayor producción de gas natural en Colombia son los de Chuchupa, Ballena, Cusiana y actualmente

existen otros pozos más pequeños como el de Gibraltar y La Creciente que están produciendo gas para ciertas regiones del país. Los principales campos de producción de gas en Colombia son:

2.5.4.1 Gas natural Guajira

La producción de gas natural en La Guajira se inició hacia finales de la década de los 70s y se encuentra concentrada en los campos de Chuchupa y Ballena, los cuales están localizados en el litoral Caribe colombiano, con la particularidad de que el campo de Chuchupa es un campo costa afuera, es decir, se encuentra ubicado en el mar. El campo de Ballena es el campo más antiguo, inaugurado en 1976, mientras que Chuchupa es un campo constituido por dos plataformas de perforación marinas, Chuchupa A y Chuchupa B, las cuales fueron inauguradas en 1978 y 1996 respectivamente. La adición de Chuchupa B a este campo de gas se produjo como resultado del crecimiento de la cobertura a nivel nacional a partir de la idea de masificar el consumo de gas.

2.5.4.2 Gas natural Cusiana

El campo Cusiana se encuentra ubicado en el departamento de Casanare. Tiene una producción diaria de gas de venta de 270.000 pies cúbicos diarios y en él se producen 90.000 barriles diarios de los cuales el 50% es gas y el otro 50% es crudo.

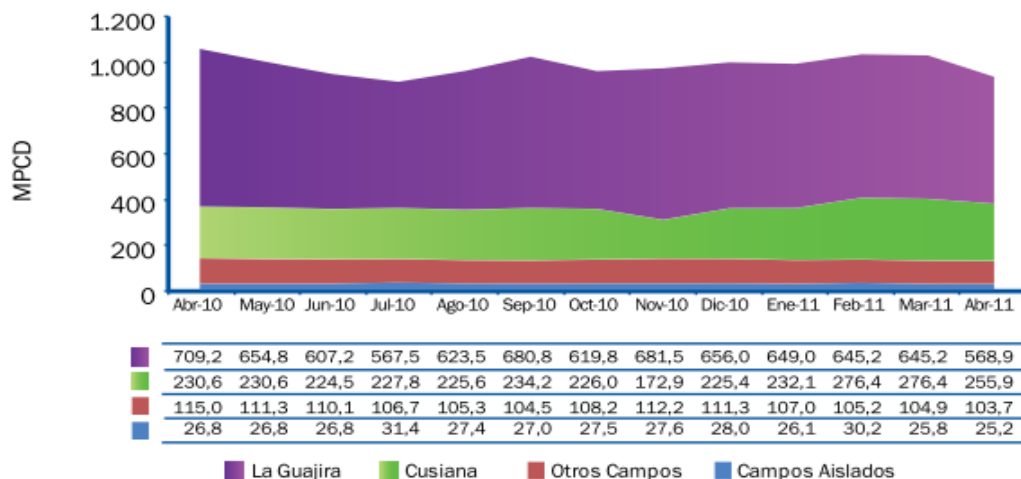
Cusiana produce más del 50 por ciento del gas natural que se consume en el interior del país, ya sea domiciliario, vehicular o para diferentes tipos de industria. Comprende cerca de 80 hectáreas de campo con una infraestructura abundante en tubería, válvulas, teas y chimeneas. También es la segunda planta del país, después de la ubicada en La Guajira.

2.5.5 Oferta de gas natural

En el 2010, la oferta de gas natural alcanzó un total de 1.020 MPCD representando un incremento del 1,6% comparado con el año anterior. De esta

producción, el 67% fue aportado por los campos de la Guajira, el 23% por los campos de Cusiana y Cupiagua, 6% en el campo La Creciente y el 4% otros campos del interior y de la costa. La gráfica 8 muestra la participación de cada campo.

Gráfica 8. Oferta de gas natural



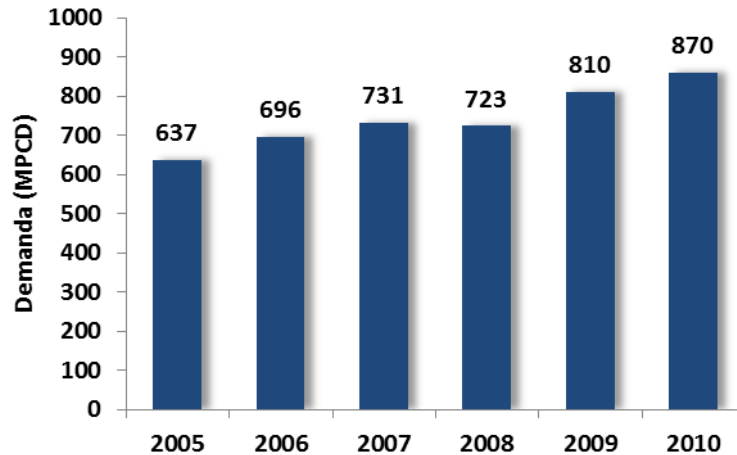
Fuente: UPME.⁵

2.5.6 Demanda de gas natural

La demanda de gas natural en Colombia está distribuida en seis sectores: termoeléctrico, industrial, refinería, petroquímico, doméstico y gas natural comprimido vehicular (GNCV). En el 2010, el consumo promedio de gas natural fue de 870 MPCCD, aumentando un 6,17% en comparación con el año 2009. Este consumo dependió de la participación del sector Industrial, la cual fue de 30,04%, seguido del Termoeléctrico con un 28,58%, el sector doméstico con un 18,41%, refinería con el 12,63%, GNCV con el 8,9% y el sector petroquímico que consumió cerca del 1,44%. En la gráfica 9 se observan las demandas totales de gas natural en Colombia de los últimos años.

⁵ UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

Gráfica 9. Demanda de gas natural en Colombia



Fuente: UPME.

Otro aspecto que se debe tener en cuenta cuando se habla de demanda de gas natural para Colombia, son las exportaciones que se realizan las cuales fueron durante 2010 de 178.3 MPCD.

2.6 TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Las empresas transportadoras son las encargadas de llevar el gas desde los campos de producción hasta los city gates y los grandes consumidores, tales como las termoeléctricas. Estos transportadores cuentan con toda una infraestructura para el transporte del gas natural a presiones altas, por gasoductos que atraviesan el territorio nacional.

En Colombia, el sistema nacional de transporte –SNT, está compuesto por dos subsistemas principales definidos claramente por su propiedad y operación, los cuales transportan cerca del 95% del gas en el país. Estos subsistemas son el de la Costa Atlántica (Ballena–Barranquilla–Cartagena y Cerromatoso) perteneciente a PROMIGAS S.A. y el subsistema del interior del país, el cual comprende las líneas Ballena–Barrancabermeja–Vasconia, Cusiana–Apiay–Bogotá, Cusiana–La Belleza–Vasconia y Vasconia–Mariquita–Cali y son propiedad de la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. Adicional a estos subsistemas, también se

dispone de pequeños subsistemas regionales de transporte, pertenecientes a empresas como Progasur, Transoccidente, Transoriente, Transmetano y Transgastol. A continuación se presentan algunas características de las empresas transportadoras más importantes del país.

2.6.1 Transportadora de gas internacional (TGI)

Es una empresa colombiana perteneciente al Grupo de Energía de Bogotá, que presta el servicio del transporte de gas natural en gran parte del territorio nacional. Tiene por objeto la planeación, organización, ampliación, construcción, operación, mantenimiento y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y cuenta con una extensión de 3.774 kilómetros de tubería, que se extiende desde la Guajira hasta el Valle del Cauca y desde Casanare hasta Bogotá y Neiva. En el 2011, TGI transportó un promedio de 420 MPCD. Esta red cuenta con tres gasoductos principales, a los cuales se conectan ramales que transportan el gas hasta los municipios, supliendo el sector comercial industrial y domiciliario. Está distribuida en 7 distritos, con el fin de facilitar la operación y el mantenimiento de la infraestructura y cuenta con 12 estaciones compresoras instaladas y en operación.

La figura 6, muestra la red de gasoductos de TGI S.A. E.S.P, así como la ubicación de sus estaciones compresoras.

Figura 6. Mapa de la red de transporte de gas natural de TGI S.A. E.S.P.



Fuente: <http://www.tgi.com.co/index.php/es/>

2.6.1.1 Estaciones compresoras de gas de TGI S.A. E.S.P.

TGI S.A. E.S.P, posee en su infraestructura 12 estaciones compresoras distribuidas a lo largo del territorio nacional que tienen una potencia instalada de 149230 HP. Estas estaciones compresoras son usadas como elevadoras de presión para satisfacer el consumo de gas en el interior del país de las cuales seis, son estaciones que estaban en funcionamiento antes del plan de expansión de 2010 (Hatonuevo, Casacará, Noreán, Barrancabermeja, Vasconia y Miraflores) y las otras seis se instalaron después de este plan (La Jagua del Pilar, Curumaní, San Alberto, Puente Guillermo, Mariquita y Padua).

- **Estación de compresión Hatonuevo:** Esta ubicada en el municipio de Hatonuevo, departamento de la Guajira. Cuenta con cinco unidades compresoras y tiene una potencia instalada de 13775 HP. Comprime el gas que viene de Ballena y tiene una capacidad de compresión de 260 MPCD.
- **Estación de compresión Jagua del Pilar:** Ubicada en el municipio Jagua del Pilar frente a la trampa de raspadores del gasoducto Ballena-Barrancabermeja (Ver figura 7). Tiene la capacidad de comprimir un flujo máximo de 258 MPCD y tiene instaladas cuatro unidades de compresión, con una potencia de 14200 HP.

Figura 7. Estación compresora Jagua del Pilar



Fuente: <http://www.tecna.com/Home/StartUpinColombia.aspx>

- **Estación de compresión Casacará:** Ubicada en el municipio Agustín Codazzi en el departamento del Cesar. Cuenta con siete unidades de compresión de las cuales dos son nuevas y tiene una potencia instalada de 11760 HP. Su flujo máximo a comprimir es de 248 MPCD con una presión de succión y de descarga de 650 y 1200 psig respectivamente.
- **Estación de compresión Curumaní:** Cuenta con cuatro unidades de compresión nuevas que tienen una potencia instalada de 14200 HP. Comprime el gas de Ballena con una presión de succión de 700 psig y una presión de descarga de 1125 psig.
- **Estación de compresión Noreán:** Cuenta con una potencia instalada de 15545 HP distribuida en cinco unidades de compresión de las cuales dos son nuevas. Tiene como propósito comprimir el gas proveniente de Ballena controlando temperaturas máximas de succión y de descarga de 89°F y 120°F respectivamente.
- **Estación de compresión de San Alberto:** Es una estación que se construyó en el proceso de expansión del gasoducto Ballena-Barrancabermeja en 2010. Cuenta con cuatro unidades nuevas, tiene una potencia instalada de 14200 HP. El gas de succión debe tener una temperatura máxima de succión de 89°F y de descarga de 120°F.
- **Estación de compresión Barrancabermeja:** Esta ubicada en el Centro Operacional de Gas de Barrancabermeja (COGB). Tiene una potencia instalada de 10560 HP que están distribuidos en siete unidades compresoras de las cuales tres fueron instaladas después del plan de expansión de 2010. El flujo máximo a comprimir es de 230 MPCD para una presión de succión de 650 psig y una presión de descarga de 1150 psig.
- **Estación de compresión de Vasconia:** Ubicada en el municipio de Puerto Boyacá en el departamento de Boyacá, localizada frente a la estación Vasconia de Ecopetrol. Posee una potencia instalada de 10920 HP distribuidas en cuatro unidades compresoras. Comprime el gas que viene

de Cusiana y tiene una capacidad de compresión de 192 MPCD para una presión de succión de 700 psig y una presión de descarga de 1200 psig.

- **Estación de compresión de Puente Guillermo:** Esta estación se construyó en el proceso de expansión de 2010. Cuenta con siete unidades nuevas de compresión con una potencia instalada de 16590 HP y tiene una capacidad máxima de comprimir 150 MPCD para una presión de succión de 650 psig y una presión de descarga de 1200 psig.
- **Estación de compresión de Miraflores:** Se encuentra ubicada en el municipio de Miraflores del departamento de Boyacá a 1900msnm. Tiene una potencia instalada de 17320HP y cuenta con cinco unidades de compresión. Maneja una temperatura máxima de succión y de descarga de 85°F y 120°F respectivamente. Comprime el gas proveniente de Cusiana y tiene la capacidad máxima de comprimir 390 MPCD.
- **Estación de compresión Mariquita:** Ubicada en el centro operacional de mariquita en el departamento del Tolima. Cuenta con una potencia instalada de 1760 HP proporcionada por dos unidades de compresión. El flujo mínimo a comprimir es de 20 MPCD para una presión de succión de 830 psig y una presión de descarga de 1200 psig.
- **Estación de compresión Padua:** Está ubicada en el departamento del Tolima. Es una estación nueva que cuenta con cinco unidades de compresión y una potencia instalada de 8400 HP. El gas que comprime es el proveniente de Cusiana y para ello controla las temperaturas de succión y descarga en un punto máximo de 80°F y 120°F respectivamente. Esta estación empezó operaciones en 2010.

2.6.2 Promigas

Es la principal compañía transportadora de gas natural en la costa norte colombiana y la segunda transportadora más grande de Colombia. Cuenta con un sistema de transporte y distribución que está conformado por gasoductos troncales (Ballena-Cartagena-Jobo), sistemas regionales de transporte (SRT's) y

red de distribución de Barranquilla (ver figura 8). Posee una red de gasoductos de 2195 kilómetros y cuenta con varias estaciones compresoras, de recibo y de envío.

El principal mercado de Promigas son las termoeléctricas, compañías distribuidoras y comercializadoras de gas, grandes empresas en los sectores hidrocarburos, cemento, minería y petroquímico. Promigas transportó a lo largo del año 2010, alrededor de 12042 MPC mensuales.

Figura 8. Red gasoducto Promigas



Fuente: Promigas.

2.6.2.1 Estaciones de Promigas

El sistema de Promigas cuenta con seis estaciones entre compresoras, de recibo y de envío las cuales son:

- **Estación Ballena:** Es una estación modular (compresión, tratamiento y medición) donde Promigas recibe el gas proveniente de Ballena y Chuchupa. Esta estación está conformada por dos unidades turbocompresoras de 6500 HP cada una, impulsadas por turbinas.

Comprimen el gas de 600 a 1200 psig y tienen una capacidad de comprimir 93 MPCD.

- **Estación compresora palomino:** Es una estación que se instaló para incrementar la capacidad de transporte del sistema. Cuenta con dos unidades turbocompresoras de 7300 y 7700 HP cada una, las cuales son impulsadas por turbinas de gas.
- **Estación Arenosa:** Se encuentra ubicada en Barranquilla y es una estación que separa, filtra y regula el gas proveniente de la estación ballena para así entregarlo a la red de distribución y el sector termoeléctrico de Barranquilla.
- **Estación compresora Caracolí:** Cuenta con un turbocompresor con una potencia instalada de 7000 HP. Se encuentra ubicada en el corregimiento de Caracolí municipio de Malambo y se construyó para incrementar la capacidad de transporte del sistema de gasoductos Ballena-Cartagena-Jobo. Dentro de la infraestructura de la estación se encuentran filtros separadores, trampas de recibo y envío de raspadores y un sistema de medición u regulación que envía el gas hacia la termoeléctrica Termoflores.
- **Estación la Heroica:** Recibe el gas proveniente de la estación de caracolí y cuenta con sistemas de filtración, regulación, separación y medición que entregan el gas a la red de distribución de Cartagena. Cuenta con dos unidades compresoras que poseen motores y compresores reciprocantes de 2200 HP cada una. Tiene una capacidad de comprimir 35 MPCD manejando una presión de succión y de descarga de 350 a 810 psig respectivamente.
- **Estación compresora Sahagún:** Ubicada en el municipio de Sahagún, departamento de Córdoba. Cuenta con dos unidades compresoras marca Caterpillar de 2200 HP que comprimen el gas proveniente de Güepajé y Guajira. Este gas es transportado a poblaciones del departamento de Córdoba, a la planta de ferroníquel de Cerro Matoso y a la población de Caucasia. Tiene la capacidad de comprimir hasta 21 MPCD a una presión de descarga de 635 psig.

2.6.3 Progasur

Es una empresa transportadora de gas que presta el servicio en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Tolima, Cauca, Valle del Cauca y Norte de Santander. Su infraestructura está conformada por cinco gasoductos pequeños que son:

- **Gasoducto al Sur (Neiva-Hobo):** Es una red de tubería de acero de 8" que tiene una extensión de 52,62 kilómetros la cual se encuentra ubicada y enterrada en la vía que de Neiva conduce al municipio del Hobo. Este gasoducto cuenta con tres trampas de recibo y envió de raspadores y se encuentra seccionado cada 12,5 kilómetros con 8 válvulas de corte. Su capacidad máxima de transporte es de 2765 KPCD.
- **Gasoducto Flandes (Girardot-Ricaurte):** Esta ubicado en el trayecto de la vía nacional que conduce al municipio de Flandes y cuenta con una extensión de 12 kilómetros de tubería que está dividida en dos tramos, el primero de 5 kilómetros en acero de 4" y el segundo de 7 kilómetros en polietileno de alta densidad de 6" y 4". Este gasoducto cuenta con dos estaciones reguladoras en los municipios de Flandes y Girardot y es seccionado por medio de siete (7) válvulas de corte.
- **Gasoducto Guando-Melgar-Fusagasuga:** Tiene una extensión de 38,5 kilómetros de tubería de acero de 3" con una capacidad de transporte de 606 KPCD y una presión de operación de 450 psig. Para el control y bloqueo del gasoducto, cuenta con seis válvulas de bola de 3" de diámetro ANSI 600 separadas entre sí a una distancia promedio de 7.7 kilómetros.
- **Gasoducto Popayán:** Transporta gas en los departamentos de Cauca y Valle del Cauca y posee una longitud de 119,58 kilómetros de tubería de acero de 4" con una capacidad máxima de transporte de 3729 KPCD. Posee también once válvulas de bola de 4" de diámetro separadas entre sí a una distancia promedio de 11,8 kilómetros. En la actualidad el gasoducto

ramal Pradera/Jamundí-Popayán, se conecta al gasoducto de Mariquita-Cali, propiedad de TGI S.A. E.S.P.

- **Gasoducto Sardinata-Cúcuta:** Tiene una extensión de 68,2 kilómetros de tubería de acero de 4" con una capacidad máxima de transporte de 4303 KPCD. Cuenta con cuatro válvulas de bola de 4" de diámetro para el control y bloqueo del gasoducto.

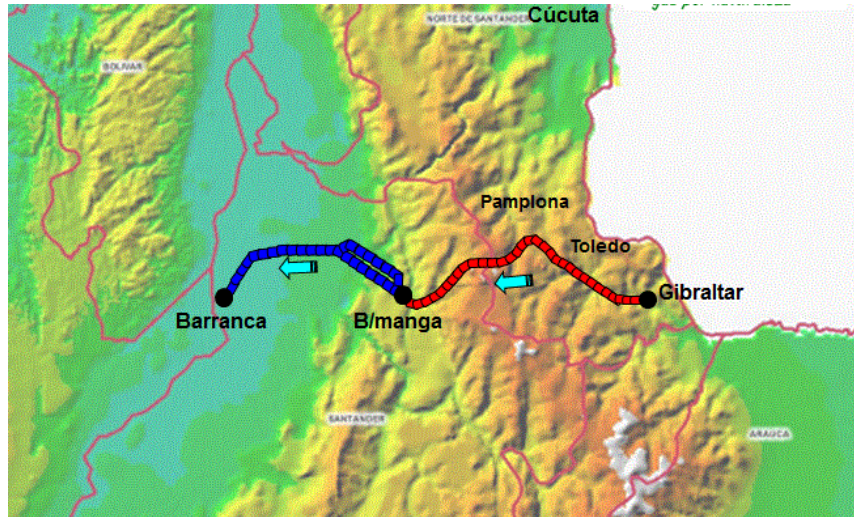
2.6.4 Transoccidente

Es una empresa transportadora de gas que realiza esta actividad mediante la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas, satisfaciendo las necesidades de la ciudad de Cali y otros municipios en el Valle del Cauca. El transporte se realiza a través de tubería de 10,8 kilómetros de longitud que tiene diámetros de 16, 14, 8 y 6 pulgadas. La Capacidad de Transporte del Sistema de Gas de Transoccidente es de 68,3 MPCD y en el 2010, tuvo una participación del 3,2% del total de gas transportado por ductos en el país.

2.6.5 Transoriente

Es una empresa que presta el servicio de transporte de gas combustible para atender la demanda en la ciudad de Bucaramanga y otros municipios en el departamento de Santander. El sistema de transporte de gas natural está comprendido por un sistema de gasoductos desde los yacimientos de Provincia y Payoa, ubicados en el municipio de Sabana de Torres y el Centro Operacional de Gas de Barrancabermeja- COGB, hasta la estación terminal El Palenque en el municipio de Bucaramanga, atravesando municipios como Lebrija y Girón a lo largo del Departamento de Santander (ver figura 9). Este sistema tiene una longitud de aproximadamente 160 kilómetros de gasoducto troncal de 6 y 8 pulgadas de diámetro. El sistema de transporte cuenta con una capacidad de 30000 MBTU de acuerdo a lo definido en el Boletín Electrónico de Operaciones (BEO) de la compañía, la cual tuvo en el 2010 una participación de 1,1% del total de gas transportado por ductos.

Figura 9. Sistema de transporte Transoriente



Fuente: <http://www.transoriente.com.co/Noticias/Default.aspx>

2.6.6 Transmetano

La empresa Transportadora de Metano S.A. E.S.P, presta el servicio de transporte de gas natural en el departamento de Antioquia. Transmetano cuenta con una línea troncal de 148 kilómetros que conecta el punto de entrega de Sebastopol propiedad de TGI, con los diferentes municipios del valle de Aburrá cercanos a Medellín. El gasoducto está construido en tubería de acero de 14” en los primeros cuatro kilómetros y de 12” de diámetro en el resto del trazado. Cuenta con seis válvulas de accionamiento con actuador neumático, dos estaciones operativas y un sistema de protección catódica por corriente impresa a través de cuatro transformadores rectificadores. La presión máxima de operación de este gasoducto es de 1200 psig. Transmetano transporto en el 2010, 1174 MPC mensuales que equivalieron al 3% del gas transportado por ductos en el país.

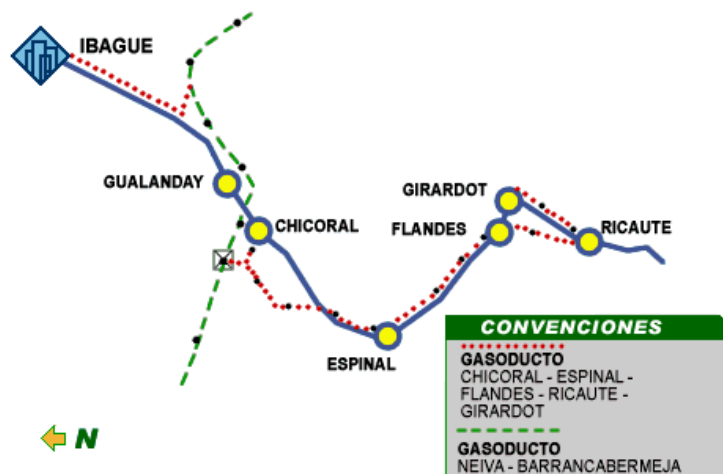
2.6.7 Transgastol

La empresa Transportadora Gasoducto del Tolima S.A. E.S.P, presta el servicio de transporte de gas en algunos municipios del departamento del Tolima incluyendo Ibagué. El sistema de transporte se encuentra dividido en tres tramos:

el gasoducto Buenos Aires-Ibagué, el gasoducto Chicoral-Flandes y el gasoducto Flandes-Guando (ver figura 10).

- **Gasoducto Buenos Aires-Ibagué:** Está construido en tubería de acero al carbono API 5LX-42 de seis pulgadas de diámetro, y enterrado en toda su extensión. Tiene una longitud de 18,7 kilómetros con protección catódica por corriente impresa y ánodos de sacrificio y una capacidad máxima de transporte de 2.422 KPCD.
- **Gasoducto Chicoral-Flandes:** Tiene una longitud de 27 kilómetros construido en tubería de acero al carbón de calidad API 5LX-42 de seis pulgadas de diámetro. Posee tres ramales de 2" que atiende la demanda de los municipios de Chicoral, Espinal y Flandes. Cuenta con protección catódica por corriente impresa y ánodos de sacrificio.

Figura 10. Gasoducto Chicoral-Espinal-Flandes



Fuente: http://www.transgastol.com/manual4_htm.htm#32

3. CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

3.1 NIVELES DE ABORDAJE METODOLÓGICO

Existen tres niveles para determinar las emisiones fugitivas procedentes de la industria de gas y petróleo, los cuales deben ser considerados o tenidos en cuenta de acuerdo a la información que esté disponible. Una buena práctica para estimar las emisiones de un sector específico, es evaluar cada una de las categorías principales por separado y aplicar el nivel metodológico más apropiado para cada una de ellas. Los niveles metodológicos son:

3.1.1 Nivel 1

El Nivel 1 comprende la aplicación de los factores de actividad por defecto correspondientes a un parámetro de la actividad representativo (normalmente la producción) para cada segmento o subcategoría aplicable de la industria del petróleo y gas natural del país. Los factores de actividad de nivel 1 se utilizan en la siguiente ecuación:

$$Emisiones_{gas} = \sum AF_{segmento} * EF_{gas} \quad (Ecuación 1)$$

Donde

$AF_{segmento}$: Factor de actividad

EF_{gas} : Factor de emisión

Los factores de nivel 1 dependen de las estadísticas nacionales de producción y consumo de gas natural y petróleo. A pequeña escala, las emisiones fugitivas son totalmente independientes de la producción. La mejor relación para estimar las emisiones procedentes de los escapes fugitivos del equipo se basa en la cantidad y el tipo de componentes, que es un método de Nivel 3. A una escala mayor,

existe una relación razonable entre la cantidad de producción y la cantidad de infraestructura existente, por lo tanto, a mayor la industria, más importante el aporte de sus emisiones fugitivas y más fiables los factores de emisión de Nivel 1 presentados.

Los factores de nivel 1 además de tener una gran incertidumbre, no permiten mostrar el cambio de las emisiones de los países a través del tiempo, para esto es necesario el uso de los niveles 2 y 3 con el fin de determinar las intensidades de las emisiones [12].

3.1.2 Nivel 2

El Método de Nivel 2 consiste en utilizar la ecuación de Nivel 1, con factores de emisión específicos del país, en lugar de utilizar factores de emisión por defecto. Es posible desarrollar los valores específicos del país a partir de estudios y programas de medición, o derivarlos aplicando inicialmente un método de Nivel 3 y luego retrocalculando los factores de emisión de Nivel 2.

3.1.3 Nivel 3

Comprende una evaluación rigurosa de cada tipo de fuente (venteo, quema en antorcha, escapes fugitivos del equipo, pérdidas por evaporación y liberaciones accidentales), en cada nivel de la planta. Se deben utilizar para las categorías principales en los casos en los que los datos necesarios de la actividad y la infraestructura estén disponibles o sea razonable obtenerlos.

Entre los tipos principales de datos que se utilizarían en una evaluación de Nivel 3 se incluirían los siguientes:

- Inventario de las instalaciones, incluida una evaluación del tipo y la cantidad de equipos o unidades de proceso de cada planta, y los principales controles de emisión (p. ej., recuperación de vapor, incineración del gas de desecho, etc.).

- Análisis específicos del país del gas de proceso, quemado en antorcha y venteo para cada subcategoría.
- Producción de gas ácido en el nivel de la planta, análisis y datos de disposición.
- Liberaciones atmosféricas declaradas debidas a fugas de pozo y rupturas de gasoducto.
- Factores de emisión específicos del país para escapes fugitivos del equipo, venteo y quema en antorcha sin justificar o declarar, pérdidas por descarga en las instalaciones de producción, pérdidas por evaporación, etc.

3.2 ELECCIÓN DEL MÉTODO

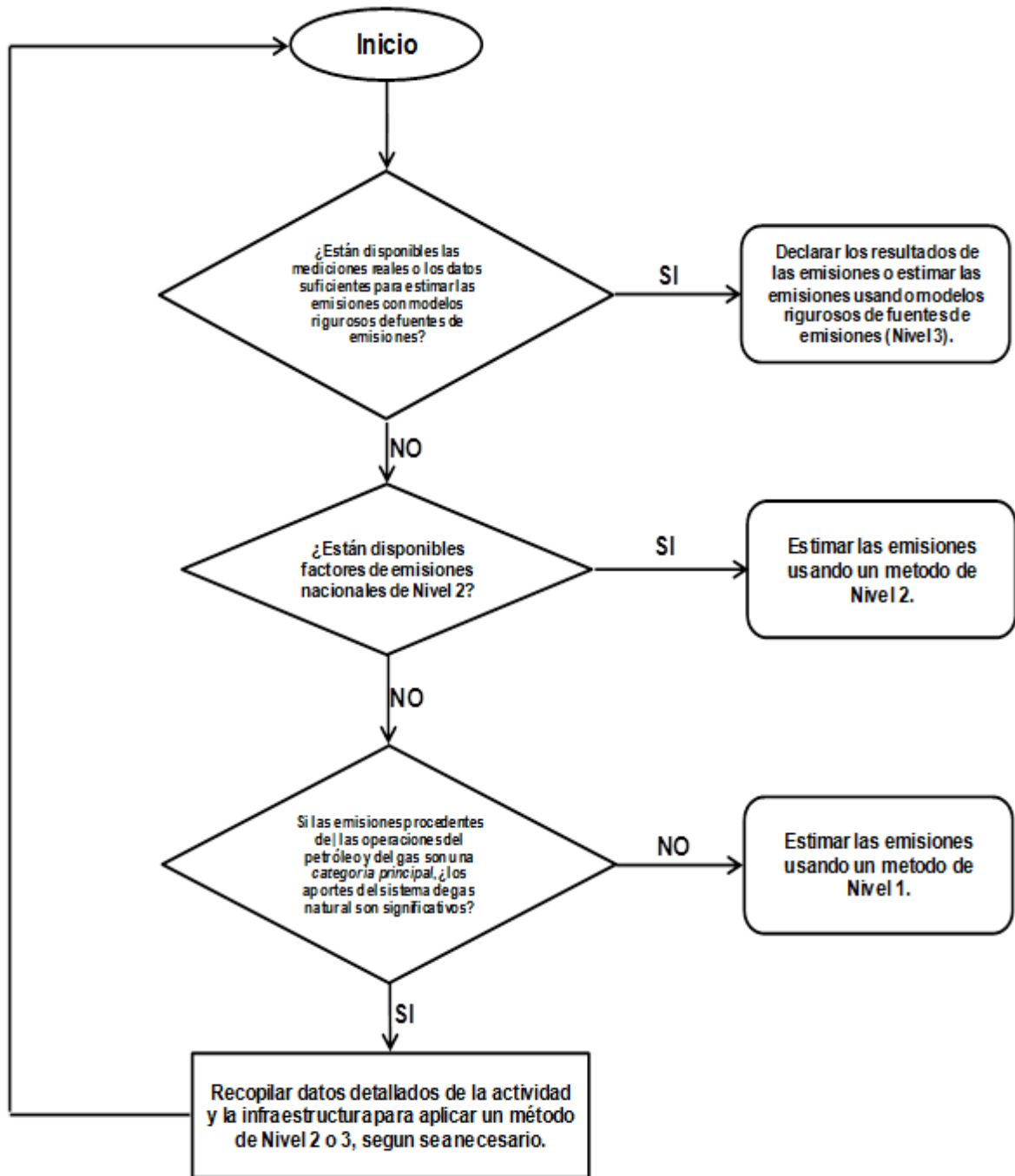
La elección del método se puede realizar distribuyendo las actividades en categorías y subcategorías y luego, evaluar las emisiones por separado para cada una.

El proceso básico de decisión es el siguiente:

- verificar si están disponibles fácilmente los datos detallados necesarios para aplicar un método de Nivel 3 y si es así, aplicarlo; de lo contrario, si estos datos no están disponibles:
- verificar si están disponibles fácilmente los datos detallados necesarios para aplicar un método de Nivel 2 y si es así, aplicarlo; de lo contrario, si estos datos no están disponibles:
- controlar si la categoría es principal y si la subcategoría específica que está analizándose es significativa, sobre la base de las definiciones del IPCC de principal y significativa y, de ser así, retroceder y recopilar los datos necesarios para aplicar un método de Nivel 3 o 2; de lo contrario, si la subcategoría no es significativa:
- aplicar un método de Nivel 1.

En la figura 11 se presenta un Árbol de Decisión general para seleccionar un método apropiado en un segmento dado del sector gas natural.

Figura 11. Diagrama de flujo para la selección del nivel metodológico



3.3 METODOLOGIAS DE ESTIMACION DE EMISIONES

Estimar las emisiones de GEI producidas durante las actividades realizadas por el hombre, es una tarea importante que permite conocer el impacto que tienen estas actividades sobre el medio ambiente, las actividades socioeconómicas y las pérdidas financieras en una empresa o gobierno. Por esta razón en los últimos años se han establecido metodologías y prácticas que permiten realizar una estimación más acertada y con menos incertidumbre, con el fin de poder implementar acciones de mitigación y reducción de emisiones. Entre las metodologías usadas para la estimación de emisiones están:

3.3.1 Metodología general del IPCC

Es la metodología más utilizada en la estimación de GEI y se encuentra disponible en las *Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (Directrices de 2006)* [12], el cual es un documento que resulta de la actualización y revisión del documento publicado por el IPCC en 1996, *Orientación sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. Estas directrices contienen metodologías para la estimación del inventario nacional de gases de efecto invernadero aceptadas internacionalmente y que han sido utilizadas por muchos países para presentar sus reportes ante la CMNUCC. Algunos aspectos que se deben tener en cuenta para el abordaje de esta metodología y que están registrados en el volumen 1 de las directrices se enuncian a continuación.

3.3.1.1 Definiciones

- **Niveles:** Se refiere al nivel de complejidad metodológica. En general, se presentan tres niveles. El Nivel 1 es el método básico, el Nivel 2 el intermedio, y el Nivel 3 que es el más exigente en cuanto a la complejidad y a los requisitos de los datos. A veces se denominan los niveles 2 y 3 métodos de nivel superior y se los suele considerar más exactos.

- **Categorías principales:** son las categorías que repercuten significativamente sobre el inventario total de gases de efecto invernadero en términos del valor absoluto de emisiones, tendencia, o en la incertidumbre asociada.
- **Árbol de decisiones:** Es un esquema de decisión que ayuda al compilador del inventario a definir el nivel de metodología que sea adecuado a sus circunstancias, sobre la base de su evaluación de las categorías principales.

3.3.1.2 Estructura de las directrices

Las directrices del IPCC están seccionadas en 5 volúmenes a través de los cuales se define la metodología y se presenta una orientación general que puede ser aplicada para cada uno de los sectores de la industria establecidos por el IPCC como sectores productivos generadores de emisiones de GEI. Estos volúmenes están definidos así: [12]

- Volumen 1: Orientación general y generación de informes
- Volumen 2: Energía
- Volumen 3: Procesos industriales y usos de productos (IPPU)
- Volumen 4: Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra
- Volumen 5: Desechos

Cada volumen contiene la orientación metodológica para su categoría junto con las recomendaciones en la generación de informes. En este documento se abordará la información contenida en el Volumen 2 del sector energético con el fin de conocer la metodología para estimar las emisiones generadas durante las actividades de transporte de gas.

3.3.1.3 Método de estimación de emisiones de gei

El abordaje metodológico de las Directrices de 2006 consiste en combinar la información sobre el alcance de una actividad humana (denominado factores de

actividad o AF, del inglés activity factor) con los coeficientes que cuantifican las emisiones o absorciones por actividad unitaria, denominados factores de emisión (EF, del inglés, emission factors). Teniendo en cuenta lo anterior, la ecuación básica para el inventario de emisiones es:

$$Emisiones_{GEI} = AF * EF \quad (Ecuación 2)$$

3.3.1.4 Calidad del inventario

Las Directrices proporcionan también, una orientación para el aseguramiento de la calidad de los resultados obtenidos desde la recopilación de datos hasta la generación de informes. Para ello definen unos indicadores de calidad que ayudan a que el inventario sea coherente, comparable, completo, exacto y transparente. Los indicadores definidos en este documento son:

- **Transparencia:** El informe de inventario de GEI debe contener suficiente información que permita a las personas distintas de los compiladores, entender cómo se realizó y que se cumple con los requisitos de buenas prácticas.
- **Exhaustividad:** En el inventario se deben declarar todas las categorías pertinentes de fuentes de emisiones para cada gas. En los casos en que falten elementos, se debe documentar claramente su ausencia junto con la respectiva justificación de la exclusión.
- **Coherencia:** Cuando se realizan estimaciones para diferentes años, se debe utilizar la misma metodología para las mismas fuentes, de tal manera que los resultados que se obtienen reflejen las condiciones y fluctuaciones reales de las emisiones y absorciones.
- **Comparabilidad:** El inventario nacional debe permitir su comparación contra inventarios nacionales de otros países. Para este efecto, es necesario definir adecuadamente las categorías de fuentes principales y seguir la orientación presentada en las directrices.

- **Exactitud:** El inventario no debe contener estimaciones excesivas o insuficientes y debe hacerse el esfuerzo necesario para eliminar el sesgo de las estimaciones. La evaluación de la incertidumbre es un componente importante en el inventario, pues caracteriza la amplitud y probabilidad de valores posibles para el mismo y ayuda a identificar las categorías que más contribuyen a la incertidumbre general, con el fin de abordarlas en caso que se desee reducir la cantidad de emisiones.

3.3.1.5 Compilación del inventario

Para desarrollar un inventario, el IPCC ha establecido unos parámetros o pasos que deben ser tenidos en cuenta por el compilador durante la generación del inventario. En cada uno de estos pasos se deben implementar medidas de control de calidad. Los pasos a seguir para la generación del inventario según el IPCC son:

- **Identificación categorías principales:** Es necesario hacer una evaluación preliminar basada en la experiencia o en información disponible por entidades similares, con el fin de identificar las categorías principales que ayuden a detectar los sectores que más contribuyen al inventario general o a la incertidumbre del inventario y de esta manera priorizar los esfuerzos de evaluación en dichos sectores.
- **Identificación del método apropiado:** Para identificar el método apropiado para la estimación de cada categoría, se debe tener en cuenta las circunstancias particulares de cada país. El método dependerá de la categoría de la fuente, de los datos y de recursos disponibles para su recopilación.
- **Recopilación de datos:** Las actividades de recopilación de datos se deben hacer mediante procedimientos correctos de verificación, documentación y control de calidad (GC/CC) para minimizar los errores que pueden darse en

la estimación del inventario. Si es posible, los datos relativos a las incertidumbres deben recopilarse al mismo tiempo.

- **Estimación de las emisiones:** Se realiza de acuerdo a los datos recopilados y a la metodología seleccionada.
- **Análisis de incertidumbre:** Se debe realizar la estimación de la incertidumbre para el inventario y de esta manera, identificar en que categorías es necesario utilizar un nivel de abordaje superior o es conveniente recopilar datos adicionales.
- **Generación del Informe:** Es necesario presentar el inventario de forma clara y concisa, para así permitir a los revisores entender los datos, métodos y las hipótesis utilizadas en el mismo.

3.3.2 Metodología para inventarios de emisiones del sector energético (Directrices del 2006 –volumen 2)

El Volumen 2 de las Directrices del IPCC de 2006, establece los lineamientos específicos aplicables para los inventarios de emisiones de GEI del Sector Energético. Estos lineamientos son aplicables en cada una de las etapas de la industria del gas y petróleo y con el tiempo se ha demostrado que solo un pequeño porcentaje de estas emisiones surge como emisiones fugitivas de la extracción, transformación y el transporte de fuentes de energía primaria, por ejemplo, las fugas de gas natural, las emisiones de metano durante la minería carbonífera y la quema en antorcha durante la extracción del petróleo y gas.

3.3.2.1 Estructura del Sector energético según el IPCC

Según el IPCC, la estructura de las actividades y las categorías de fuentes de emisiones dentro del sector energético, se pueden estimar teniendo en cuenta abordajes metodológicos, los cuales se definen como se indica en la tabla 6. La nomenclatura allí utilizada, corresponde a la definida en las Directrices del IPCC de 1996 y el marco común para la generación de informes (MCGI) utilizados por la Convención marco de las naciones unidas para el cambio climático (CMNUCC).

Tabla 6. Estructura de fuentes del sector energía establecidas por el IPCC

Energía	1A. Actividades de quema de combustible	1A1. Industrias de la Energía
		1A2. Industrias manufactureras y de la construcción.
		1A3. Transporte
		1A4. Otros Sectores
		1A5. No especificado
	1B. Emisiones fugitivas provenientes de la Fabricación de combustibles	1B1. Combustibles Sólidos
		1B2. Petróleo y Gas Natural
		1B3. Otras emisiones provenientes de la producción de energía
	1C. Transporte y almacenamiento de dióxido de carbono.	1C1. Transporte de CO ₂
		1C2. Inyección y almacenamiento.
		1C3. Otros.

Como se puede ver en la tabla 6, las emisiones generadas durante las actividades en la industria de gas natural pertenecen a la categoría 1B2 establecida por el IPCC, la cual engloba las emisiones de GEI producidas durante las actividades en la industria de petróleo y gas natural.

3.3.3 Emisiones de GEI procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural. (Volumen 2 –capítulo 4)

La industria del petróleo y gas natural como sector importante en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero, presenta diferentes fuentes de emisiones de acuerdo a sus actividades, estas emisiones son clasificadas como se muestra en la tabla 7:

Tabla 7. Nomenclatura del IPCC para las fuentes del sector petróleo y gas natural

1B2. Petróleo y Gas Natural	1B2a. Petróleo	1B2ai. Venteo	
		1B2aii. Quema en antorcha	
		1B2aiii. Todos los demás	1B2aiii1. Exploración
			1B2aiii2. Producción y Refinación
			1B2aiii3. Transporte
			1B2aiii4. Refinación
			1B2aiii5. Distribución de Productos petrolíferos
			1B2aiii6. Otros.

	1B2b. Natural Gas	1B2bi. Venteo		
		1B2bii. Quema en antorcha		
		1B2biii. Todos los demás	1B2biii1. Exploración	
			1B2biii2. Producción	
			1B2biii3. Procesamiento	
			1B2biii4. Transmisión y almacenamiento	
			1B2biii5. Distribución	
		1B2biii5. Otros		

Las emisiones generadas en los sistemas de petróleo y gas natural, están divididas según el tipo principal de fuente de emisiones, es decir: venteo, quema en antorcha y todos los demás tipos de emisiones fugitivas. El término *emisiones fugitivas* se emplea en forma amplia para referenciar todas las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los sistemas de petróleo y gas, como fugas en equipos, venteo, liberaciones accidentales, pero no tienen en cuenta las emisiones generadas durante la quema de combustibles. Las emisiones excluidas de esta categoría son las siguientes:

- La quema de combustible para la producción de calor útil o energía por parte de fuentes estacionarias o móviles.
- Las emisiones fugitivas consecuencia de los proyectos de captura y almacenamiento de carbono, el transporte y desecho del gas ácido de las plantas de petróleo y gas por inyección en formaciones subterráneas.
- Las emisiones fugitivas que se producen en las instalaciones industriales que no son de petróleo ni de gas, o que están asociadas al uso final de los productos de petróleo y gas en cualquier otra instalación que no sea de petróleo ni de gas.
- Las emisiones fugitivas procedentes de las actividades de eliminación de desechos que se producen fuera del sector de petróleo y gas.

El porcentaje de aporte de cada categoría al total de emisiones fugitivas por parte del sector del petróleo y el gas varía según las circunstancias del país y la cantidad de petróleo y gas importado y exportado. Normalmente, los sectores de

producción y procesamiento tienden a presentar mayores cantidades de emisiones fugitivas como porcentaje de rendimiento total que las actividades.

3.3.3.1 Descripción de las fuentes de emisiones

Las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural suelen ser difíciles de cuantificar con exactitud principalmente por la diversidad del sector, la cantidad y variedad de fuentes de emisiones potenciales, las amplias variaciones en los niveles de control de las emisiones, y la disponibilidad limitada de datos acerca de las fuentes de emisión. Algunas consideraciones tenidas en cuenta por el IPCC para estas categorías de fuentes son:

- **Emisiones fugitivas:** fuente de GEI debida a la liberación a la atmosfera de CH₄ y CO₂ presentes en el Petróleo y Gas Natural, más el CO₂ y N₂O procedentes de las actividades de combustión no productiva (principalmente quema en antorcha de gas de desecho).
- **Venteo:** Comprende todas las descargas intencionales a la atmosfera, de las corrientes de gas de desecho y productos derivados del proceso, incluidas descargas de emergencia. Estas liberaciones pueden producirse de forma continua o intermitente, y puede incluir lo siguiente:
 - Emisiones por uso de gas natural a presión, en lugar de aire comprimido como suministro para dispositivos neumáticos.
 - Eventos de depuración y purga relativos a las actividades de mantenimiento y conexión.
 - Descarte de las corrientes de descargas gaseosas procedentes de las unidades de tratamiento del petróleo y del gas
 - Escapes de gas de las actividades de perforación, prueba del pozo y raspado de tuberías.
 - Emisiones de gas en solución procedentes de los tanques de almacenamiento, pérdidas por evaporación de las cloacas de elaboración, separadores API, unidades de flotación del aire disuelto,

estanques colectores y tanques de almacenamiento, y formación de gas biogénico⁶ a partir de los estanques colectores.

- Descarga del CO₂ extraído del gas natural producido o elaborado como subproducto del proceso.
- **Quema en antorcha:** Se refiere a toda quema del gas natural de desecho en antorchas o quemadores, como opción de desecho y no para la producción de calor útil o energía. Normalmente, el gas residual se ventea únicamente si es inodoro y no tóxico, e incluso en estos casos muchas veces se quema en antorcha. La quema en antorcha es más común en las instalaciones de producción, procesamiento y refinación. [12]

3.3.3.2 Elección del factor de actividad

Los datos de actividad necesarios para las actividades de gas y petróleo, son las estadísticas de producción, los datos de infraestructura (inventarios de plantas e instalaciones, unidades de proceso, ductos y componentes de los equipos), actividades de emergencias escapes accidentales y daños por terceros.

- **Nivel 1 y Nivel 2:** Los datos de la actividad necesarios en el Nivel 1 y Nivel 2 se limitan a la información que puede obtenerse directamente de las estadísticas nacionales típicas del petróleo y del gas o estimarse fácilmente a partir de esta información.
- **Nivel 3:** Como el nivel 3 es más exhaustivo que los niveles anteriores, los datos de actividad son más puntuales y más complejos de obtener, debido a la poca información que se posee. Estos datos de actividad varían de acuerdo a las emisiones que se quieren estimar y del tamaño de las instalaciones a estudiar.

La tabla 8, presenta un resumen de los datos básicos de actividad necesarios para cada nivel de evaluación y cada tipo de categoría de fuente primaria.

⁶ Es el gas que se forma a baja temperatura cerca de la superficie terrestre.

Tabla 8. Datos de actividad necesarios para cada nivel

Nivel de Evaluación	Categoría de Fuente Primaria	Datos mínimos necesarios
3	Venteo/quema en antorcha del proceso	Volúmenes declarados
		Composiciones del gas
		Factores prorratea para dividir el venteo de la quema en antorcha
	Pérdidas almacenamiento por	Factores del gas en solución
		Producción líquida
		Tamaños del tanque
	Fugas del equipo	Composiciones del vapor
		Número de plantas/instalaciones por tipo
		Procesos utilizados en cada planta
		Programas de componentes del equipo por tipo de unidad de proceso
	Liberaciones accidentales y daños por terceros	Composiciones del gas/vapor
		Informes/resúmenes de los incidentes
	Migración del gas a la superficie y arcos de ventilación en superficie	Factores de emisión promedio y cantidad de pozos
	Perforación.	Cantidad de pozos perforados
Volúmenes declarados venteados/quemados en antorcha tomados de las pruebas de producción con tubería de perforación		
Emisiones típicas procedentes de los tanques de lodo		
Servicios a los pozos	Cómputo de los eventos de servicio por tipos	
Fugas en los ductos	Tipo de material de tubería	
	Longitud del ducto	
Arenas petrolíferas/esquistos bituminosos expuestos	Área de la superficie expuesta	
	Factores de emisión promedio	
2	Venteo y quema en antorcha de la producción de petróleo	Relaciones del gas al petróleo
		Volúmenes quemados en antorcha y venteados
		Volúmenes de gas conservado
		Volúmenes de gas reinyectado
		Volúmenes de gas utilizado
	Composiciones del gas	
Todas las demás	Producciones de petróleo y de gas	
1	Todas	Producciones de petróleo y de gas

Fuente: Directrices del IPCC 2006. Volumen 2, Capítulo 4. Pag 4,66.

3.3.3.3 Elección factor de emisión

El IPCC en sus Directrices de 2006, ha publicado factores de emisión de Nivel 1 que pueden ser utilizados para estimar las emisiones producidas en la industria de petróleo y gas natural en diferentes países. Estos factores allí publicados son diferenciados tanto para países desarrollados como para países en vía de desarrollo como se muestra en las siguientes tablas. Se estima que en las actividades realizadas por los países en vía de desarrollo, se presentan más emisiones a la atmosfera debido a normas de diseño menos exigentes, al uso de componentes de calidad inferior, entre otras.

En la tabla 9, los factores de emisión están expresados en $Gg/10^{-6} m^3$ de gas comercializable.

Tabla 9. Factores de emisión industria del gas para países desarrollados

Categoría	Sub-categoría	Fuente de Emisión	Código IPCC	CH ₄	CO ₂
				Valor	Valor
Producción de gas	Todas	Fugitivas	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 a 2.3E-03	1.4E-05 a 8.2E-05
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	7.6E-07	1.2E-03
Transmisión y Almacenamiento de gas	Transmisión	Fugitivas	1.B.2.b.iii.4	6.6E-05 a 4.8E-04	8.8E-07
		Venteo	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 3.2E-04	3.1E-06
	Almacenamiento	Todas	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05	1.1E-07
Distribución del gas	Todas	Todas	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03	5.1E-05

Tabla 10. Factores de emisión industria de gas para países en vía de desarrollo

Categoría	Sub-categoría	Fuente de Emisión	Código IPCC	CH ₄	CO ₂
				Valor	Valor
Producción de gas	Todas	Fugitivas	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 a 2.4E-03	1.4E-05 a 1.8E-04
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	7.6E-07 a 1,0E-06	1.2E-03
Transmisión y Almacenamiento de gas	Transmisión	Fugitivas	1.B.2.b.iii.4	16.6E-05 a 1.1E-03	8.8E-07 a 2.0E-06
		Venteo	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 7.4E-04	3.1E-06 a 7.3E-06
	Almacenamiento	Todas	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05 a 5.8E-05	1.1E-07 a 2.6E-07
Distribución del gas	Todas	Todas	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03 a 2.5E-03	5.1E-05 a 1.4E-04

Estos factores se derivan de los resultados del inventario de emisiones para Canadá y Estados Unidos y reflejan prácticas de la industria como: quema de gas de desecho en antorcha, alta fiabilidad en el sistema, equipos en buen estado y con componentes de alta calidad, pocas explosiones o roturas en línea, entre otras.

Para realizar las estimaciones a Nivel 2 y 3 el IPCC no presenta factores de emisión que se puedan utilizar, por lo cual se creó un compendio de metodologías para la estimación de emisiones para la industria de petróleo y gas, desarrollado por Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés American Petroleum Institute).

3.3.4 Metodología API (Compendio API)

El Instituto Americano del Petróleo –API (por sus siglas en inglés), es una asociación Americana que representa todas las etapas de la industria del petróleo y gas natural. Está conformada por más de 400 entidades que pertenecen al sector de producción, transporte, refinería y distribución. Esta institución investiga

aspectos de la industria del petróleo y gas natural a tal punto que publicó el documento “*Compendio de las metodologías de estimación de emisiones de gases de efecto invernadero para la industria de petróleo y gas natural*” conocido como el *Compendio API*, [13] el cual presenta metodologías y factores de emisión que pueden ser utilizados en la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero producto de las actividades de la industria y que se ha convertido en una guía para las empresas del sector. La metodología API para la estimación de emisiones de GEI expuesta en el compendio, se basa en la categorización de las fuentes de emisiones en combustión, venteo y emisiones fugitivas. A continuación se muestra las metodologías de estimación de emisiones para cada una de estas categorías.

3.3.4.1 Métodos para estimación de emisiones por combustión

Para las emisiones de CO₂ de fuentes fijas de combustión (motores), el primer enfoque se basa en un programa de medición para obtener la tasa de consumo de combustible (en términos de masa o volumen) y la composición del combustible (es decir, el contenido de carbono). Si esa información no está disponible, los datos del fabricante o factores de emisión publicados se utilizan como otros métodos de estimación.

Cuando los volúmenes de quema de combustible no están disponibles, el volumen se puede estimar sobre la base de la producción de energía de los equipos de combustión, lo que depende del ajuste de los equipos, la eficiencia y las horas de operación.

La tabla 11, resume algunas consideraciones en función del enfoque de estimación para la estimación de emisiones de CH₄, N₂O y CO₂.

Tabla 11. Metodologías para estimación de emisiones de CO₂

Enfoque de estimación	Emisiones de CO ₂	Emisiones de CH ₄ y N ₂ O
Factores de emisión publicados	Se basa en el contenido promedio de carbono del gas natural. La composición del gas natural, en general, es consistente.	Basado en las características promedio de los equipos de combustión. La incertidumbre es consistente con la contribución relativamente baja al inventario de emisiones.
Factores de emisión de los fabricantes de equipos.	Las emisiones de CO ₂ están más relacionadas con la composición del gas, que con el equipo. Los factores de emisión se basan en el tipo de motor, relación Aire-combustible y composición del gas.	Las emisiones están muy relacionadas con las características del equipo.
Cálculos de Ingeniería Monitoreo de las condiciones, y derivación de los factores de emisión.	Altamente confiable para la mayoría de fuentes, pero depende de la metodología. Requiere datos de entrada.	Aplicación limitada para algunas operaciones de la Industria del Gas, como quema en antorcha.
Monitoreo continuo o intermitente de las emisiones, o de otros parámetros para el cálculo de los factores de emisión.	Generalmente no es práctico en la industria del gas natural, donde existen muchas fuentes.	No es práctico dado el gran número de fuentes, y la baja contribución al inventario de emisiones.

3.3.4.2 Estimación de emisiones en fuentes fijas de combustión (motores), a partir de los datos del equipo

En algunos casos, solo es posible estimar las emisiones a partir de los datos técnicos de los equipos, y la tasa de consumo de combustible. Cuando no se dispone de los datos de consumo de combustible, se puede estimar a partir de la potencia de salida del motor. La Información requerida para este enfoque es la siguiente:

- **Potencia del equipo:** Se debe utilizar la potencia de operación real, si no se tiene el dato, se puede utilizar la potencia nominal de fábrica.
- **Horas de operación:** Se estiman las horas de funcionamiento anuales, excluyendo las horas de apagado.

- **Eficiencia térmica:** La eficiencia provee la relación entre la energía de salida (útil) y la energía consumida.
- **Propiedades del combustible:** Es necesario conocer el contenido de carbono del combustible, y su poder calorífico superior.

Con estos datos, se puede calcular el consumo anual de combustible:

$$FC = PE * FL * HO * ET * \frac{1}{HV} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Dónde:

- ✓ **FC** = Combustible consumido (Volumen/año)
- ✓ **PE** = Potencia del equipo (kW o HP)
- ✓ **FL** = Factor de carga (%)
- ✓ **HO** = Horas de operación (h/año)
- ✓ **ET** = Eficiencia térmica ($\text{Energía}_{\text{salida}} / \text{Energía}_{\text{entrada}}$)
- ✓ **HV** = Poder calorífico del combustible

Los factores de emisión se estiman a partir del contenido de carbono del combustible. Dado que el gas natural es una mezcla de composición variable de diferentes hidrocarburos, como el metano, etano, propano etc., el contenido de carbono se calcula como un promedio ponderado del contenido de carbono de cada componente individual. Se determina calculando primero el porcentaje en peso de carbono de cada uno de los componentes de los combustibles. Esto se logra multiplicando el peso molecular del carbono por el número de moles de carbono y dividiendo por el peso molecular del compuesto. (Ver ecuación 4)

$$\%C_{C_xH_y} = \frac{\left(\frac{12gC}{mol}\right) * \left(\frac{XmolC}{1molC_xH_y}\right)}{M_{C_xH_y} \left(\frac{g}{mol}\right)} * 100 \quad (\text{Ecuación 4})$$

Dónde:

- ✓ **%C_{C_xH_y}** = porcentaje de carbono de cada componente individual en porcentaje másico.

- ✓ **12g/mol** = masa molar del Carbono
- ✓ **X** = coeficiente estequiométrico del carbono en el compuesto individual C_xH_y , por ejemplo, para metano CH_4 , $X=1$
- ✓ **$M_{C_xH_y}$** = masa molecular del compuesto hidrocarburo individual.

Para la mezcla de gases, el contenido de carbono total se calcula

$$\%C_{gas} = \frac{1}{100} * \sum_{i=1}^{No.de\ compuestos} \%C_xH_y_i * \%C_{C_xH_y_i} \quad (Ecuación\ 5)$$

Dónde:

- ✓ **$\%C_{gas}$** = Porcentaje de carbono en el gas.
- ✓ **$\%C_xH_y$** = Fracción másica del compuesto en el gas.
- ✓ **$\%C_{C_xH_y}$** = Porcentaje de contenido de carbono en el compuesto C_xH_y

Las emisiones de CO_2 se calculan utilizando un enfoque de balance de masa. Las ecuaciones son ligeramente diferentes dependiendo de si el combustible quemado es un gas, líquido o sólido. Para la combustión de combustibles gaseosos, las emisiones de CO_2 pueden calcularse utilizando la siguiente ecuación, suponiendo un 100% de oxidación:

$$E_{CO_2} = FC * \frac{1}{Volumen\ molar} * M_{gas} * \%C_{gas} * \frac{44}{12} \quad (Ecuación\ 6)$$

Dónde:

- ✓ **E_{CO_2}** = emisiones másicas de CO_2 (kg/año)
- ✓ **FC** = combustible consumido ($m^3/año$)
- ✓ **Volumen molar** a condiciones estándar 15,7°C (60°F) y 1atm (14,7psi) = 23.685 ($m^3/kmol$)
- ✓ **M_{gas}** = peso molecular del gas
- ✓ **44/12** = relación estequiométrica de C en el CO_2 (mol/mol)

3.3.4.3 Estimación de emisiones por quema en antorcha

Las antorchas son utilizadas en todos los segmentos de la Industria de Petróleo y Gas Natural, para expulsar las corrientes de desecho de gas, vía combustión.

Existe una amplia variedad de sistemas de antorcha en las cuales, la eficiencia de la combustión depende del desempeño y estabilidad de la llama, que a su vez depende de la velocidad de salida del gas, el diámetro del ducto, las condiciones de viento, etc.

Generalmente, se acepta que una antorcha correctamente operada tiene una eficiencia de combustión de 98% [13]. Si se conoce el volumen de gas quemado en la antorcha, se puede calcular las emisiones de CO₂ utilizando la siguiente ecuación:

$$E_{CO_2} = \left(HC * CF * \frac{FE}{1 - FE} * \frac{44}{12} \right) + M_{CO_2} \quad (\text{Ecuación 7})$$

- ✓ **E_{CO2}**= flujo de emisiones de CO₂ (kg/h)
- ✓ **HC** = flujo de gas hacia la antorcha (kg/h)
- ✓ **CF** = contenido de carbono en la corriente de gas (%)
- ✓ **FE** = Eficiencia de la antorcha
- ✓ **44/12** = relación de C presente en el CO₂ (mol/mol)
- ✓ **M_{CO2}** = masa de CO₂ contenida en la corriente de gas. (kg/h)

Para las emisiones de CH₄ procedentes de las antorchas, una práctica habitual del sector es suponer un residuo de 0,5% de CH₄ sin quemar, que queda del gas quemado de antorchas bien diseñadas y operadas, como en las refinerías. Para las antorchas en producción, donde existe una mayor variabilidad de funcionamiento, las emisiones de CH₄ se pueden basar en un valor supuesto del 2% no quemado. Estas recomendaciones están publicadas por los factores de emisión de antorchas (PIIE Volumen II, Tabla 10.2-1, septiembre de 1999) y aprobado por el IPCC (IPCC, Volumen 2, Capítulo 4, 2006). En el transporte de gas natural, almacenamiento y distribución, las antorchas son similares a las antorchas de producción (INGAA, Sección 2.4, 2005).

3.3.4.4 Métodos para estimación de emisiones por procesos y venteos

- **Venteeo de válvulas neumáticas**

Los dispositivos neumáticos impulsados por gas natural a presión son una fuente de emisiones de CH₄ y CO₂ (si está presente en el gas). Estos dispositivos pueden ser diseñados para evacuar el gas de forma continua (por ejemplo, cuando se diseña con una corriente de gas piloto) o intermitente (es decir, sólo cuando se acciona) y se pueden encontrar dispositivos de bajo venteeo o sin venteeo. Los dispositivos neumáticos también pueden funcionar con aire comprimido.

Las emisiones por dispositivos neumáticos en los segmentos de transmisión y procesamiento fueron evaluados durante el estudio de GRI/EPA en 1996. En el segmento de transmisión, los compresores y estaciones de almacenamiento comúnmente emplean válvulas de aislamiento operadas por gas, así como algunos dispositivos de purga continua.

El método más riguroso para estimar las emisiones de CH₄ y CO₂ de los dispositivos neumáticos impulsados por gas, consiste en el uso de dispositivos específicos de medición en sitio como el muestreador de alto caudal, que es un equipo que se usa para la medición de caudal de fugas de gas natural en componentes de la red. Otro enfoque para calcular las emisiones de un dispositivo neumático de alto venteeo o purga continua es por medio de datos del fabricante o calculando el volumen de gas que se ventee, como se muestra en la ecuación 8 (GPSA de 1987, la ecuación 3-12).

$$Q = 16.330 * \left[1 + \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right] * d^2 * \sqrt{H * [29.32 + (0.3 * H)]} * \sqrt{\frac{520}{460 + Tf}} * \sqrt{\frac{1000}{G}} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Dónde

- ✓ **Q** = flujo de gas (ft³/día)
- ✓ **D** = diámetro del orificio (in)
- ✓ **d** = Diámetro interior del tubo (in)

- ✓ **H** = Presión (in Hg)
- ✓ **T_f** = Temperatura del gas (R)
- ✓ **G** = Gravedad específica a 60°F (sin unidades)

Después de calcular el volumen de gas emitido, las emisiones de CH₄ y CO₂ se pueden estimar utilizando el porcentaje de composición respectivo del gas.

La estimación a Nivel 1 de emisiones de CH₄ y CO₂ se puede realizar con factores de emisión publicados por GRI/EPA (1996). A continuación se presentan los factores para el sector de transporte de gas natural.

Tabla 12. Factores de emisión de dispositivos de venteo

Tipo de Dispositivo	Factor de Emisión (scfd/dispositivo)	Factor de Emisión (tonCH ₄ /año/dispositivo)
Drenaje continuo	497 584	8,915
Válvula operada neumáticamente	5267	0,1008
Válvula operadora de la turbina	67 599	1,211

Las emisiones asociadas a actividades no rutinarias involucran los eventos de venteo que dan lugar a emisiones de CH₄ y de CO₂, (si está presente en el gas). Estas emisiones se agrupan en las siguientes dos categorías:

- Actividades de Mantenimiento planificado.
- Liberaciones que resultan de actividades no planeadas.

Las actividades de mantenimiento pueden causar la liberación intencional de gas de proceso a la atmósfera con el objetivo de proporcionar un ambiente de trabajo más seguro, es decir para evitar la posibilidad de explosiones o incendios. Cuando el equipo vuelve a ser puesto en servicio, es necesario volver a purgar las líneas con gas de proceso para prevenir la formación de una mezcla inflamable de gas y aire. En estos casos, se utiliza un gas inerte, como N₂ o el mismo gas para purga.

A continuación se presentan factores de emisión por venteos en actividades no rutinarias.

Tabla 13. Factores de emisión por venteo en actividades no rutinarias

Fuente	Factor de Emisión de CH ₄	Factor de Emisión de CH ₄
Venteos de Compresor	2457e3 ft ³ / estación-año	47.14 ton/y/estación
Venteos en Estaciones de Compresión.	5300e3 ft ³ / estación-año	101.7 ton/y/estación
Motores de arranque	1515e3 ft ³ / estación-año	29.06 ton/y/estación
Tuberías de transporte de gas (venteos y purgas)	40950 scfy/milla	0.4881ton/año/km
Venteos en estaciones de Medición y Regulación.	0.020e6 m ³ / estación-año	13.75 ton/y/estación
Venteos en estaciones de almacenamiento.	4359e3 ft ³ /estación-año	83.61 ton/y/estación

3.3.4.5 Métodos para estimación de emisiones fugitivas

Las emisiones fugitivas se refieren a las emisiones no intencionales que ocurren por fugas en los equipos. Cualquier equipo presurizado puede tener fugas, y generalmente ocurren a través de válvulas, bridas, sellos, etc.

Debido a estas emisiones no intencionales se han desarrollado numerosos estudios en campo, los cuales han permitido conocer y establecer factores de emisión de los componentes, y de esta manera determinar el flujo de gas perdido a través de ellos. Es posible abordar la estimación de emisiones fugitivas en la industria, desde varios enfoques dependiendo de la información disponible y de la exactitud requerida, para lo cual, se requieren factores de emisión de acuerdo al nivel de profundidad. Los niveles de profundidad para los factores de emisión son:

- **Factores de Emisión promedio a nivel de Instalaciones**

Es el método más simple para estimar las emisiones de GEI de las operaciones de una empresa de gas. Solamente se necesita saber el tipo de instalación, el caudal

que maneja o el conteo de equipos, por ejemplo: Una Planta on-shore de producción de gas que produce un millón de pies cúbicos estándar al día.

Estos factores de emisión a nivel de instalación se han desarrollado mediante la agregación de las mediciones de emisión de los componentes y los factores de actividad de una instalación "típica" principalmente para instalaciones de gas up-stream en la Cadena del Gas.

La tabla 14 presenta un ejemplo de factores de emisión a nivel de instalación, para diferentes segmentos de la cadena de gas natural.

Tabla 14. Factores de emisión a nivel de instalación

Fuente	Factor de Emisión	Referencia
Producción On-Shore de Gas	57.33 lb-CH ₄ /10 ⁶ scf producido	GRI/EPA 1996
Producción Off-Shore de Gas	22.93 lb-CH ₄ /10 ⁶ scf producido	GRI/EPA 1996
Plantas de Procesamiento de Gas	64.43 lb-CH ₄ /10 ⁶ scf procesado	GRI/EPA 1996
Transmisión		
CH ₄ por Fugas en tuberías	7928 lb CH ₄ /milla-año	GRI/EPA 1996
CO ₂ por Fugas en tuberías	7928 lb CO ₂ /milla-año	GRI/EPA 1996
Distribución		
CH ₄ por Fugas en tuberías	3557 lb CH ₄ /milla-año	GRI/EPA 1996
CO ₂ por Fugas en tuberías	235 lb CO ₂ /milla-año	GRI/EPA 1996

- **Factores de emisión promedio a nivel de equipos**

El enfoque de factores de emisión a nivel de equipos permite adaptar la estimación de emisiones fugitivas a una planta en particular sobre la base de la población de los principales equipos en la instalación. Este enfoque requiere más información que el enfoque a nivel de instalaciones, pero los resultados son un poco más precisos. Es especialmente útil cuando se trata de estimar las emisiones de gases de efecto invernadero para una instalación proyectada que aún no ha sido totalmente diseñada, o de una instalación existente cuyos datos detallados de la población de componentes están disponibles.

La tabla 15 presenta algunos ejemplos de factores de emisión a nivel de equipos para el sector de transporte de gas natural.

Tabla 15. Factores de emisión a nivel de equipos

Equipo base	Factor de emisión
Compresor reciprocante	15205 sfcdCH ₄ /compresor
Compresor centrifugo	30305 sfcdCH ₄ /compresor
Estación de Medición y regulación para venta	31.2 sfcdCH ₄ /estación
Estación de Medición y regulación para transferencia de custodia	3984 sfcdCH ₄ /estación
Tubería de hierro fundido	10096 lb CH ₄ /año/milla
Tubería plásticas	22.55 lb CH ₄ /año/milla
Tubería de acero protegida	15.16 lb CH ₄ /año/milla
Tubería de acero no protegida	275.9 lb CH ₄ /año/milla

- **Factores de emisión promedio a nivel de componentes**

El método de factores de emisión promedio a nivel de componentes se basa en el número de componentes de la instalación. Cuando no se dispone de datos de monitoreo de emisiones, este método proporciona una estimación más precisa que los factores de emisión a nivel de equipos o de instalaciones, ya que se basa en datos específicos de la población de componentes.

La tabla 16 contiene ejemplos de factores de emisión a nivel de componentes para el sector de transporte de gas natural, tomando como referencia una presión de línea principal de 500-1000psi.

Tabla 16. Factores de emisión a nivel de componente

Componente	Compresor encendido		Compresor apagado	
	Factor de emisión (Mcf/año/fuente)	Incertidumbre (±%)	Factor de emisión (Mcf/año/fuente)	Incertidumbre (±%)
Válvula de venteo			207.5	83
Juntas del cilindro del compresor	9.9	112	-	-
Válvulas de compresor	4.1	93	-	-
Bridas	0.81	110	-	-
Válvulas de compuerta			0.61	70
Líneas abiertas	-	-	81.8	97
Válvulas de alivio de presión	-	-	57.5	110
Conexiones roscadas	0.74	62	0.6	50
Sellos secos en compresor centrífugo	-	-	62.7	106
Sellos húmedos en compresor centrífugo	-	-	278	-

4. ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS

4.1 ENFOQUE DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

En muchos sectores de la industria se han implementado estrategias y prácticas que permiten identificar las fuentes de emisiones fugitivas presentes en sus actividades, con el fin de tener un control sobre estas y poder aplicar técnicas que permitan reducirlas. Estas estrategias que se describen a continuación, se basan en principios de mantenimiento preventivo y correctivo y han tenido una gran aceptación dentro de las industrias.

4.1.1 Enfoque de detección y reparación de fugas LDAR

Leak Detection and Repair –LDAR [14] es una práctica de trabajo diseñada para identificar fugas en componentes y equipos que permiten evaluarlas y realizar acciones de reparación para reducirlas. Un componente que está sujeto a requisitos LDAR debe ser monitoreado a intervalos específicos y regulares para

determinar si tiene o no fugas, y si las tiene, debe ser reparado o sustituido en un plazo específico. Este enfoque se basa en el Método 21 de la EPA, y en el establecimiento de un sistema de gestión de datos que permita manejar toda la información que se genere.

4.1.2 Elementos de un programa LDAR

Para desarrollar un programa LDAR se establecen ciertos requisitos que pueden cambiar de acuerdo a la regulación local y normalmente consisten en:

- **Identificación de componentes:** Se asigna un identificador único (ID) para cada componente, los cuales deben ser marcados físicamente y localizados en el respectivo diagrama de tubería e instrumentación (P&ID). Se debe realizar una auditoría de campo para verificar que los instrumentos marcados, estén efectivamente instalados y operando. Se debe registrar cada reemplazo de componentes, preferiblemente con un sistema basado en Software.
- **Definición de Fuga:** La concentración de la emisión se debe cuantificar en partes por millón (ppm). Se detecta la fuga cuando la concentración medida excede la definición de fuga establecida por la regulación vigente. Esta definición varía con la regulación, el tipo de compuesto, el servicio, y el intervalo de monitoreo. Un valor común para la definición de fugas de VOC es 10000 ppm. En general, se debe utilizar la más baja concentración establecida para la definición de fuga.
- **Inspección de componentes:** Para la mayoría de regulaciones nacionales vigentes, incluida la colombiana, el método primario para detección de fugas es el Método de Referencia 21 de la U.S. EPA [14]. El Método 21 es un procedimiento utilizado para detectar fugas de compuestos orgánicos volátiles (VOC) en equipos de proceso, usando un detector portable.
- **Reparación de fugas:** La fecha prevista para la reparación de los componentes debe ser incluida en los registros de instalación. Una buena práctica para la reparación de fugas es reemplazar los componentes con

problemas de fugas, por tecnologías con menores probabilidades de emitir gas.

- **Mantenimiento de Registros:** Es una buena práctica mantener un registro detallado de todos los elementos sujetos a inspección LDAR, y de los esquemas, diagramas P&ID, y especificaciones de los componentes. También se deben registrar los resultados de las pruebas de desempeño e inspecciones. Para cada equipo se debe registrar las fechas de inspección, la fecha en que se detectó una fuga, y las reparaciones realizadas.

4.1.3 Enfoque de Detección Inteligente y Reparación de Fugas (Smart-LDAR)

Este enfoque es similar al enfoque de detección LDAR, sin embargo la detección de fugas se realiza mediante el uso de cámaras infrarrojas que detectan las emisiones fugitivas de compuestos orgánicos volátiles (COVs). Una fuga de COVs, que resulta invisible para el ojo humano, se visualiza en la cámara como un penacho de humo.

Actualmente este enfoque es utilizado en muchas industrias del sector de gas y petróleo, para lo cual, han implementado programas de detección de fugas en su infraestructura. Este método, permite evaluar más componentes en un intervalo de tiempo volviendo el proceso más eficiente ya que la detección se realiza a distancia y no de manera invasiva.

4.1.4 Enfoque de Inspección y Mantenimiento Dirigido –DI&M [15]

El programa DI&M es una manera rentable de reducir las pérdidas de gas natural por fugas en equipos. Consiste en un programa de gestión de emisiones que comienza con una inspección básica en la red que permite identificar y cuantificar las fugas.

A través de este programa se identifican, miden y evalúan todos los componentes con fugas y se usan los resultados para dirigir las inspecciones y los trabajos de

mantenimiento subsiguientes. En un programa de inspección y mantenimiento dirigido es recomendable seguir los siguientes pasos:

- **Llevar a cabo una inspección básica:** Consiste en un programa de detección básica para detectar los componentes que tienen fugas. Estas detecciones se pueden realizar utilizando varios métodos o tecnologías que van desde una simple inspección con solución jabonosa hasta equipos con tecnología de detección infrarroja. La tecnología que se utiliza varía según el tamaño y el tipo de instalación a inspeccionar.
- **Registrar los resultados e identificar los componentes para reparación:** Las mediciones de fuga recolectadas en el anterior paso deben registrarse para determinar los componentes con fugas cuya reparación es rentable. Este registro puede hacerse en cualquier formato pero debe contener la siguiente información: (1) identificación para cada componente con fugas; (2) tipo del componente (por ejemplo, válvula de regulación); (3) la medición de la tasa de fuga; (4) fecha de la inspección; (5) cálculo de la pérdida anual de gas; y (6) costo calculado de la reparación. Esta información es registrada para dirigir más adelante inspecciones de emisiones, establecer prioridades en reparaciones futuras y registrar los ahorros de metano.
- **Análisis de datos y cálculo de ahorros:** En algunos casos las reparaciones de las fugas pueden hacerse en el momento de la detección. Cuando las fugas son mayores o necesitan de un cambio en el dispositivo que implique aislar el tramo, se debe analizar el costo de la reparación y/o se debe reparar durante una actividad de mantenimiento programada.
- **Desarrollo de un plan de inspección:** Consiste en desarrollar un plan de inspección, que usa los resultados de la inspección inicial básica para dirigir las prácticas de inspección y mantenimiento futuros.

4.2 REPORTE DE INVENTARIOS

El reporte del inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero es una práctica que se realiza en varios países que no están incluidos en el Anexo 1 de la convención expuesta en el protocolo de Kyoto, la cual expone: "cada parte comunicará a la conferencia de las partes, un inventario nacional de las emisiones antropogénicas por las fuentes y la absorción por los sumideros de todos los gases de efecto invernadero (GEI) no controlados por el Protocolo de Montreal, en la medida en que sus posibilidades lo permitan, ateniéndose a lo dispuesto en las presentes directrices". Esta actividad que se ha venido implementando en muchos países se desarrolla para conocer la cantidad de gases emitidos a la atmósfera producto de actividades económicas. Los inventarios permiten también identificar las principales oportunidades de reducción de emisiones y de esta manera establecer un plan con políticas de mitigación en los diferentes sectores productivos de cada país. El reporte debe contener las metodologías utilizadas para la estimación de las emisiones, los factores de actividad y de emisión, la tendencia de las emisiones y el análisis correspondiente de la incertidumbre y el control de la calidad.

Para la elaboración y presentación de los inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero, se han establecido normas o protocolos que presentan los procedimientos y la información que deben contener estos informes, con el objetivo de compararlos con los de otros países. Estas normas son:

4.2.1 Normas y protocolos para elaborar un inventario de gases de efecto invernadero

4.2.1.1 Estándar corporativo de contabilidad y reporte (GHG PROTOCOL)

Es un documento elaborado entre el gobierno y empresarios mexicanos que participan con el Instituto de Recursos Mundiales –WRI (por sus siglas en inglés) y el Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible –WBCSD. Se

considera, como una herramienta que facilita la adopción de decisiones adecuadas para enfrentar el desafío que representa el cambio climático. [16]

La iniciativa del protocolo de gases de efecto invernadero nació en 1998 con la misión de desarrollar estándares de contabilidad y reporte aceptados internacionalmente, y es a través de esta iniciativa, donde en septiembre de 2001 se publica la primera edición del documento *Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte del Protocolo de GEI* (ECCR) el cual, ha tenido una gran aceptación por parte de los gobiernos, industrias y ONGs tomando este estándar como base para desarrollar la contabilidad y reporte.

El ECCR cubre la contabilidad y el reporte de los seis GEI previstos en el protocolo de Kioto y fue diseñado a partir de los siguientes objetivos:

- Ayudar a las empresas a preparar un inventario de GEI representativo de sus emisiones reales, mediante la utilización de enfoques y principios estandarizados.
- Simplificar y reducir los costos de compilar y desarrollar un inventario de GEI.
- Ofrecer a las empresas información que pueda ser utilizada para plantear una estrategia efectiva de gestión y reducción de emisiones de GEI.
- Ofrecer información que facilite la participación de las empresas en programas obligatorios y voluntarios de GEI.
- Incrementar la consistencia y transparencia de los sistemas de contabilidad y reporte de GEI entre distintas empresas y programas.

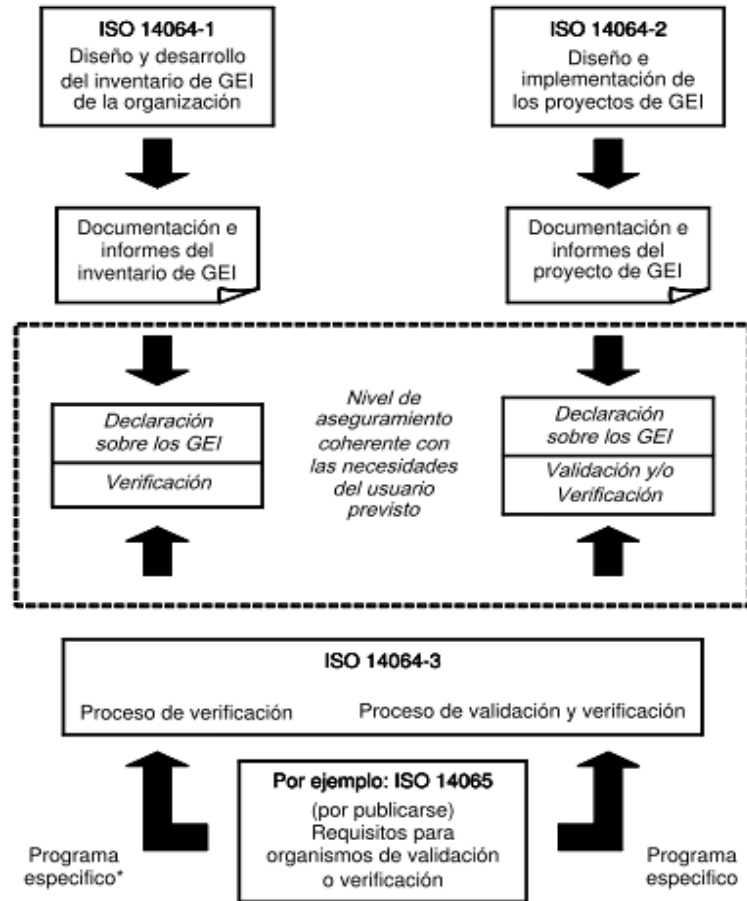
4.2.1.2 Norma NTC/ISO 14064-1: Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero

Contiene un conjunto de criterios para la contabilización y verificación de GEI e incluye los requisitos para determinar los límites de emisión y remoción de GEI, cuantificar las emisiones e identificar las actividades o acciones específicas de la compañía con el objeto de mejorar la gestión de gases de efecto invernadero. Con la aplicación de la norma se busca obtener los siguientes beneficios:

- Promover la consistencia, transparencia y credibilidad en la cuantificación, reporte, monitoreo y verificación de emisiones de GEI.
- Permitir a las organizaciones identificar y gestionar responsabilidades en cuanto a las emisiones de GEI.
- Apoyar el diseño, desarrollo e implementación de esquemas o programas de emisiones de GEI consistentes y comparables.
- Facilitar la capacidad de seguimiento del desempeño y el progreso en la reducción de las emisiones y/o el aumento en las remociones de GEI.

Esta norma contiene tres partes las cuales se enfocan directamente con las emisiones de GEI y abarcan varios aspectos para su evaluación (ver figura 12).

Figura 12. Relación entre las partes de la norma ISO 14064



Fuente: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). Norma NTC/ISO 14064-1

5. INVENTARIO COLOMBIANO DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Colombia, para atender el compromiso adquirido ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), presentó en la segunda comunicación nacional (SCN) emitida en junio de 2010 [17], el Inventario Nacional de fuentes y sumideros de gases de efecto invernadero para los años 2000 y 2004. El inventario se realizó conforme a lo establecido en la orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, y en él se presentaron los cálculos

de emisiones para las cinco categorías definidas por el IPCC (1) Energía, (2) Procesos Industriales, (3) Agricultura, (4) Uso de la Tierra, Cambio en el Uso de la Tierra y Silvicultura y (5) Residuos.

Estas directrices proponen a las naciones estimar sus emisiones de acuerdo con las circunstancias nacionales y conforme con la disponibilidad de datos, usando metodologías nacionales que reflejen la situación nacional, que sean transparentes, coherentes y que estén bien documentadas. El inventario colombiano de 2000 y 2004 fue coordinado por el IDEAM y para su desarrollo se crearon mesas técnicas de trabajo interinstitucionales, con el fin de abordar las diferentes categorías definidas en el inventario y poder darle prioridad a los esfuerzos para mejorar sus estimaciones totales. Las emisiones generadas durante las actividades relacionadas con el transporte de gas natural, fueron presentadas en el capítulo dos del inventario nacional correspondiente al módulo de energía. Estas emisiones se calcularon en su gran mayoría usando métodos de nivel 1 como se muestra más adelante.

5.1 INVENTARIO DEL SECTOR ENERGÉTICO

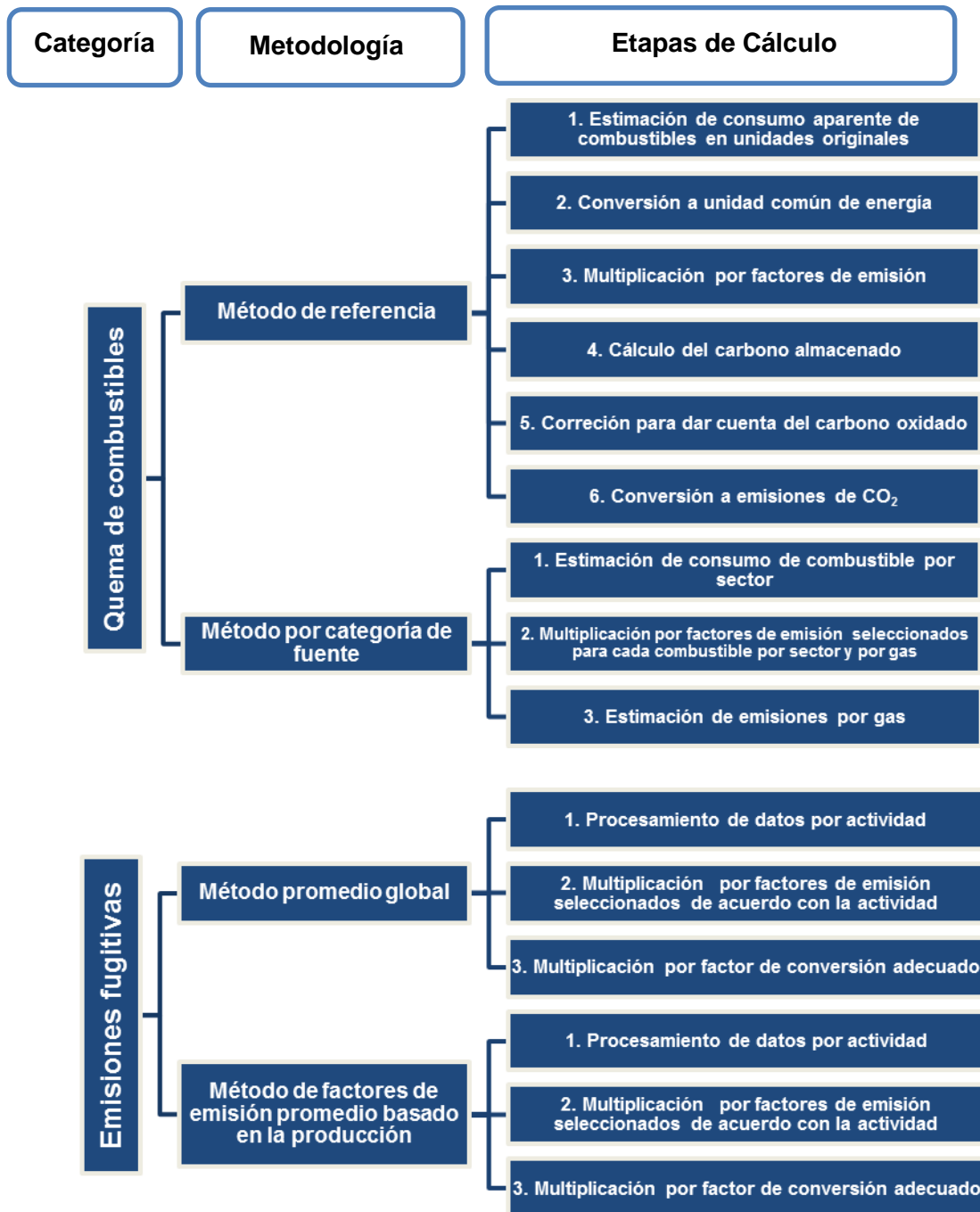
El módulo de energía de ese informe, cuantificó las emisiones de GEI generadas durante las actividades de quema, extracción y manipulación de combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural. Este módulo se realizó también, de acuerdo a la metodología propuesta por el IPCC, la cual divide este sector en dos categorías principales:

- **Quema de combustibles:** emisiones generadas por la quema de combustibles fósiles con fines energéticos: las centrales térmicas, hornos, estufas, calderas y motores.
- **Emisiones Fugitivas:** Son las emisiones que se liberan a la atmosfera de forma accidental o intencional, por actividades de producción, procesamiento transporte y distribución de combustibles fósiles.

El inventario de emisiones del sector energético se realizó de acuerdo con la información disponible y una vez hecho el análisis de la misma, se encontró, que a pesar de los esfuerzos que ha venido realizando Colombia en el desarrollo de varias herramientas de recolección de información, el país no cuenta con la información requerida y con el nivel de detalle necesario para efectuar el cálculo con los niveles metodológicos 2 y 3, tanto para el cálculo de emisiones de GEI por quema de combustibles fósiles como para el cálculo de emisiones fugitivas. Es importante resaltar que en la medida en que se elaboren inventarios con un mejor grado de detalle y mayor periodicidad, se pueden precisar las tendencias de las emisiones de GEI, lo que permite conocer los avances y visualizar los esfuerzos y beneficios que se realizan en materia de mitigación.

El inventario de emisiones del sector energético publicado en la segunda comunicación nacional –SCN se desarrolló teniendo en cuenta el aporte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) a través del Grupo de Mitigación de Cambio Climático; el Ministerio de Minas y Energía; el Ministerio de Transporte; el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE); la Secretaría Distrital de Ambiente (SDA); el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM); la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); Ecopetrol S.A.; y la Universidad Nacional de Colombia. Este inventario de emisiones se realizó bajo la siguiente metodología:

Figura 13. Metodología de cálculo de emisiones sector energético inventario 2000-2004.



5.1.1 Metodología de cálculo de emisiones

Para el informe presentado en la Segunda Comunicación en el módulo energético, las emisiones se estimaron en su gran mayoría utilizando *nivel de abordaje 1*. A continuación se muestra la forma de estimación de estas emisiones:

5.1.1.1 Cálculo de emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles

Para calcular las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustibles fósiles la estimación se basó en los datos de suministro de combustibles del país y en el contenido de carbono de estos. Este cálculo se realizó aplicando la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ de\ CO_2 = \sum ((Con.Ap * F.conv * F.emi * 10^{-3}) * C\ alm) * C.oxid * \frac{44}{12}$$

Dónde:

Emisiones de CO₂: Emisiones de CO₂ en gigagramos (Gg de CO₂)

Con.Ap: Consumo aparente de combustible (m³, Tcal, J, MJ, GJ, TJ)

F.conv: Factor de conversión a una unidad común de energía en TJ

F.emi: Factor de emisión para obtener el contenido de C

C alm: Carbono almacenado (Gg C)

C.oxid: Fracción de carbono oxidado

Los factores de emisión utilizados en estas estimaciones fueron tomados del manual de referencia de las directrices del IPCC de 1996 para los inventarios de GEI, paginas 1.35-1.42. Estos factores de emisión están reportados para carbón, petróleo, gas natural y madera entre otros.

5.1.1.2 Emisiones de CH₄ procedentes de actividades relacionadas con petróleo y gas natural (Método de factores de emisión promedio basados en la producción)

En esta categoría fueron incluidas todas las emisiones fugitivas provenientes de actividades de petróleo y gas natural como producción, procesamiento, transporte y distribución. Estas emisiones resultan principalmente de fugas en equipos, pérdidas por evaporación y emisiones accidentales. La ecuación utilizada para este método fue:

$$\text{Emisiones de CH}_4 = \sum F.A * F.E \quad (\text{Ecuación 10})$$

Dónde:

F.A: Producción nacional de petróleo o gas natural por actividad

F.E: Factor de emisión para gas o petróleo, según la respectiva actividad.

Los *factores de actividad* se determinaron de acuerdo a la información suministrada por Ecopetrol para las actividades de petróleo y gas.

Al igual que en la estimación por quema de combustibles, los factores de emisión utilizados para este cálculo fueron tomados del Manual de referencia de las guías del IPCC, versión revisada 1996, presentados en las Tablas 1-57, 1-60, 1-61, 1-62, 1-63 y 1-67.

5.1.1.3 Emisiones de CO₂ por venteo y flameo relacionadas con petróleo y gas natural

Comprende las emisiones generadas por actividades de venteo y flameo (quema en Teas) en la explotación de petróleo y gas natural. Estas emisiones dependen principalmente de la cantidad de gas de desecho quemado. La ecuación que se utilizó para esta estimación fue:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \sum (\text{Cant. Activ}_{ab} * F.E_{ab}) \quad (\text{Ecuación 11})$$

Dónde:

Cant. Activ: Cantidad de combustible por actividad

F.E: Factor de emisión para gas o petróleo según la actividad.

El factor de actividad utilizado para esta categoría, fue tomado de acuerdo al Balance Energético Nacional (BEN), el cual reporta el valor del gas natural no aprovechado, es decir, el gas venteado y flameado en teas en los campos petroleros del país.

Los factores de emisión fueron seleccionados de las directrices del IPCC para los inventarios de GEI, versión revisada de 1996, página 1.7, tabla 1-2.

5.1.2 Descripción de las variables utilizadas

Los factores de emisión promedio utilizados para el cálculo de estas emisiones fueron basados en la producción nacional y tienen las siguientes características:

Tabla 17. Información empleada en el cálculo de emisiones del sector energético

Factor	Características	Obtención	
Actividad	Para Petróleo: Explotación, producción, transporte, refinación almacenamiento	Para Petróleo	
		Actividad	Información requerida
		Exploración	N° pozos perforados
		Producción	Petróleo producido
		Transporte	Petróleo transportado
		Refinación	Petróleo refinado
Actividad	Para Gas Natural: Producción, procesamiento transporte y distribución	Para Gas natural	
		Actividad	Información requerida
		Producción/procesamiento	Gas producido
		Transporte/Distribución	Gas Consumido
	Venteo y quema en Teas procedentes de la producción de petróleo y gas	Venteo y quema en Teas	Petróleo y gas producidos
Emisión	Factor para estimar las emisiones a partir de los datos de actividad	Factores de emisión reportados por el IPCC para las diferentes actividades de gas y petróleo	

5.2 ACTUALIDAD DEL INVENTARIO

El inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero 2000-2004 presenta una elevada incertidumbre debido a la metodología usada en la estimación de las emisiones, por lo cual, los resultados presentados no reflejan la verdadera realidad del país y no permiten tomar decisiones confiables para las actividades de mitigación y reducción. Esta situación es posible contrarrestarla empleando niveles de estimación de orden superior en cada uno de los sectores de la industria, buscando establecer y conocer las fuentes más importantes de emisiones de GEI, evaluándolas y determinando la contribución que tienen en el inventario total. Aunque en Colombia actualmente no se cuenta con la información necesaria para usar un método de estimación de nivel 3, si es posible utilizar factores de emisión más actualizados y estimar las emisiones con un nivel de abordaje superior al actual. En este documento se calculan las emisiones generadas por las actividades de la industria del transporte de gas natural en Colombia, basándose en la información disponible de infraestructura de las transportadoras de gas del país y en los valores de producción y consumo de gas natural. Este nivel de abordaje permite tener una estimación con menor incertidumbre que la presentada en la segunda comunicación nacional y permite reflejar mejor la realidad del país en cuanto a la generación de emisiones.

5.3 EMISIONES DE LA INDUSTRIA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

La industria colombiana de transporte de gas natural está conformada por ocho empresas transportadoras de gas que llevan el recurso a gran parte del territorio nacional y lo transfieren a empresas distribuidoras que lo entregan finalmente a los usuarios. Estas empresas transportadoras poseen gran infraestructura pero solo dos de ellas se encargan de más del 90% del transporte de gas natural en el país las cuales son la Transportadora de Gas Internacional –TGI y Promigas que abarcan entre las dos el transporte en la Costa Atlántica, los Santanderes, la Región Andina, el Eje Cafetero entre otros. Estimar y cuantificar las emisiones de

gases de efecto invernadero para estas transportadoras, permite inferir el estado actual de la industria.

5.3.1 Límites Organizacionales

El presente inventario aborda únicamente la infraestructura colombiana de transporte de gas natural de 7 empresas transportadoras (TGI, Promigas, Transmetano, Transoccidente, Progasur, Transoriente, Transgastol) y esta basado en la información disponible y publicada por las mismas.

5.3.2 Límites operacionales

En el 2010, Colombia contaba con una red de transporte de gas de 7474 kilómetros que está distribuida en todo el territorio nacional y que pertenece a 8 empresas transportadoras. A lo largo de esta red se encuentran instaladas unidades de compresión recíprocantes y centrífugas que facilitan el transporte del gas y que permitieron en el 2010 transportar cerca de 915 MPCD. Algunos datos de infraestructura que se tendrán en cuenta para estimar las emisiones de CO₂ y CH₄ en la red de transporte son:

Tabla 18. Límites operacionales del estudio

	Fuente de emisiones	Cantidad
Infraestructura Colombiana	Planta deshidratadora	1
	Estaciones Compresoras recíprocantes	14
	Estaciones Compresoras centrífugas	3
	Kilómetros de red	7474
	Válvulas de seccionamiento	88
	City Gates M&R	261

5.3.3 Consideraciones metodológicas

5.3.3.1 Selección año base

El año base para este reporte de emisiones del sector transporte de gas natural en Colombia es 2011, dado que es el año del cual se conoce más información de infraestructura.

5.3.3.2 Metodología utilizada

En este estudio se realiza la estimación de las emisiones de CO₂ y CH₄ de la industria de transporte de gas natural basado en la metodología propuesta por el IPCC (ver sección 3.3.2), la cual sugiere el uso de factores de actividad y de emisión acordes a las condiciones del país. Con el objeto de identificar mejor las fuentes de emisiones de GEI se categorizaron estas fuentes en 4 actividades principales como se muestra en la tabla 19:

Tabla 19. Fuentes de emisiones de GEI

Alcance GHG Protocol	Clasificación y Nomenclatura IPCC		Fuente Principal	GEI
	Categoría	Sub Categoría		
Emisiones Directas asociadas a la energía	1A. Combustión Estacionaria	1A3ei. Transporte de Gas por Tuberías	Combustible para motores estacionarios	CO ₂
		1B. Emisiones Fugitivas	1B2bi. Venteo de gas	Despresurizaciones y Emergencias
	1B2bii. Quema de gas		Teas	CO ₂
	1B2biii. Otras		Fugas	CH ₄

5.3.4 Factores de Actividad de la red de transporte de gas

El IPCC estableció para cada sector de la industria fuentes de emisiones de GEI que están presentes a lo largo de sus actividades y determinó para cada una de ellas factores de actividad que dependen del nivel de abordaje que se use en la estimación y de la información disponible.

Para este estudio se utilizarán factores de actividad de acuerdo con la información disponible de infraestructura de la red nacional de transporte y de las estadísticas

nacionales de producción y consumo de gas natural en Colombia durante el año 2011. La siguiente tabla muestra el factor de actividad que se usará para el cálculo de las emisiones en cada categoría.

Tabla 20. Factores de Actividad

			CO ₂
			Factor de Actividad
1B2b. Gas Natural	1A3i.	Quema de combustible transporte Gas	Consumo aparente de combustible
			Volumen de gas quemado
	1B2bi.	Venteo	Gas Comercializable
	1B2bii.	Quema de Antorcha	
	1B2biii.	Emisiones Fugitivas	Infraestructura

De acuerdo a la tabla 20, los factores de actividad que se emplearán para la estimación de estas emisiones según su categoría son:

1A3i. Quema de combustible: comúnmente el factor de actividad para esta categoría es el consumo de combustible. Este valor de consumo se obtiene a través de estadísticas nacionales o de informes publicados por empresas. En Colombia, la demanda de gas natural en el 2010 creció hasta 1038 GBTU/día, de la cual 884 GBTU/día de la producción satisfizo la demanda nacional y 154.6 GBTU/día fueron exportados para cumplir los compromisos con Venezuela. [18] Para este caso de estimación de GEI generados durante las actividades de transporte de gas natural solo se toma el valor de gas consumido dentro del territorio nacional.

1B2bi. Venteo: esta actividad comprende las liberaciones intencionales, operativas o de emergencias que se producen durante las actividades del transporte de gas. En la estimación de las emisiones de este estudio el venteo se clasifica en dos categorías:

- Venteo operacional de dispositivos: el factor de actividad para esta categoría se determina a partir de datos de infraestructura.
- Venteo por despresurizaciones y emergencias: el gas comercializable es el valor que se tiene en cuenta como factor de actividad para determinar las emisiones generadas durante estas actividades.

1B2biii. Emisiones fugitivas: En este estudio los datos de infraestructura reportados se usan como los factores de emisión y corresponden a la información publicada por las empresas transportadoras de gas, como la extensión de la red, el número de estaciones compresoras, el número de válvulas de seccionamiento entre otros.

5.3.5 Factores de emisión

A diferencia del inventario nacional de emisiones de GEI 2000-2004 que solo usó factores de emisión publicados en las directrices del IPCC versión 1996, en este estudio se utilizarán factores de emisión más actualizados y se tomarán factores de emisión publicados en el Compendio API, el cual presenta factores de emisión de componentes e instalaciones presentes en la red como instalaciones compresoras, estaciones de medición y regulación y componentes específicos como válvulas neumáticas, deshidratadores de glicol entre otros. Estos factores de emisión permiten abordar un nivel metodológico mayor disminuyendo la incertidumbre en los resultados (ver tabla 21).

Tabla 21. Fuentes factores de emisión

			CO ₂
			Factor de emisión
1B2b. Gas Natural	1A3i.	Quema de combustible transporte Gas	Factor de emisión 2006 Infraestructura
	1B2bi.	Venteo	Factor de emisión 2006
	1B2bii.	Quema de Antorcha	Factor de emisión 2006
	1B2biii.	Emisiones Fugitivas	F.E. Infraestructura

5.3.6 Cuantificación de Emisiones Totales

Metodología base: Las emisiones totales para este estudio se determinan tomando como base el abordaje metodológico del IPCC, que consiste en combinar la información sobre el alcance de cada categoría de fuente (Factores de Actividad –FA) con coeficientes que cuantifican las emisiones por cada actividad (Factores de Emisión –FE). Por consiguiente, la ecuación básica es:

$$Emisiones = \sum FA \times FE$$

Esta metodología se aplicó siguiendo un enfoque de Nivel 2 que consiste en aplicar factores de emisión específicos para el país. Estas emisiones por cada tipo de fuente se van agregando para cuantificar el inventario total de la red.

Unidades: Las emisiones de cada GEI se reportan en base másica con unidades de toneladas métricas (1ton = 1000kg). Las emisiones de cada GEI (CO₂, CH₄) se calculan de manera separada y se convierten a toneladas equivalentes de CO₂ [tonCO₂e] con base en su Potencial de Calentamiento Global –GWP. Para el caso del metano, su GWP = 21, entonces las emisiones totales (en tonCO₂e) son:

$$tonCO_2e = tonCO_2 + 21 * tonCH_4 \quad (Ecuación 12)$$

5.4 CÁLCULO DE EMISIONES GENERADAS DURANTE EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

5.4.1 1A3ei. Emisiones por quema de combustible

5.4.1.1 Estimación por factores de emisión publicados

Las emisiones de gases de efecto invernadero generadas en fuentes estacionarias, se pueden obtener multiplicando el consumo de combustible por el factor de emisión correspondiente al combustible quemado aplicando la siguiente ecuación:

$$Emisiones_{GEI} = Consumo\ de\ Comb * F.emisión_{Comb} \quad (Ecuación\ 13)$$

Para el factor de actividad que en este caso es el consumo de gas natural, se tomó el dato presentado en las estadísticas de British Petroleum (BP) [7] donde se indica que en el 2011, Colombia consumió cerca de 9 Billones de metros cúbicos, equivalentes a 335330,495 TJ. Estas emisiones son estimadas con este valor de consumo de gas natural en unidades de TJ/año, debido a que los factores de emisión publicados por el IPCC están en unidades de Kg/TJ.

El factor de emisión que se utilizó para el cálculo de estas emisiones depende de la combustión de gas natural. Este factor fue tomado de las directrices del IPCC de 2006 y son mostrados en la tabla 22.

Tabla 22. Factores de emisión por combustión de gas natural

Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Factor de emisión	Inferior	Superior	Factor de emisión	Inferior	Superior	Factor de emisión	Inferior	Superior
Gas Natural	56100	54300	58300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

Fuente: Directrices IPCC de 2006, Capítulo 2, Combustión estacionaria

- **Emisiones de CO₂**

Aplicando la ecuación 13 y teniendo en cuenta los factores de emisión presentados en la anterior tabla junto con el factor de actividad, se obtiene las emisiones de CO₂ generadas durante la quema de combustible.

$$Emisiones_{CO_2} = 335330.495 \frac{TJ}{año} * 56100 \frac{Kg}{TJ} = 18812040.77 \frac{Ton\ CO_2}{año}$$

- **Emisiones de CH₄**

Estas emisiones se estiman de igual forma que las de CO₂ teniendo la precaución de cambiar el factor de emisión de CO₂ por el de CH₄ el cual se encuentra en la tabla 22. De acuerdo a esta información el total de emisiones de CH₄ producto de esta actividad fue de $335.330 \frac{TonCH_4}{año}$.

- **Calculo de emisiones totales producidas durante la quema de combustible**

Cuando se reportan emisiones de gases de efecto invernadero producidas por actividades de la industria, se presentan en unidades de CO₂eq con el fin de que estos reportes puedan ser comparables.

$$Emisiones_{CO_2,eq} = 18812040,77 \text{ Ton } CO_2 + (335.330 * 21) \text{ Ton } CO_2$$

$$Emisiones_{CO_2,eq} = 18819082,71 CO_{2eq} / año$$

El total de emisiones generadas por la quema de combustible en unidades de CO₂eq son 18819082.71 Toneladas.

5.4.1.2 Estimación de emisiones por método de combustión

Estimar y cuantificar las emisiones de CO₂ por medio de un análisis de combustión es un método que brinda resultados con menor incertidumbre que el método de factores de emisión, pero para implementarlo se necesita información sobre el consumo de combustible de los equipos y el contenido de carbono del gas quemado. Como no se conoce el consumo de combustible, este es estimado aplicando la ecuación 3, la cual usa como parámetros de entrada la cromatografía del gas quemado, las horas de operación de los motores, la potencia y eficiencia, entre otros.

Debido a que en Colombia se encuentran instaladas estaciones compresoras con equipos reciprocantes y con turbocompresores que tienen diferente eficiencia térmica, es necesario determinar por separado el consumo de combustible.

A continuación se estima el consumo de combustible y las emisiones de CO₂ de los equipos de combustión.

- **Equipos reciprocantes**

En Colombia hay instaladas 14 estaciones compresoras con equipos reciprocantes, de las cuales 12 son propiedad de TGI S.A. E.S.P. y las 2 restantes son propiedad de Promigas. Estas estaciones se encuentran instaladas a lo largo del territorio nacional y queman gas proveniente de los campos de Guajira y de Cusiana. Para la estimación de las emisiones de CO₂ generadas durante la combustión en estos equipos es necesario conocer la cromatografía y el poder calorífico del gas quemado, así como la potencia y horas de funcionamiento de los equipos. En las estaciones compresoras ubicadas en Colombia se encuentran instaladas 63 unidades de compresión que tienen una potencia instalada de 157870 HP. A continuación se estiman las emisiones, teniendo en cuenta el gas quemado según la ubicación de la estación compresora.

Estaciones de combustión gas Guajira: El gas natural proveniente de los campos de Guajira contiene gran cantidad de metano y es quemado en 7 de las 12 estaciones compresoras de TGI y en las 2 estaciones de Promigas. Este gas posee un poder calorífico de 1 MBTU/KPC aproximadamente. En estas 9 estaciones hay instaladas 40 unidades de compresión que poseen una potencia de 103040 HP.

$$\text{Horas de funcionamiento} = (24 * 365 * 40) = 350400 \text{ horas}$$

Para objetos de cálculo de emisiones se asume que los compresores operan el 50% del año entonces las horas reales de funcionamiento son:

$$\text{Horas de funcionamiento} = (24 * 365 * 40 * 0,5) = 175200 \text{ horas}$$

$$\text{Consumo de combustible} = 103040 \text{ HP} * 0.9 * 175200 \frac{\text{hr}}{\text{año}} * 0.35 * \frac{1}{393.01 \frac{\text{HP} - \text{hr}}{\text{KPC}}}$$

$$\text{Consumo de combustible} = 14469083,17 \frac{\text{KPC}}{\text{año}}$$

Teniendo el consumo de combustible se determinan las emisiones de CO₂ usando la cromatografía del gas.

Tabla 23. Cromatografía gas guajira

Cromatografía gas Guajira 2011	
Metano	0,98093
Etano	0,00274
Propano	0,00047
i-Butano	0,00016
n-Butano	0,00007
i-Pentano	0,00006
n-Pentano	0,00002
n-Hexano	0,00013
Nitrógeno	0,01505
Dióxido de carbono	0,00037

A partir de la composición del gas se determina el contenido de carbono del mismo y se halla el peso molecular. El cálculo de las emisiones de CO₂ proveniente de la quema de combustible se realiza empleando la ecuación 6.

Aplicando esta ecuación y haciendo las conversiones pertinentes se obtienen las emisiones de CO₂. El total de emisiones generadas durante la quema de combustible en estas estaciones es:

$$E_{CO_2} = 753906,64 \text{ Ton } CO_2$$

Estaciones de combustión Gas Cusiana: El gas proveniente de Cusiana es gas natural asociado por lo cual el contenido de metano es menor que en el gas proveniente de la Guajira y tiene un poder calorífico de 1.15 MBTU/KPC aprox. Este gas es quemado en 5 estaciones compresoras instaladas en los gasoductos Cusiana-El Porvenir-La Belleza y Mariquita-Cali. El consumo de combustible en estas estaciones compresoras se estima a partir de las horas de operación de los equipos y de la potencia instalada de los mismos.

$$\text{Horas de funcionamiento} = (24 * 365 * 23 * 0.5) = 100740 \text{ horas}$$

$$\text{Consumo de combustible} = 54830 \text{ HP} * 0.9 * 100740 \frac{\text{hr}}{\text{año}} * 0.35 * \frac{1}{451,97 \frac{\text{HP} - \text{hr}}{\text{KPC}}}$$

$$\text{Consumo de combustible} = 3849669,21 \frac{\text{KPC}}{\text{año}}$$

La cromatografía del gas proveniente de Cusiana se muestra en la tabla 24:

Tabla 24. Cromatografía gas cusiana

Cromatografía gas Cusiana	
Metano	0,83332
Etano	0,09623
Propano	0,03565
n-Butano	0,00535
i-Butano	0,0052
n-Pentano	0,000416
i-Pentano	0,00086
Hexano	0,0002
Dióxido de Carbono	0,01877
Nitrógeno	0,00401

Las emisiones de CO₂ producidas durante las operaciones de estas estaciones compresoras según el consumo de combustible y el contenido de carbono del gas son:

$$E_{CO_2} = 243\,334,54 \text{ Ton } CO_2$$

- **Equipos Centrífugos (turbocompresores)**

Las emisiones generadas por turbocompresores suelen ser menores que las generadas por equipos reciprocantes debido a la tecnología que utilizan. Estas emisiones varían principalmente por la eficiencia térmica de estos equipos la cual

es de 45% aproximadamente. En Colombia hay instaladas 3 estaciones de compresión recíprocantes que poseen 5 equipos de compresión instalados. Al igual que en las estaciones de equipos recíprocantes no se tiene el consumo de combustible de estos equipos, por lo tanto es necesario estimarlo de acuerdo a la potencia y las horas de operación de cada uno.

$$\text{Horas de funcionamiento} = (24 * 365 * 5 * 0.5) = 21900 \text{ horas}$$

$$\text{Consumo de combustible} = 35000 \text{ HP} * 0,9 * 21900 \frac{\text{hr}}{\text{año}} * 0,45 * \frac{1}{393,015 \frac{\text{HP} - \text{hr}}{\text{KPC}}}$$

$$\text{Consumo de combustible} = 789873,766 \frac{\text{KPC}}{\text{año}}$$

Una vez conocido el consumo de combustible de estos equipos compresores, se determinan las emisiones generadas durante sus operaciones a partir de la composición del gas quemado (Guajira). Las emisiones generadas por estos equipos son:

$$E_{CO_2} = 41156.10 \text{ Ton } CO_2$$

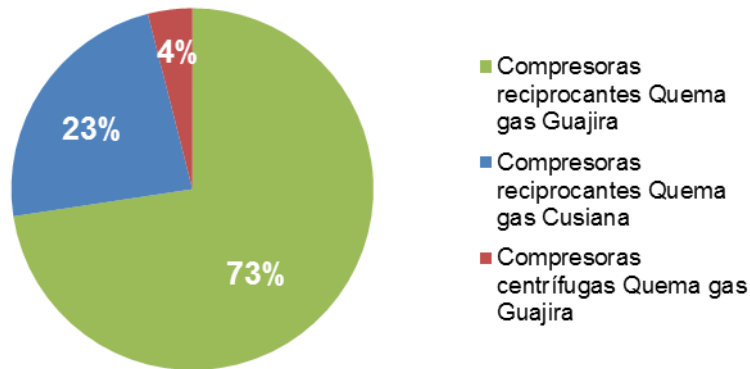
La tabla 25 resume las emisiones generadas por quema de combustible en las estaciones compresoras colombianas según la tecnología utilizada y el gas quemado.

Tabla 25. Emisiones generadas por quema de combustible en la red de transporte de gas

EMISIONES POR QUEMA DE COMBUSTIBLE		
Compresoras recíprocantes Quema gas Guajira	753906,64	Ton CO ₂
Compresoras recíprocantes Quema gas Cusiana	243334,54	Ton CO ₂
Compresoras centrífugas Quema gas Guajira	41156,1	Ton CO ₂
TOTAL	1038397,28	Ton CO₂

Estas emisiones son representadas en la gráfica 10 donde se observa el aporte de cada una de estas fuentes:

Gráfica 10. Emisiones quema de combustible



Las emisiones generadas por quema de combustible difieren notablemente en cada uno de los métodos de estimación (ver tabla 26) y demuestra que para Colombia estos factores de emisión publicados no reflejan la realidad.

Tabla 26. Comparación de las emisiones generadas por quema de combustible según el método

Emisiones por quema de combustible (método factores de emisión publicados)	Emisiones por quema de combustible (método por combustión de gas natural)
18819082,71 Ton CO ₂ e	1038397,28 Ton CO ₂ e

5.4.2 1B2bi. Emisiones por venteo de gas

5.4.2.1 Despresurizaciones y emergencias

Son las emisiones generadas por procesos de despresurizaciones o de emergencias presentadas durante las actividades de la industria del gas natural. Estas emisiones se determinaron a partir de factores de emisión publicados en las directrices del IPCC de 2006 (ver tabla 27) y los datos de actividad se basaron en

estadísticas nacionales de gas comercializable. En la siguiente tabla se muestran los factores de emisión para la actividad de venteo.

Tabla 27. Factores de emisión de nivel 1 para emisiones fugitivas procedentes de actividades de venteo en países con economías de transición

Categoría	Fuente de emisión	Código IPCC	CO ₂			CH ₄		
			Factor de emisión	Inferior	Superior	Factor de emisión	Inferior	Superior
Transmisión	Venteo	1.B.2.b.i	5,20E-06	3,10E-06	7,30E-06	3,92E-04	4,40E-05	7,40E-04

Para la estimación de estas emisiones por despresurizaciones y emergencias se utiliza la ecuación 14.

$$Emisiones_{GHI} = Gas\ comercializable * F.\ emisi3n \quad (Ecuaci3n\ 14)$$

Esta estimaci3n se realiza de esta forma debido a que no se tienen datos de vol3menes de gas desechado por despresurizaciones o emergencias durante las actividades de transporte de gas en Colombia.

- **C3lculo emisiones de CO₂ por venteo de gas**

$$Emisiones_{CO_2} = 5,2E - 06 \frac{Gg\ CO_2}{10^6 m^3\ gas} * (9000 * 10^6) m^3\ gas = 0,0468\ Gg\ CO_2$$

$$Emisiones_{CO_2} = 0,0468\ Gg\ CO_2 * \frac{1000\ Ton}{1\ Gg} = 46,8\ Ton\ CO_2$$

- **C3lculo emisiones de CH₄ por venteo de gas**

$$Emisiones_{CH_4} = 3,92E - 04 \frac{Gg\ CH_4}{10^6 m^3\ gas} * (9000 * 10^6) m^3 = 3,528\ Gg\ CH_4$$

$$Emisiones_{CH_4} = 3,528\ Gg\ CH_4 * \frac{1000\ Ton}{1\ Gg} = 3528\ Ton\ CH_4$$

- **Calculo de emisiones totales por despresurizaciones y emergencias**

Las emisiones generadas por despresurizaciones y emergencias estimadas a partir de factores de emisión de acuerdo con datos de liberación de gas en países en vía de desarrollo son:

$$Emisiones_{CO_2eq} = 46,8 \text{ Ton } CO_2 + (3528 * 21) \text{ Ton } CO_2$$

$$Emisiones_{CO_2eq} = 74134,8 \text{ Ton } CO_2eq/año$$

5.4.2.2 Venteos operacionales

Comprende las emisiones de gas venteadas a la atmosfera como consecuencia de prácticas operativas o por el diseño de equipos de proceso. Estas emisiones se calculan basándose en factores de emisión de los dispositivos y en el número de dispositivos instalados. La ecuación general para el cálculo de estas emisiones es:

$$Emisiones_{GEI} = N^{\circ} \text{ de componentes} * F. \text{emisión}_{dispositivo} \quad (\text{Ecuación 15})$$

Algunos dispositivos presentes en la red de gas natural colombiana que generan emisiones por venteo son los dispositivos neumáticos con venteo permanente y los deshidratadores de glicol.

- **Venteo Dispositivos neumáticos**

Son una fuente importante de emisiones de CH₄. Las válvulas ventean gas del actuador durante su carrera y en algunos casos también ventean gas por el controlador. En una red de transporte de gas natural se encuentran instaladas gran cantidad de válvulas con actuador neumático. A continuación se estiman las emisiones de CH₄ generadas en la red de transporte de gas natural del país producto del funcionamiento de estos dispositivos y basado en la información publicada por las transportadoras colombianas. En total se estimó las emisiones para 88 válvulas neumáticas.

$$Emisiones_{CH_4} = 88 \text{ Válvulas} * 0,1008 \frac{\text{Ton } CH_4}{\text{válvula} - \text{año}} = 8,87 \frac{\text{Ton } CH_4}{\text{año}}$$

- **Venteo plantas deshidratadoras**

En la infraestructura colombiana de gas natural se encuentran instaladas plantas deshidratadoras que acondicionan el fluido de acuerdo a las normas de regulación, permitiendo transportarlo y distribuirlo a los usuarios finales. Estas plantas de deshidratación emiten gran cantidad de gas natural producto de su operación que depende del total de gas procesado. En Colombia, la planta deshidratadora de gas de Guajira es la más importante y procesa cerca del 66% del total de gas suministrado con cerca de 680 MPCD. Para la estimación de las emisiones de metano de estos dispositivos, el factor de actividad es el volumen de gas que se procesa en dichas plantas. A continuación se estiman las emisiones de metano de la planta de deshidratación de gas de Guajira teniendo en cuenta el volumen de gas procesado durante 2011:

$$Emisiones_{CH_4} = F.E.* \text{Volumen Gas procesado} \quad (\text{Ecuación 16})$$

$$Emisiones_{CH_4} = 0.00641 \frac{\text{Ton } CH_4}{10^6 \text{pie}^3 \text{gas}} * 248200 * 10^6 \frac{\text{pie}^3 \text{gas}}{\text{año}} = 1590,962 \text{ Ton } CH_4$$

Resumen emisiones de metano producto de venteos

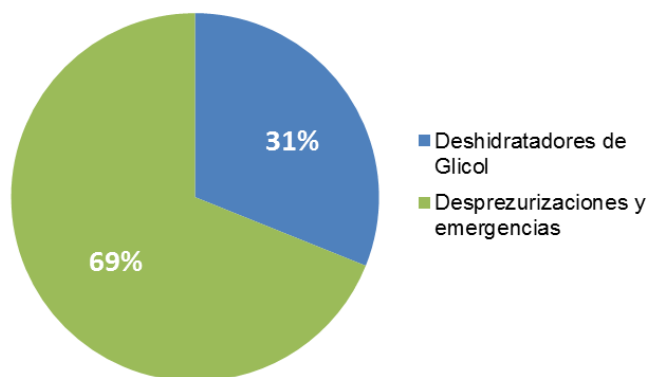
Las tres “categorías de venteo” expuestas en este documento son una fuente importante de emisiones y en total emiten 107731,28 Ton CO₂eq a la atmosfera.

Tabla 28. Emisiones de CO₂ y CH₄ producto de actividades de venteo

	EMISIONES		
	TonCO ₂	TonCH ₄	TonCO ₂ e
Venteo deshidratadores de Glicol	0	1590,96	33410,20
Venteo válvulas de seccionamiento	0	8,870	186,28
Despresurizaciones y emergencias	46,8	3528	74134,80

Como se observa en la tabla 28 la mayor cantidad de emisiones producto de esta actividad son de metano, debido a que son liberaciones de gas natural a la atmosfera. En la gráfica 11 se muestra el aporte que tienen cada una de estas actividades de venteo al total de emisiones de la categoría.

Gráfica 11. Fuentes de emisiones por actividades de venteo



5.4.3 1B2biii. Otras emisiones Fugitivas

Existen numerosas fuentes de emisiones fugitivas en la industria de transporte de gas natural las cuales son difíciles de cuantificar y emiten una gran cantidad de gas durante sus operaciones. Estas emisiones fugitivas son generadas en casi todos los componentes de infraestructura de la red de transporte de gas natural como en bridas, válvulas, conexiones roscadas y de tubing, entre otras, y constituyen una fuente potencial de emisiones de gas, que afectan no solo el medio ambiente, sino también la seguridad.

La estimación de estas emisiones se hace empleando la ecuación 15, que se utilizó en el cálculo de emisiones por venteos operativos, en la cual, los factores de actividad son el número de instalaciones o componentes presentes en la red y el factor de emisión es el dato publicado en el compendio API. En la tabla 29 se

compila la información de la infraestructura colombiana de la red de transporte de gas natural.

Tabla 29. Fuentes de emisiones Fugitivas

	Fuente de emisiones	Cantidad
Infraestructura Colombiana	Estaciones Compresoras reciprocantes	14
	Estaciones Compresoras centrifugas	3
	Kilómetros de red	7474
	City Gates M&R	261

Las estaciones compresoras están compuestas de muchos elementos entre válvulas, bridas, conexiones y un sin número de componentes que pueden o no emitir gas. Por esta razón el factor de emisión publicado para estas estaciones en el compendio API, engloba todos los componentes presentes y presenta una elevada incertidumbre dependiendo de las condiciones de operación y mantenimiento de cada una de estas estaciones. La tabla 30 presenta algunos factores de emisión de componentes e instalaciones presentes en la red de transporte de gas natural.

Tabla 30. Factores de emisión por instalación y componentes (Compendio API)

	Factores de emisión	
Deshidratadores de Glicol	0,001798 ton/10 ⁶ pie ³ gas procesado	0,06349 ton/10 ⁶ m ³ gas procesado
Bomba de gas con separador	0,000154 ton/10 ⁶ pie ³ gas procesado	0,00542 ton/10 ⁶ m ³ gas procesado
Dispositivos Neumáticos		
Sangrado continuo	497,584 pie ³ gas/dispositivo-año	8,915 ton/dispositivo-año
Válvula con Operador neumático	5,627 pie ³ gas/dispositivo-año	0,1008 ton/dispositivo-año
Actividades no rutinarias		
Purga de compresores	2,457 ×10 ³ pie ³ /estación	47,14 ton/estación-año
Encendido de motores	1,515 × 10 ³ pie ³ /estación	29,06 ton/estación-año
Estaciones M&R	1,134 × 10 ³ pie ³ /estación	21,75 ton/estación-año
Venteo y purga en tuberías	40,950 pie ³ /milla	0,7855 ton/milla-año
		0,4881 ton/km-año
Emisiones Fugitivas		
Fugas de CH ₄ en tubería	2,235 ton CH ₄ /km-año	3,596 ton CH ₄ /milla-año
Fugas de CO ₂ en tubería	1,313E-1 ton CO ₂ /km-yr	2,114E-1 ton CO ₂ /milla-año
Estaciones de compresión	8,778 pie ³ CH ₄ /estación	7,02E-03 ton CH ₄ /estaci-hr
Compresores reciprocantes	15,205 pie ³ d CH ₄ /comp.	1,22E-02 ton CH ₄ /compre-hr
Compresores centrífugos	30,305 pie ³ d CH ₄ /comp.	2,42E-02 ton CH ₄ /compre-hr
Estaciones M&R	31,2 pie ³ d CH ₄ /estación	2,49E-05 ton CH ₄ /estac-hr
Fugas Tubería de acero protegido	15,16 lb CH ₄ /milla-año	0,006874 ton CH ₄ /milla-año
		0,004272 ton CH ₄ /km-año
Fugas Tubería de acero no protegido	275,9 lb CH ₄ /milla-año	0,1251 ton CH ₄ /milla-año
		0,0778 ton CH ₄ /km-año
Bridas	0,32 MPC/ año /fuente	6,54E-07 ton CH ₄ /hr/fuente
Válvulas de alivio de presión	57,5 MPC/ año /fuente	1,18E-04 ton CH ₄ /hr/fuente
Reguladores	0,2 MPC/ año /fuente	4,09E-07 ton CH ₄ /hr/fuente

Teniendo en cuenta la infraestructura de la red y los factores de emisión publicados en el compendio API y expuestos en la tabla 30, se determinan las emisiones fugitivas generadas durante el transporte de gas natural en Colombia.

Todas estas emisiones fugitivas se estiman empleando la ecuación de factores de emisión y actividad (ver ecuación 2).

5.4.3.1 Emisiones fugitivas en estaciones compresoras

En Colombia hay instaladas en total 17 estaciones compresoras de las cuales 14 emplean compresores reciprocantes y las otras usan compresores centrífugos. Estas estaciones se consideran la fuente de emisiones de metano más importantes en toda la infraestructura y aunque no están en operación todo el tiempo si emiten bastante gas durante las actividades de encendido y purga. Las emisiones de CH₄ generadas en las estaciones de compresión tanto reciprocantes como centrífugas son:

- **Estaciones con compresores reciprocantes**

En las 14 estaciones compresoras con equipos reciprocantes se encuentran instaladas un total de 63 unidades. Estas unidades se encienden en caso de necesitar un aumento de presión de línea por lo cual no es común encontrar todas en funcionamiento. Las emisiones producidas por estos equipos reciprocantes son:

$$Emisiones_{CH_4} = 63 \text{ unidades} * 5549825 \frac{pie^3}{\text{unidad} - \text{año}} = 349638975 \frac{pie^3 CH_4}{\text{año}}$$

$$Emisiones_{CH_4} = 349638975 \frac{pie^3 CH_4}{\text{año}} * \frac{0.02831685 m^3}{1 pie^3} = 9900673,22 m^3$$

$$Emisiones_{CH_4} = 9900673,22 m^3 * 0.717 \frac{Kg}{m^3} * \frac{1 Ton}{1000 Kg} = 7098,782 Toneladas CH_4$$

Estas emisiones fueron calculadas usando factores de emisión publicados en el compendio API.

- **Estaciones con compresores centrífugos**

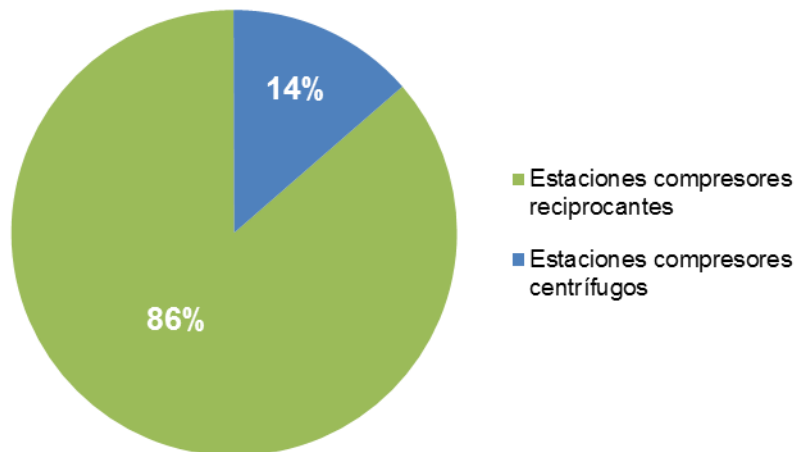
Los compresores centrífugos son equipos bastante utilizados en la transmisión de gas por su menor emisión de metano a la atmosfera con comparación con los reciprocantes y por el menor ruido generado durante las operaciones. En Colombia solo tres estaciones compresoras pertenecientes a Promigas poseen compresores centrífugos con un total de 5 unidades de compresión. Las emisiones generadas por estos equipos se estiman a continuación:

$$Emisiones_{CH_4} = 5 \text{ unidades} * 11061325 \frac{pie^3}{unidades - año} = 55306625 \frac{pie^3 CH_4}{año}$$

$$Emisiones_{CH_4} = 55306625 \frac{pie^3 CH_4}{año} * \frac{0.02831685 m^3}{1 pie^3} = 1566109,216 m^3$$

$$Emisiones_{CH_4} = 1566109,216 m^3 * 0.717 \frac{Kg}{m^3} * \frac{1 Ton}{1000 Kg} = 1122,90 Toneladas CH_4$$

Gráfica 12. Emisiones fugitivas generadas por estaciones compresoras



Los resultados obtenidos muestran que los compresores reciprocantes aportan gran cantidad de emisiones de CH₄ al inventario debido a su operación, por lo

cual, realizar un estudio de prefactibilidad para reemplazar estos compresores por centrífugos o eléctricos sería una buena práctica para reducir estas emisiones.

5.4.3.2 Emisiones fugitivas en estaciones de medición y regulación

Las estaciones de medición y regulación también conocidas como city gates son puntos donde las transportadoras transfieren el gas a las empresas distribuidoras para que sea entregado a los consumidores o usuarios finales. Aunque no se tiene un dato exacto de los City gates instalados en la red de transporte de Colombia, la cantidad de city gates tomados para este estudio se baso en los mapas de infraestructura de transporte de las empresas y corresponde aproximadamente al 70% del total de City Gates. A continuación se estiman las emisiones producidas en estas instalaciones:

$$Emisiones_{CH_4} = 261 \text{ estaciones} * 11388 \frac{\text{pie}^3}{\text{estación} - \text{año}} = 2972268 \frac{\text{pie}^3 CH_4}{\text{año}}$$

$$Emisiones_{CH_4} = 2972268 \frac{\text{pie}^3 CH_4}{\text{año}} * \frac{0.02831685 m^3}{1 \text{pie}^3} = 84165,257 m^3$$

$$Emisiones_{CH_4} = 84165,257 m^3 * 0.707 \frac{Kg}{m^3} * \frac{1 \text{Ton}}{1000 \text{Kg}} = 60,35 \text{Toneladas}$$

5.4.3.3 Emisiones fugitivas en la red de tubería

A lo largo de la red de gasoductos se generan emisiones de gas natural como consecuencia del desgaste, corrosión en la tubería o por fugas en las uniones tanto bridadas como soldadas. Estos componentes tienen un factor de emisión bajo pero debido a su extensión en la red de tuberías generan una cantidad considerable de emisiones fugitivas.

$$Emisiones_{CH_4} = 7474 \text{ Km} * 0,004272 \frac{\text{Ton } CH_4}{\text{Km} - \text{año}} = 31.292 \frac{\text{Ton } CH_4}{\text{año}}$$

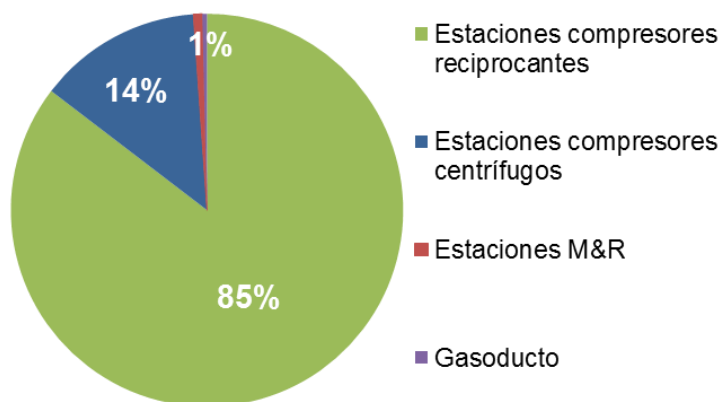
En la tabla 31 se presentan los resultados de las emisiones fugitivas de metano estimadas a partir de la información publicada por las empresas transportadoras.

Tabla 31. Emisiones fugitivas infraestructura Colombiana

	EMISIONES	
	TonCH ₄	TonCO ₂ e
Estaciones compresores reciprocantes	7098,78	149074,44
Estaciones compresores centrífugos	1122,900	23580,91
Estaciones M&R	60,346	1267,276
Gasoducto	31.929	670,507

La contribución de las fuentes de emisiones fugitivas de metano se observa en la gráfica 13, donde se muestra que efectivamente las estaciones compresoras son la fuente de emisiones fugitivas más grandes en la industria del transporte de gas.

Gráfica 13. Fuentes de emisiones fugitivas



5.5 RECOPIACIÓN INVENTARIO TRANSPORTE DE GAS EN COLOMBIA

Una vez realizado el cálculo y la estimación de emisiones de CO₂ y CH₄ para cada categoría de fuente, se observó que la mayoría de las emisiones de dióxido de carbono fueron producidas por la quema de gas natural (ver tabla 32). Como se observó en la sección 5.4.1, para la estimación de estas emisiones de CO₂, se emplearon dos métodos, uno por factores de emisión publicados y el otro por combustión de gas natural, los cuales entregaron resultados muy diferentes (ver tabla 26) y permiten inferir que la estimación de emisiones por medio de factores de emisión, no refleja la verdadera realidad del país ni son confiables a la hora de tomar decisiones en cuanto a oportunidades de reducción. Por esto, en el presente estudio para determinar el factor de emisión de la red de transporte de gas natural de Colombia, se tomaron los valores obtenidos por el método de combustión. La tabla 32 muestra el total de emisiones generadas durante las actividades del transporte de gas natural.

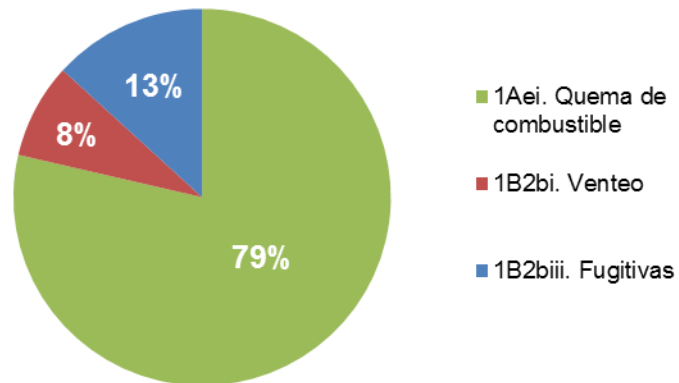
Tabla 32. Emisiones totales por fuente

	Emisiones		
	TonCO ₂	TonCH ₄	TonCO ₂ e
1Aei. Quema de combustible	1038397,28		1038397,28
1B2bi. Venteo	46,8	5127,83	107731,23
1B2biii. Fugitivas	0	8313,96	174593,055
TOTAL DE EMISIONES	1038444,08	13441,79	1320721,57

Las emisiones de CO₂e generadas durante la actividad de transporte de gas natural en Colombia fueron de 1320721,57 Toneladas. Estas emisiones provienen principalmente de tres fuentes y pueden ser reducidas cambiando algunos dispositivos o tecnologías de operación o implementando practicas sencillas durante la actividad de transporte de gas natural.

La gráfica 14 muestra la contribución de cada una de las fuentes de emisiones en el inventario total.

Gráfica 14. Fuentes de emisiones de CO₂ y CH₄



Teniendo en cuenta la anterior grafica, si se quiere reducir las emisiones de CO₂ y CH₄ se debe abordar y buscar alternativas que ayuden a disminuir la quema de combustible en sus operaciones. Las emisiones fugitivas que aportan el 13% del total de emisiones pueden reducirse si se implementa un programa de inspección y mantenimiento de la red para controlar y monitorear los componentes más propensos a generar fugas. Esta actividad es costo efectiva y esta siendo implementada en países que buscan reducir sus emisiones.

6. COMPARACIÓN DE INVENTARIOS DE EMISIONES

A continuación se presenta una comparación entre los indicadores de emisiones de gases de efecto invernadero para varias empresas transportadoras de gas en Latinoamérica, Canadá y Europa. La información presentada se basa en los *Reportes de Sustentabilidad* publicados anualmente por cada compañía y las bases de datos de reportes públicos, como el *California Climate Action Registry* y el *Greenhouse Gas Emissions Reporting Program* de Canadá. Aunque la comparación no se hace directamente con inventarios de emisiones de países debido a la poca información disponible que hay si puede compararse teniendo en cuenta la infraestructura instalada en cada línea de transporte de gas.

Tabla 33. Emisiones directas de varias empresas transportadoras de gas

Compañía	País	Capacidad Compresión		Capacidad Transporte		Emisiones directas absolutas		
		No. ECG	Potencia Inst. [HP]	Red [km]	Volumen MMPCD	tonCO ₂	tonCH ₄	tonCO ₂ e
ALLIANCE	CA	21	517000	2290	3917	938333	1223,1	968911
ENAGAS	ES	18	720774	8981	3500	193380	1834,8	239250
GASUM	FI	3	84484	1190	428	46150	306	53800
GAZPROM	RU	215	56322927	1617000	63994	52892300	1829370	98626550
SnamRete	IT	11	1154620	31680	11687	1060000	63130	2638250
Spectra, BC	CA	18	685000	2897	2400	551165	4784,92	670788
TGI - Promigas	CO	17	157870	7474	928	1038444	13441,79	1320721,6
TGN	AR	20	364510	6195	1588	576.225	13498	913674
TGS	AR	30	608900	9008	2684	367000	4061,42	468535,5
TIFG	FR	6	93871	5000	812	32.331	2.702	99884
TRANSCANADA FH	CA	-	-	1241	396	520928	735,16	539307
TRANSCANADA AB	CA	-	-	23095	9443	1307230	13769	1651456

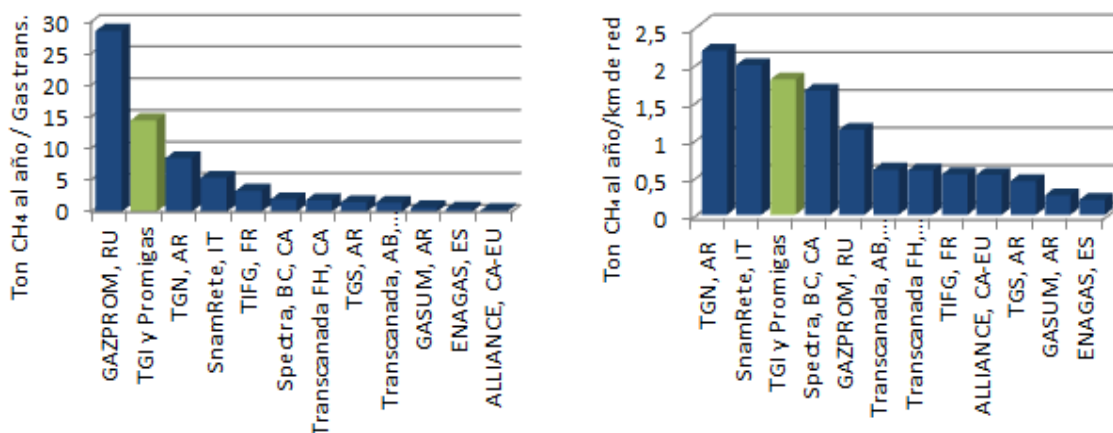
En la tabla 34 se comparan las emisiones de cada GEI y las emisiones totales [tonCO₂e] de forma relativa a dos parámetros representativos del tamaño de la infraestructura: *longitud de la red* [km] y *volumen de gas transportado* [10⁶ ft³/día].

Tabla 34. Indicadores de emisiones de varias empresas transportadoras de gas

Compañía transportadora de gas	Dióxido de Carbono		Metano			GEI totales	
	tonCO ₂ /km	tonCO ₂ /MMPCD	%vol Trans.	tonCH ₄ /km	tonCH ₄ /MMPCD	tonCO ₂ e/km	tonCO ₂ e/MMPCD
GAZPROM, RU	32,71	826,52	0,395%	1,13	28,59	60,99	1541,18
Transcanada FH, CA	419,76	1315,47	0,026%	0,59	1,86	434,57	1361,89
TGI - Promigas	138,9	1119	0,177%	1,798	14,48	176,71	1423,19
TGN, AR	93,02	362,86	0,117%	2,18	8,50	147,49	575,36
Spectra, BC, CA	190,27	229,65	0,028%	1,65	1,99	231,56	279,50
ALLIANCE, CA-EU	409,75	239,55	0,004%	0,53	0,31	423,11	247,36
SnamRete, IT	33,46	90,70	0,075%	1,99	5,40	83,28	225,74
Transcanada, AB, CA	56,60	138,43	0,020%	0,60	1,46	71,51	174,89
TGS, AR	40,74	136,74	0,021%	0,45	1,51	52,01	174,57
GASUM, AR	38,78	107,83	0,010%	0,26	0,71	45,21	125,70
TIFG, FR	6,47	39,82	0,046%	0,54	3,33	19,98	123,01
ENAGAS, ES	21,53	55,25	0,007%	0,20	0,52	26,64	68,36

Como se observa en las anteriores tablas, Colombia emite gran cantidad de CO₂ y CH₄ durante sus actividades de transporte de gas natural en comparación con empresas transportadoras de características similares (ver gráficas 15 y 16).

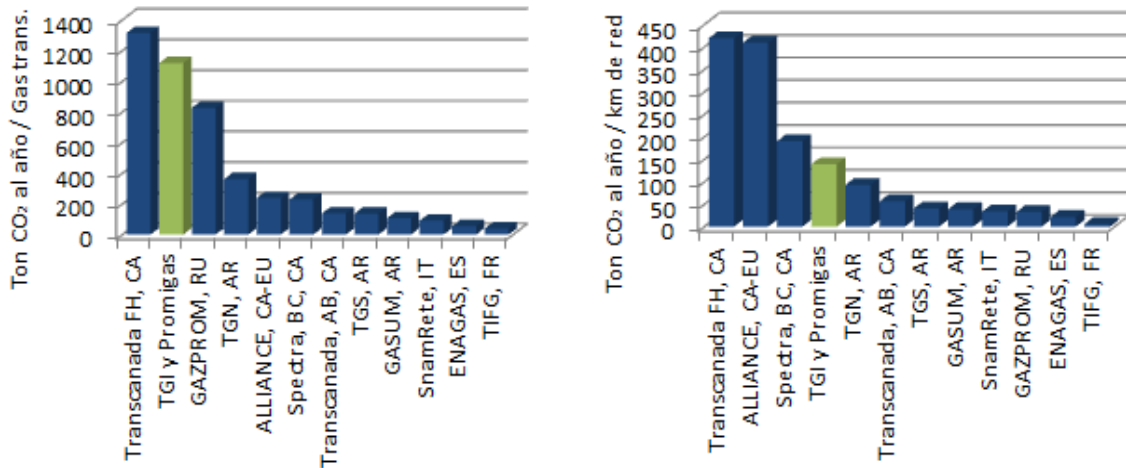
Gráfica 15. Emisiones de CH₄ relativas a la red y al volumen transportado



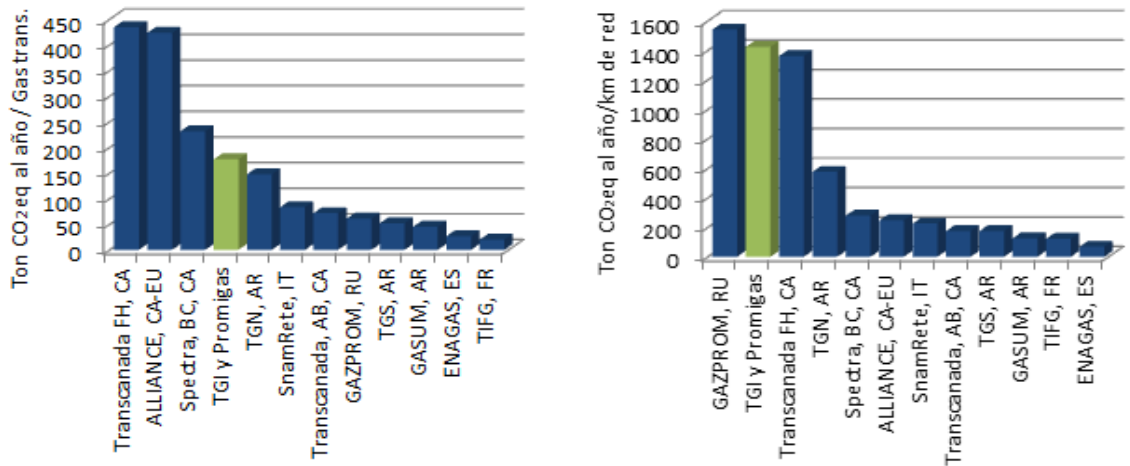
La cantidad de CH₄ emitida depende de la pérdida de gas producto de las actividades propias de mantenimiento u operacionales. La gráfica 15 muestra que

evidentemente se deben implementar prácticas o tecnologías que logren reducir esta pérdida de gas.

Gráfica 16. Emisiones de CO₂ relativas a la red y al volumen transportado



Gráfica 17. Emisiones de CO₂eq relativas a la red y al volumen transportado



Las empresas transportadoras de gas en Colombia emiten 1423,19 toneladas de CO₂eq al año por cada kilómetro de la red de gas natural. Este factor de emisiones es elevado con comparación de otras empresas transportadoras, por lo cual es necesario implementar prácticas o tecnologías que permitan disminuir sus emisiones y ubicarse dentro del promedio internacional de emisiones de GEI.

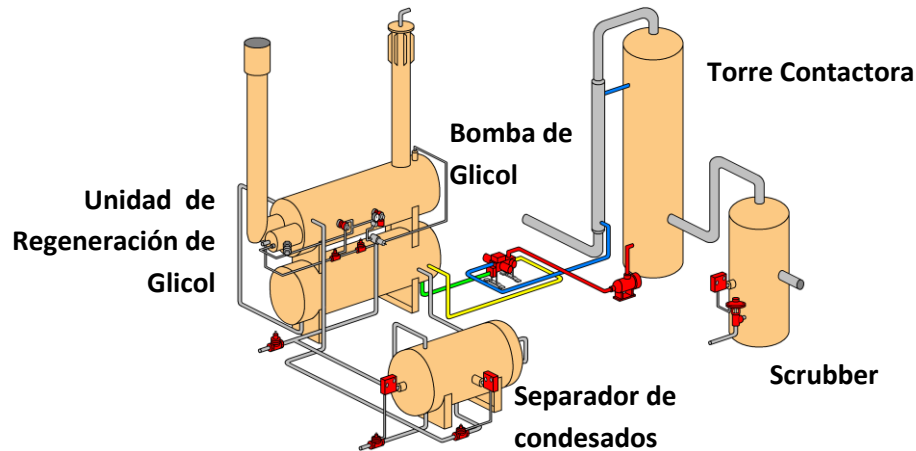
7. ANALISIS DE FUENTES DE EMISIONES

Durante la estimación del inventario de emisiones de CO₂ y CH₄ generadas por las actividades del transporte de gas natural en el país, se evidenciaron algunas fuentes potenciales de emisiones. Estas fuentes son principalmente componentes o equipos instalados en la red de gas natural que emiten gases de manera continua o intermitente. En muchos casos estos componentes generan emisiones producto de la tecnología que utilizan o por su mala operación y es por esto que conocer el funcionamiento de los dispositivos, su tecnología y realizar un plan de inspección y mantenimiento, permite controlar y monitorear dichas emisiones ayudando así a la reducción y mitigación. A continuación se presentan las fuentes de emisiones potenciales de la red de transporte de gas en el país y se indican algunas prácticas que pueden ayudar a reducir las emisiones generadas en este sector.

7.1 Planta deshidratadora

La planta deshidratadora de gas cuenta con un conjunto de componentes y equipos que realizan la deshidratación del gas. Esta deshidratación consiste en remover agua y sedimentos presentes en la corriente de gas natural, con el fin de prevenir la formación de hidratos y evitar la corrosión en los sistemas de recolección, tratamiento o transmisión de gas. A lo largo de estas instalaciones se encuentran numerosos equipos generadores de emisiones fugitivas como regeneradores de glicol, bombas de glicol impulsadas con gas, controladores neumáticos de nivel, entre otros, que emiten gas natural a la atmosfera producto de su funcionamiento. En Colombia, existe una planta deshidratadora de gas ubicada en Ballenas departamento de la Guajira, la cual acondiciona el gas proveniente de los campos de ballenas y es distribuido posteriormente al interior del país. Esta planta deshidratadora cuenta con tres módulos de deshidratación cada uno con torre contactora, separador, deshidratador de glicol y filtro. La figura 14 muestra un esquema de una planta deshidratadora de gas donde se observan algunas fuentes potenciales de emisiones.

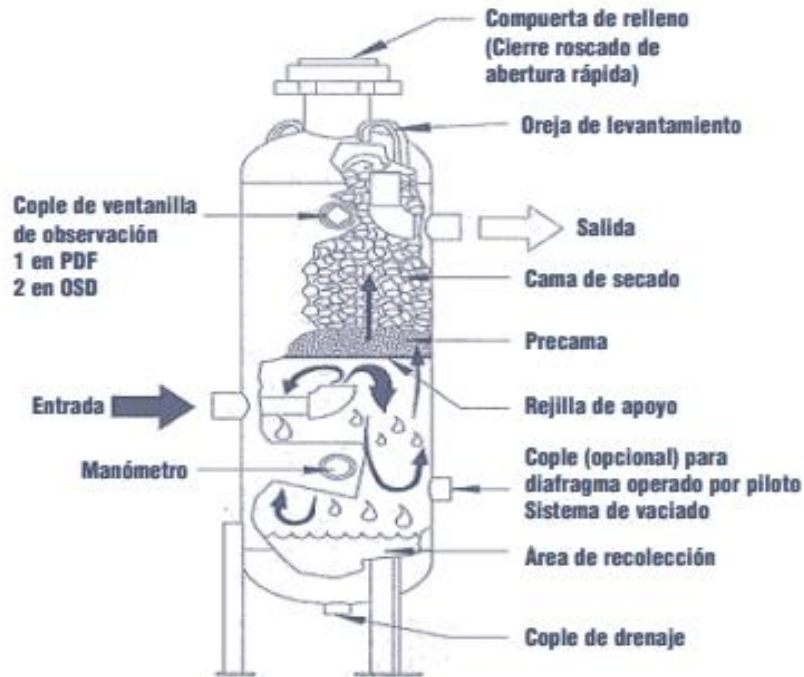
Figura 14. Esquema planta de deshidratación de gas natural



7.1.1 Deshidratadores de glicol

Los deshidratadores de glicol son el equipo más común y más utilizado para la remoción de agua presente en el gas natural y durante sus operaciones ventilan metano, compuestos orgánicos volátiles y contaminantes peligrosos al aire debido a venteos en el rehervidor. Estos equipos también fugan gas proveniente de los dispositivos neumáticos de control. Aunque los deshidratadores de glicol son los más utilizados para esta actividad de acondicionamiento del gas, existe una forma de neutralizar las emisiones de estos dispositivos que consiste en remplazarlos por deshidratadores desecantes, lo cual según estudios realizados, ayudaría a disminuir en un 99% las emisiones y reducir los costos de operación y mantenimiento [19]. Los deshidratadores desecantes a diferencia de los de glicol que absorben el agua del gas junto con metano y otros contaminantes y luego los envían a la atmosfera, usan un método alternativo para el secado de gas natural, que consiste en el uso de sales absorbentes de humedad para eliminar el agua del gas sin emitir mayores cantidades de metano u otros contaminantes. Estos deshidratadores no tienen partes móviles y no necesitan de una fuente de energía externa, lo cual lo hace ideal para ser utilizado en zonas remotas. La figura 15 muestra un esquema de un deshidratador desecante.

Figura 15. Deshidratador desecante



Fuente: [http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/II_desiccant_dehydrators\(sp\).pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/II_desiccant_dehydrators(sp).pdf)

La remoción de la humedad depende del tipo de desecante (cloruro de calcio o cloruro de litio), de la presión y la temperatura del gas.

Análisis económicos realizados por la EPA han demostrado que reemplazar un deshidratador de glicol que procesa 1 millón de pies cúbicos de gas al día (MMcfd) por un deshidratador desecante, puede ahorrar hasta US\$ 4403 al año en gas combustible, gas ventilado y costos de operación y mantenimiento, y reduce las emisiones de metano en 564 mil pies cúbicos (Mcf) al año.

7.1.2 Bombas de glicol

Las bombas de glicol impulsadas con gas, son dispositivos usados para circular el líquido absorbente de agua (trietilenglicol) a través del deshidratador y son una fuente importante de emisiones fugitivas ya que generan aproximadamente 1000 pies cúbicos de metano por cada millón de pies cúbicos de gas tratado, lo que equivale al 0,1% del gas tratado. Estas bombas son muy comunes en zonas

remotas donde no hay servicio de energía eléctrica y han sido diseñadas para aprovechar la energía del gas de alta presión.

En la planta deshidratadora de gas de Ballena cada módulo de deshidratación posee una bomba de glicol que genera emisiones fugitivas y que se incluyen en este reporte. Una buena alternativa para reducir las emisiones producidas por estos dispositivos es reemplazarlos por bombas eléctricas, lo cual genera un gasto económico que puede ser recuperado en corto tiempo. Esta operación no solo beneficiaría al medio ambiente sino también generaría un ahorro para las empresas y aumentaría la eficiencia en sus operaciones. La tabla 35 muestra la situación que se presentaría si se cambian las bombas impulsadas con gas por bombas eléctricas.

Tabla 35. Perspectiva de la implementación de bombas eléctricas

Medida	Volumen de gas ahorrado	Valor del gas ahorrado	Costo de implementación	Recuperación de la inversión
Reemplazo de bombas impulsadas con gas por bombas eléctricas	360-36000 (Mcf) por sistema de deshidratación	1080-108000 US\$/año*	2100-11700 US\$	< 2 meses a varios años

* Tomando un valor de US\$ 3 por cada Mcf

Fuente: U.S. Environmental Protection Agency (EPA)

Algunas de las limitaciones para la implementación de bombas eléctricas de glicol son:

- *Suministro eléctrico.* Por su ubicación, la planta deshidratadora Ballenas de TGI podría no contar con suministro eléctrico confiable lo que implicaría la necesidad de instalar un sistema de generación eléctrica.
- *Costos de inversión inicial.* El reemplazo de las bombas neumáticas implica una inversión inicial, así como algunos cambios en la configuración de la planta.

- *Costos de operación.* Aparecen costos de operación por la necesidad de adquirir o generar energía eléctrica para la operación de las bombas.

7.2 Estaciones compresoras

Las estaciones de compresión son instalaciones presentes en la red de transporte de gas natural que se utilizan para aumentar la presión del gas transportado, con el fin de satisfacer la demanda y disminuir las pérdidas que se generan por el paso de los accesorios de tubería. Estas estaciones poseen numerosos componentes generadores de emisiones fugitivas como compresores, válvulas, bridas, conexiones roscadas, sellos entre otras, que de no ser controladas y monitoreadas se pueden convertir en un riesgo operacional y de seguridad para los operarios de la misma. En la red de transporte de gas natural del país hay instaladas actualmente 17 estaciones compresoras que usan equipos reciprocantes y centrífugos y son considerados una de las fuentes de emisiones más importantes de la red. A continuación se presentan algunas oportunidades y estrategias para la reducción de emisiones de metano en estaciones compresoras:

7.2.1 Inspección y mantenimiento controlados en estaciones compresoras

Los programas de inspección y mantenimiento son prácticas que permiten controlar y reducir las fugas presentes en componentes dentro de una instalación. Según estudios realizados por la EPA, se ha demostrado que el 95% de las emisiones de metano son generadas por el 20% de componentes con fugas en las estaciones compresoras [20]. Estas emisiones necesitan un control y monitoreo adecuado y para esto se han establecido estrategias como el programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M, por sus siglas en inglés) el cual consiste en detectar, medir, dar prioridad y reparar las fugas de los equipos. El programa comienza con una inspección básica para identificar y cuantificar las fugas y luego, se analizan las fuentes y el potencial de emisión con el fin de realizar las reparaciones rentables a los componentes con fugas.

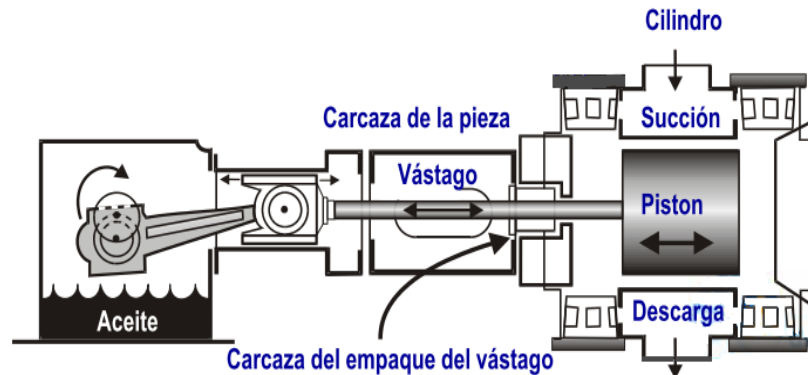
Las actividades de detección y cuantificación de fugas se realizan por medio de equipos especializados que usan diferentes tecnologías y permiten la detección y medición de estas emisiones como cámaras con tecnología infrarroja, detectores de ionización de llama, detectores laser y medidores de flujo para la cuantificación de estas fugas.

Las inspecciones subsiguientes se basan en los datos de las inspecciones anteriores, lo que permite al operador concentrarse en los componentes que son más dados a tener fugas y que son más rentables reparar. La EPA a través de su programa Natural Gas Star desarrollo un estudio en 13 estaciones compresoras de los estados unidos y demostró que al implementar un programa de DI&M se puede ahorrar cerca de US\$ 26248 por estación por año. Este potencial de ahorro se debe principalmente a un cambio sencillo de componentes de las estaciones compresoras que son propensos a tener fugas debido a esfuerzos mecánicos y térmicos a los que están sometidos.

7.2.2 Sistemas de empaquetadura de vástago de los compresores

En Colombia, la gran mayoría de las estaciones compresoras instaladas, poseen compresores reciprocantes para el aumento de la presión del gas, los cuales, generan la mayor cantidad de emisiones fugitivas. Estos equipos operan con componentes que pueden convertirse en fuentes potenciales de emisiones como las empaquetaduras del vástago del pistón, las cuales son una serie de anillos flexibles que se ajustan alrededor del eje para crear un sello contra fugas. Los anillos de empaquetadura están lubricados con aceite circulante (conocidos como sellos húmedos) que permiten reducir el desgaste y ayudan a sellar la unidad y extraer el calor. Normalmente estas empaquetaduras emiten gas en pequeñas cantidades pero la cantidad de gas expulsado depende de la presión del cilindro, el desgaste en los anillos y sellos y el desgaste en el eje del vástago. Estas unidades compresoras poseen un puerto que descarga el gas a la atmosfera presente en el aceite.

Figura 16. Esquema compresor recíprocante



Fuente: [http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_rod_packing_systems\(sp\).pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_rod_packing_systems(sp).pdf)

Una solución para reducir en gran medida estas emisiones es cambiar los sellos húmedos por sellos secos (que usan gas a alta presión para sellar el compresor), los cuales además de reducir las emisiones de metano tienen menores requisitos de energía, mejoran la eficiencia del compresor y de la tubería y necesitan menos mantenimiento.

Si no es posible reemplazar los sellos húmedos por sellos secos, realizar un estudio y monitoreo a los sistemas de empaquetadura de los vástagos teniendo en cuenta las horas de operación de los compresores para determinar el cambio de los sellos húmedos, ayuda a reducir las emisiones a la atmósfera y permite ahorrar dinero, no solo por el gas que se deja de emitir si no también porque al cambiar estos sellos se extiende la vida útil del vástago del compresor.

7.2.3 Reducción de emisiones al sacar de servicio los compresores

Los compresores son equipos que no están en funcionamiento continuo sino que se ponen en operación cuando es necesario. Estos equipos una vez son apagados permanecen presurizados y normalmente se realiza el venteo de este gas a la atmósfera. Según estudios se ha demostrado que unos cambios sencillos en prácticas de operación como mantener presurizados los compresores cuando se sacan de servicio, podrían ahorrar dinero y disminuir significativamente las

emisiones ya que se evitaría la purga de estos equipos [21]. Evaluar esta práctica e implementarla en las actividades de transporte de gas en el país reduciría en gran medida las emisiones de metano y dióxido de carbono (cuando se quema el gas).

Otra práctica que puede implementarse para reducir las emisiones es conectar las líneas de ventilación de purga al sistema de gas combustible permitiendo la ventilación normal del gas, el cual puede ser usado mientras el compresor está fuera de servicio.

7.2.4 Reducir emisiones en dispositivos neumáticos

Los dispositivos neumáticos que son utilizados en la industria del gas natural como controladores de nivel, de presión o como controladores de válvula, son elementos que generan emisiones de gas, producto de sus operaciones. Se clasifican en dispositivos de alto y bajo venteo, lo cual, es una característica que depende de la cantidad de gas que se pierde durante el funcionamiento del dispositivo. Se consideran dispositivos de alto venteo aquellos que emiten más de 6 pie³ estándar por hora. Las emisiones generadas por estos dispositivos se pueden disminuir reemplazando los dispositivos de alto venteo con dispositivos de bajo venteo, readaptando los dispositivos de alto venteo, o mejorando las prácticas de mantenimiento.

- **Reemplazar los dispositivos de alto venteo con dispositivos de bajo venteo.** Actualmente están disponibles controladores neumáticos con bajas o nulas emisiones de gas, entre 0-6 pie³/h. Los costos asociados al reemplazo de estos dispositivos se puede recuperar con los ahorros y/o ingresos adicionales por el gas dejado de ventear. Con el uso de dispositivos de bajas emisiones, se reducen las emisiones de CH₄ hasta en un 90-99%. [22]

Figura 17. Controladores de nivel



- **Instalar kits de readaptación de bajo venteo en los dispositivos.** Mediante la modificación de algunos componentes de los dispositivos neumáticos, se puede readaptar un dispositivo neumático de alto venteo para reducir significativamente sus emisiones. Los costos de instalación del kit son recuperables con los ahorros y/o ingresos adicionales por el gas dejado de ventear.

Estudios realizados por la EPA demuestran, que la mayoría de las inversiones en readaptación, se recuperan en poco más de un año y los reemplazos de estos dispositivos, en un plazo de 6 meses a un año aproximadamente (ver tabla 36).

Tabla 36. Perspectiva implementación sellos secos

Acción	Volumen de gas ahorrado	Valor del gas ahorrado	Costo de implementación	Recuperación de la inversión
Cambiar a un dispositivo de bajo venteo	50-200 miles de pies cúbicos	150-600 US\$/año*	US\$ 150-250	5 a 12 meses
Readaptación	230 miles de pies cúbicos	690 US\$/año*	US\$ 500	9 meses
Mantenimiento	45 a 260 miles de pies cúbicos	135 a 780 US\$/año*	US\$ 0 a 350	0 a 5 meses

Fuente: U.S. Environmental Protection Agency (EPA)

7.2.5 Controladores neumáticos de gas a aire comprimido

Son dispositivos neumáticos que permiten controlar y monitorear flujos de gas y líquidos, niveles en los deshidratadores y separadores, temperatura en los regeneradores de deshidratadores y presión en los tanques de purga. Es una de las fuentes de emisiones de metano más importantes en la industria de gas natural

estando presente en los sectores de producción, procesamiento y transmisión. Se estima que en las actividades de transporte de gas se emiten a la atmosfera cerca de 14 mil millones de pies cúbicos de metano al año producto de la operación de estos dispositivos. [23] Cuando se emplean controladores de aire comprimido se puede lograr una significativa reducción de costos y emisiones de metano ya que en estos sistemas, se reemplaza el gas natural presurizado por aire comprimido proporcionando también, beneficios de seguridad.

Prácticamente todos los dispositivos neumáticos se pueden operar con aire comprimido en lugar de gas natural. A pesar de que esta alternativa reduce hasta en un 100% las emisiones de CH₄, implica costos adicionales por la instalación, operación y mantenimiento de un compresor de aire, y la necesidad de contar con su suministro confiable de energía eléctrica, por lo cual es necesario evaluar la posibilidad de reemplazarlos y si es conveniente y rentable realizar el cambio de los controladores.

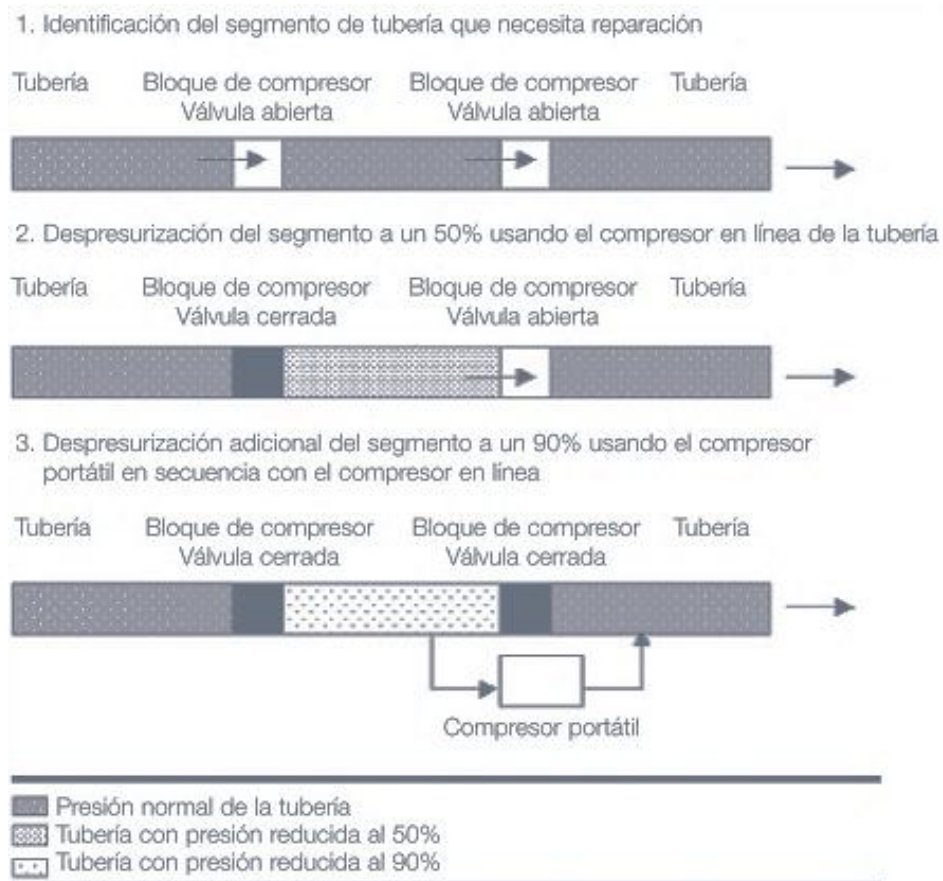
7.2.6 Uso de técnicas de reinyección de gas para actividades de mantenimiento

Las actividades de venteo y despresurización de líneas de tubería son prácticas muy comunes en los sistemas de transmisión de gas natural y son una fuente importante de emisiones de metano. Usar técnicas de evacuación para reducir la presión de la línea de gas antes de desempeñar las actividades de mantenimiento y reparación, es una buena práctica para reducir las emisiones y rendir ahorros económicos importantes. Estas técnicas son más efectivas en líneas con volúmenes altos de gas a altas presiones y según estudios permiten recuperar hasta el 90% del gas venteado y venderlo.

Para realizar la evacuación en línea de tuberías de gas, se puede utilizar compresores en línea tanto solos como en secuencia con compresores portátiles, permitiendo así la despresurización del segmento de tubería para su posterior reinyección. La figura 18 muestra un esquema de cómo se instala un compresor

en una línea presurizada con el objetivo de aprovechar la mayor cantidad de gas posible.

Figura 18. Secuencia eventos despresurización



En las instalaciones de transporte de gas natural es normal que se realicen actividades de mantenimiento y secado de tuberías ocasionando venteo de gas y emitiendo gran cantidad de fluido a la atmósfera. Este gas venteado es una fuente importante de emisiones de GEI y quemarlo en el momento de la evacuación, reduciría en gran medida su impacto sobre el medio ambiente. Esta actividad de quema de gas se puede realizar por medio de Teas portables, y su implementación dependerá de la programación de las actividades de mantenimiento.

7.2.6.1 Ventajas de la quema del gas en tea

- Se destruye el CH₄ venteado, generando vapor de agua y dióxido de carbono, con un potencial de calentamiento global 21 veces menor que el CH₄. Mediante esta técnica, las emisiones de gases de efecto invernadero se reducen en un 87 a 89%.
- Se pueden dirigir a la tea las descargas de los venteos y válvulas de seguridad de las torres contactoras, los tanques separadores, los filtros, y las trampas de raspadores, para disponer adecuadamente las descargas de gas por despresurización, y de esa manera eliminar completamente las emisiones fugitivas de CH₄ de las diferentes instalaciones.

La técnica de teas portables es aplicable para aquellas despresurizaciones programadas en sitios donde se pueda acceder e instalar la tea portable con nulos o mínimos riesgos de seguridad. Actualmente, existen varias alternativas comerciales, con las siguientes características:

- Sistemas de encendido automático
- Encendido eléctrico asistido por baterías, o por panel solar
- Sistema de izado automático
- Remolque para transporte
- Suministro de aire asistido por blower.
- Tanque deshidratador (knock-out drum)
- Medidores de Caudal

Figura 19. Modelo de Tea portable



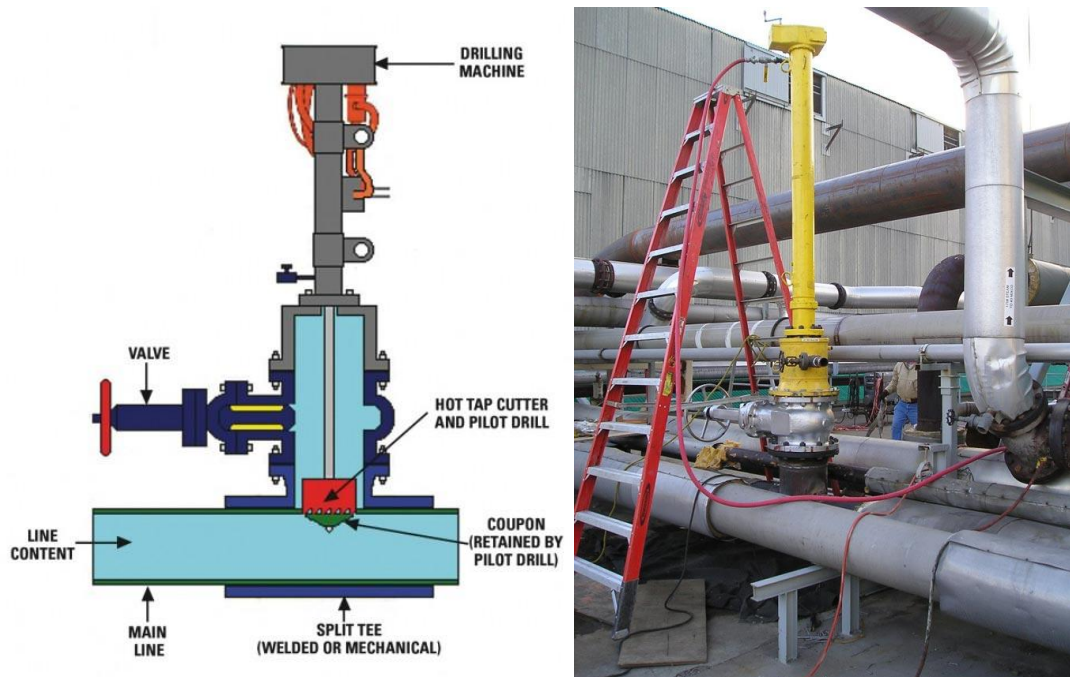
Fuente: http://www.zeeco.com/flares/flares_rentals.php

7.2.7 Uso de Hot Taps para conexiones de tuberías en servicio

El procedimiento “hot tapping” consiste en adherir una conexión derivada y una válvula a la parte externa de una tubería a presión, y después se corta la pared de la tubería dentro de la derivación y se quita la sección de pared a través de la válvula. Esta práctica permite hacer una conexión en la tubería sin tener que sacar de servicio el sistema, evitando pérdida de producto y emisiones de metano. Es conocida también como intervención de línea o de presión y permite nuevas derivaciones temporales o permanentes en los sistemas existentes. Para ejecutar esta actividad se requieren 3 equipos principalmente que son:

- Máquina para taladrar: Es una barra giratoria que controla la herramienta de cortado que genera el agujero en la tubería.
- Accesorio de derivación
- Válvula: Son válvulas comúnmente de globo o compuerta y debe ser capaz de permitir que el cupón (la sección de la pared de tubería cortada con una sierra perforadora) pueda quitarse después de la operación de cortado.

Figura 20. Método para realizar Hot taps



Aunque esta técnica no es una práctica nueva, el mejoramiento reciente de diseño y de la tecnología ha reducido las complicaciones y la incertidumbre que se presentaba anteriormente, convirtiéndola actualmente en una actividad rutinaria.

Algunos beneficios que se obtienen al emplear procedimientos de hot taps en tubería de servicio son:

- La operación continua del sistema: se evita sacar de servicio la tubería y las interrupciones.
- No se libera gas a la atmósfera.
- Se evitan los cortes, la realineación y volver a soldar las secciones de tubería.
- Seguridad mejorada para los trabajadores.
- Eliminación de la obligación de notificar a los consumidores de gas sobre las interrupciones de servicio.

8. CONCLUSIONES

- La estimación y determinación de las emisiones de CH₄ y CO₂ en la industria del transporte de gas natural desarrollado mediante este proyecto es un estudio nuevo en Colombia que permite conocer la situación que vive este sector de la industria y el impacto que tiene sobre el medio ambiente.
- La estimación total de emisiones es de 1320721,57 tonCO₂eq, para el año 2011. La mayor fuente de emisiones es la combustión de gas natural en los motores de las unidades compresoras, con un aporte del 79% de las emisiones totales. La siguiente fuente en importancia corresponde a las emisiones fugitivas en las estaciones compresoras y estaciones de medición y regulación (city gates), que aportaron el 13% del inventario total, las cuales se pueden disminuir cambiando algunas practicas o tecnologías en la infraestructura de la red que son costo efectivas.
- El ejercicio de comparación de los indicadores de emisiones contra otros inventarios de emisiones de empresas transportadoras de gas, muestra un desempeño relativo coherente. A pesar de que los indicadores de emisiones en Colombia son relativamente altos, es necesario considerar que existen diferencias en las tecnologías y prácticas empleadas, por cada empresa que afectan notablemente las emisiones generadas. Además, la industria de transporte de gas a nivel internacional ha trabajado en la evaluación y reducción de sus emisiones desde hace más de 20 años, aún antes de que se masificara el gas natural en Colombia.
- El análisis de las fuentes de emisiones permite conocer metodologías y practicas que pueden implementarse en las actividades de transporte de gas natural en el país y que ayudaran a reducir en gran parte las emisiones en este sector de la industria.

- La metodología del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) es una técnica que es utilizada a nivel mundial para este tipo de estimaciones y es práctica para primeros estudios, lo cual permite el desarrollo de estimaciones futuras.
- Con el presente estudio se dispone de una herramienta mas confiable para orientar la toma de decisiones hacia la implementación de soluciones para la reducción costo efectiva y sistemática de las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria del transporte de gas natural.
- La falta de información disponible de las operaciones y datos de infraestructura de la red de transporte de gas natural del país, dificultan una mejor estimación del factor de emisiones de CO₂ y CH₄ para esta industria.

RECOMENDACIONES

- Para estudios futuros de estimación de emisiones de gases de efecto invernadero se recomienda solicitar a las partes involucradas información sobre las operaciones que realizan y datos detallados de infraestructura.
- Es importante realizar este tipo de estudios en cada sector de la industria a nivel nacional para poder mejorar y tener mayor confiabilidad del valor de emisiones generadas en nuestro país.
- Se propone para un futuro trabajo realizar un estudio mas detallado de las fuentes de emisiones mas importantes como el caso de los compresores, recopilando información como las horas de funcionamiento de los mismos y de esta manera dar mayor confiabilidad al valor calculado.
- Es recomendable estimar las emisiones de gases de efecto invernadero año a año para conocer la tendencia de las emisiones y poder implementar practicas que reduzcan su potencial.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ORGANIZACIÓN METEOROLÓGICA MUNDIAL. Boletín sobre los gases de efecto invernadero. Noviembre, 2011.
- [2] PANEL INTERGUBERNAMENTAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO. Cambio Climático 2007. Informe de síntesis, Ginebra, 2007.
- [3] PANEL INTERGUBERNAMENTAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. 2006.
- [4] ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Methane Emissions from the natural gas industry. Chicago, 1996.
- [5] G. Extremadura. [En línea]. Disponible: <http://www.dcgasextremadura.es/gas.htm>. [Último acceso: 12 Agosto 2012].
- [6] SEDIGAS. Informe anual 2010, [En línea]. Disponible: http://www.sedigas.es/informeanual/2010/3.2_Reservas.htm. [Último acceso: 12 Junio 2012].
- [7] BRITISH PETROLEUM (BP). BP Statistical Review of World Energy. London, 2012.
- [8] R. RAMÍREZ y C. MONTERO. Análisis de oferta y demanda actual de los mercados de Gas Natural en algunos países de latinoamérica. Osinergmin. Lima, 2009, p. 107.
- [9] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Informe de Gestion Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, 2011, p. 137-145.
- [10] ECOPETROL. La hora de los maduros. [En línea]. Disponible: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion.htm. [Último acceso: 17 Junio 2012].
- [11] PANEL INTERGUBERNAMENTAL DEL CAMBIO CLIMATICO. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. vol. 1. Capitulo 1, 2006.

- [12] PANEL INTERGUBERNAMENTAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. vol. 2. Capítulo 4. Emisiones Fugitivas, 2006.
- [13] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry. August, 2009.
- [14] RODRÍGUEZ CONDE, Jose. Desarrollo de un programa LDAR para control de emisiones fugitivas en una planta de refinería. Escuela Superior de Ingenieros, Mayo, 2007.
- [15] ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY-EPA. Lecciones aprendidas: Inspección y mantenimiento dirigidos a las estaciones de regulación y en las instalaciones de superficie. Octubre, 2003.
- [16] WORLD RESOURCES INSTITUTE. Entándar corporativo de contabilidad y reporte. México: Edición Revisada, Septiembre, 2005.
- [17] INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES –IDEAM. Segunda comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Bogotá: Scripto, 2010.
- [18] NATURGAS. El Gas Natural en Colombia [En línea]. Disponible: www.naturgas.com.co/htms/contenido-el-gas.natural-en-colombia_77.html. [Último acceso: 23 Agosto 2012].
- [19] NACIONES UNIDAS. Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. Nueva York, 1992.
- [20] U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY- EPA. Lecciones aprendidas: Reemplazo de deshidratadores de glicol por deshidratadores desecantes. Washington, DC, Noviembre, 2003.
- [21] U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA. Lecciones aprendidas: Inspección y mantenimiento controlados en las estaciones compresoras. Washington, DC, Octubre, 2003.

- [22] U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Lecciones aprendidas: Reducción de emisiones al sacar de servicio los compresores. Washington, DC, Febrero, 2004.
- [23] U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Lecciones aprendidas: Opciones para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos en la industria de gas natural. Washington, DC., Julio, 2003.
- [24] U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY- EPA. Lecciones aprendidas: Convierta los controles neumáticos de gas a aire comprimido para instrumentación. Washington, DC, Febrero, 2004.

ANEXOS

Anexo A. Tabla gases de efecto invernadero

POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL GASES DE EFECTO INVERNADERO

Gas	Recommended GWP (UNFCCC, 2002) applicable through 2012	IPCC Revised GWP (IPCC AR4, 2007) applicable after 2012
CO ₂	1	1
CH ₄ ^a	21	25
N ₂ O	310	298
<i>Hydrofluorocarbons (HFCs)</i>		
HFC-23	11,700	14,800
HFC-32	650	675
HFC-41	150	97 ^b
HFC-125	2,800	3,500
HFC-134	1,000	1,100 ^b
HFC-134a	1,300	1,430
HFC-143	300	330 ^b
HFC-143a	3,800	4,470
HFC-152		43 ^b
HFC-152a	140	124
HFC-161		12 ^b
HFC-227ea	2,900	3,220
HFC-236cb		1,300 ^b
HFC-236ea		1,200 ^b
HFC-236fa	6,300	9,810
HFC-245ca	560	640 ^b
HFC-245fa		1,030
HFC-43-10mee	1,300	1,640
HFC-365mfc		794
<i>Perfluorinated compounds</i>		
CF ₄	6,500	7,390
C ₂ F ₆	9,200	12,200
C ₃ F ₈	7,000	8,830
c-C ₄ F ₈	8,700	10,300
C ₄ F ₁₀	7,000	8,860
C ₅ F ₁₂	7,500	9,160
C ₆ F ₁₄	7,400	9,300
C ₁₀ F ₁₈		>7,500
NF ₃		17,200
SF ₆	23,900	22,800
SF ₅ CF ₃		17,700

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 3, página 3.6

Anexo B. Factores de conversión

	Common US Units	API-Preferred SI Units	Other Conversions
Mass		1 kilogram	= 2.20462 pounds (lb) = 1000* grams (g) = 0.001 metric tonnes (tonne)
	1 pound (lb)	= 0.4535924 kilograms	= 453.5924 grams (g)
	1 short ton (ton)	= 907.1847 kilograms	= 2000* pounds (lb)
	1 metric tonne (tonne)	= 1000* kilograms	= 2204.62 pounds (lb) = 1.10231 tons
Volume		1 cubic meter (m ³)	= 1000 *liters (L) = 35.3147 cubic feet (ft ³) = 264.172 gallons
	1 cubic foot (ft ³)	= 0.02831685 cubic meters (m ³)	= 28.31685 liters (L) = 7.4805 gallons
	1 gallon (gal)	3.785412×10^{-3} cubic meters (m ³)	= 3.785412 liters (L)
	1 barrel (bbl)	= 0.1589873 cubic meters (m ³)	= 158.9873 liters (L) = 42* gallons (gal)
Length		1 meter (m)	= 3.28084 feet = 6.213712×10^{-4} miles
	1 inch (in)	= 0.0254* meters (m)	= 2.54* centimeters
	1 foot (ft)	= 0.3048* meters (m)	
	1 mile	= 1609.344* meters (m)	= 1.609344* kilometers
Power		1 Watt (W)	= 1* joule (J)/second = 9.47817×10^{-4} Btu/second = 1.34102×10^{-3} horsepower (hp)
	1 megawatt	10^6 Watts (W)	= 10^6 * Joules/second = 1000* kilowatts (10^3 W)
	1 horsepower (hp)	= 745.6999 Watts (W)	= 0.7456999 kilowatts = 0.706787 Btu/second
Energy		1 Joule (J) 0.001 kilo Joules (kJ)	= 9.47817×10^{-4} Btu = 2.778×10^{-7} kilowatt-hour = 0.737562 foot-pounds _{force}
	1 horsepower-hour (hp-hr)	= 2.68452×10^6 Joules (J)	= 2544.43 Btu = 0.7456999 kilowatt-hour
	1 kilowatt-hour	= 3.6×10^6 Joules (J)	= 3412.14 Btu = 1.34102 horsepower-hours = 3600* kilo-Joules
	1 Btu	= 1055.056 Joules (J)	= 3.93015×10^{-4} horsepower-hours = 2.93071×10^{-4} kilowatt-hours
	1 million Btu (10^6 Btu)	= 1.055056×10^9 Joules (J)	= 1.055056 giga-Joules (10^9 J) = 293.071 kilowatt-hours
	1 therm	= 1.055056×10^8 Joules (J)	= 100,000 Btu = 29.3071 kilowatt-hours
Pressure		1 kilo-Pascal (10^3 Pa)	= 9.869233×10^{-3} atmosphere (atm)
	1 atmosphere (atm)	= 101.325* kilo-Pascals (10^3 Pa)	= 14.696 pounds per square inch (psi) = 760 millimeters mercury (mm Hg) @ 0°C
	1 pound per square inch (psi)	= 6.894757 kilo-Pascals (10^3 Pa)	= 0.06804596 atmosphere (atm)

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 3, página 3.14, 3.15

Anexo C: Pesos moleculares de hidrocarburos

Compound		Molecular Weight	Ideal Gross Heating Value, 60°F, 1 atm ^a	
			(Btu/scf)	(MJ/standard m ³)
Methane	CH ₄	16.04	1009.7	37.620
Ethane	C ₂ H ₆	30.07	1768.8	65.904
Propane	C ₃ H ₈	44.10	2517.5	93.799
n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.12	3262.1	121.54
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.15	4009.6	149.39
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.18	4756.2	177.21
n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.20	5502.8	205.03
Octanes	C ₈ H ₁₈	114.23	6248.9 ^b	232.83
C9+		156.31 (MW of C ₁₁ H ₂₄)	8488.46 ^c (HHV of C ₁₁ H ₂₄ , gas)	316.27
Carbon Dioxide	CO ₂	44.01	N/A	

Footnotes and Sources:

^aData taken from API *MPMS* Chapter 14, Section 5, Table 1 (API, 2002), unless otherwise noted.

^bGas Processors Suppliers Association *Engineering Data Book* (GPSA, 1987) Figure 23-2, for n- Octane.

^c*Perry's Chemical Engineers' Handbook* (Perry, 1984) Table 3-207.

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 3, página 3.19

Anexo D. Factores de emisión

FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	Fugitivas ^f	1.B.2.b.iii.4	16.6E-05 a 1.1E-03	-40 a +250%	8.8E-07 a 2.0E-06	-40 a +250%	7.0E-06 a 1.6E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
		Venteo ^g	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 7.4E-04	-40 a +250%	3.1E-06 a 7.3E-06	-40 a +250%	4.6E-06 a 1.1E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
	Almacenamiento	Todas	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05 a 5.8E-05	-20 a +500%	1.1E-07 a 2.6E-07	-20 a +500%	3.6E-07 a 8.3E-07	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
Distribución del gas	Todas	Todas	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03 a 2.5E-03	-20 a +500%	5.1E-05 a 1.4E-04	-20 a +500%	1.6E-05 a 3.6E-5	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de ventas de servicios
Transporte de gas natural licuado	Condensado	Todas	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	-50 a +200%	7.2E-06	-50 a +200%	1.1E-03	-50 a +200%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de condensado y pentanos más
	Gas licuado de petróleo	Todas	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±100%	ND	ND	2.2E-09	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de GLP
	Gas natural licuado	Todas	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable

^b El rango de los valores correspondientes a las emisiones fugitivas se atribuye principalmente a las diferencias existentes en la cantidad de infraestructura del proceso (p. ej., cantidad y tamaño promedio de las instalaciones) por unidad de producción de gas.

^c «Todas» denota todas las emisiones fugitivas, así como las emisiones por venteo y quema en antorcha.

^d «Fugitivas» denota todas las emisiones fugitivas, incluidas las procedentes de escapes fugitivos del equipo, pérdidas por almacenamiento, el uso del gas natural como medio de provisión para los dispositivos a gas (p. ej., bucles de control de instrumentos, bombas de inyección química, arrancadores de compresor, etc.) y venteo de las descargas gaseosas de columna fija procedentes de los deshidratadores de glicol.

^e «Quema en antorcha» denota las emisiones procedentes de todos los sistemas de antorcha continua y de emergencia. Los índices específicos de quema en antorcha pueden variar significativamente de un país a otro. Si se conocen los volúmenes reales quemados en antorcha, se los debe utilizar para determinar las emisiones por quema en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄, CO₂ y N₂O procedentes de los volúmenes quemados en antorcha declarados son 0,012, 2,0 y 0,000023 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas quemado en antorcha, sobre la base de una eficacia de quema del 98% y un análisis típico de gas en la planta de procesamiento del gas (es decir, 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ y 6,84% hidrocarburos no metano por volumen).

^f El factor mayor refleja el uso de compresores alternativos en el sistema, mientras que el factor menor refleja principalmente los compresores centrífugos.

^g «Venteo» denota el venteo declarado de desechos asociados y del gas en solución en las instalaciones de producción de petróleo y los volúmenes de gas de desecho procedentes de la depuración, purga y alivio de emergencia en las instalaciones de gas. Si se conocen los volúmenes reales venteados se los debe utilizar para determinar las emisiones por venteo en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄ y CO₂ de los volúmenes venteados declarados son de 0,66 y 0,0049 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas venteado, sobre la base de un análisis de gas típico para los sistemas de transmisión y distribución del gas (es decir, 97,3% CH₄, 0,26% CO₂, 1,7% N₂ y 0,74% hidrocarburos no metano por volumen).

^h Si bien no hay factores disponibles para la carga marítima de la producción extraterritorial para Norteamérica, los datos noruegos indican un factor de emisión de CH₄ de 1,0 a 3,6 Gg/103 m³ de petróleo transferido (derivado de los datos provistos por la autoridad noruega de control de contaminación, 2000).

¹ Los factores de emisión de CO₂ presentados únicamente dan cuenta de las emisiones directas de CO₂, con excepción de la quema en antorcha, en cuyo caso los valores presentados dan cuenta de la suma de emisiones directas de CO₂ y aportes indirectos debidos a la oxidación atmosférica de las emisiones de carbono no CO₂ gaseoso.

Fuente: Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios de gases de efecto invernadero, volumen 2 capítulo 4, página 4.57.

FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN
ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS $\left(\frac{Kg}{TJ}\right)$

Combustible		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Petróleo crudo		73 300	71 000	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Orimulsión		r77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gas natural licuado		r64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción		r71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Otro queroseno		71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Esquisto bituminoso		73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Fuelóleo residual		77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gases licuados de petróleo		63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Etano		61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Nafta		73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Bitumen		80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Lubricantes		73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Coque de petróleo		r97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Alimentación a procesos de refineries		73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Espíritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Antracita		98 300	94 600	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Carbón de coque		94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Otro carbón bituminoso		94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Carbón sub-bituminoso		96 100	92 800	100 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Lignito		101 000	90 900	115 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5

FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN
ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS $\left(\frac{Kg}{TJ}\right)$ (CONTINUACIÓN)

Alquitrán de hulla		n80 700	68 200	95 300	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	n 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gas natural		56 100	54 300	58 300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15
Desechos industriales		n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15
Óleos de desecho		n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15
Turba		106 000	100 000	108 000	n 1	0,3	3	n 1,5	0,5	5
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ^(a)	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	n79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

^(a)Incluye el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde la unidad de combustión de licor negro y el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde el horno de cal de la planta de kraft.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r Indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

Fuente: Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios de gases de efecto invernadero, volumen 2 capítulo 2, página 2.16, 2.17

FACTORES DE EMISIÓN DE CH₄ POR DESHIDRATACIÓN DE GAS NO CONTROLADO

Industry Segment	CH ₄ Emission Factor ^a , Original Units	CH ₄ Emission Factor ^b , Converted to Tonnes Basis	CH ₄ Content Basis for Industry Segment	Uncertainty ^c (+/- %)
Production	275.57 scf/10 ⁶ scf gas processed	0.0052859 tonnes/10 ⁶ scf gas processed	78.8 mole %	191
		0.18667 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed		
Gas processing	121.55 scf/10 ⁶ scf gas processed	0.0023315 tonnes/10 ⁶ scf gas processed	86.8 mole %	249
		0.082338 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed		
Gas transmission	93.72 scf/10 ⁶ scf gas processed	0.001798 tonnes/10 ⁶ scf gas processed	93.4 mole %	257
		0.06349 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed		
Gas storage	117.18 scf/10 ⁶ scf gas processed	0.0022477 tonnes/10 ⁶ scf gas processed	93.4 mole %	197
		0.079377 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed		

Footnotes and Sources:

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

^b CH₄ emission factors converted from scfy are based on 60°F and 14.7 psia.

^c Uncertainty is based on a 95% confidence interval; however, because the data used to calculate the reference emission factor were unavailable, the uncertainty at a 95% confidence interval was calculated based on the uncertainty at a 90% confidence interval presented in the source, assuming a data set size of 10.

FACTORES DE EMISIÓN DE CH₄ POR DESHIDRATACIÓN DE GAS

Mode of Operation	CH ₄ Emission Factor ^{a,b} , Original Units	CH ₄ Emission Factor ^c , Converted to Tonnes per Gas Processed Basis
Gas pump without a flash separator	82.63 tonne/yr per 10 ⁶ Nm ³ /day gas processed	0.006410 tonnes/10 ⁶ scf gas processed
		0.2264 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed
Gas pump with a flash separator	1.98 tonne/yr per 10 ⁶ Nm ³ /day gas processed	0.000154 tonnes/10 ⁶ scf gas processed
		0.00542 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed
Electric pump without a flash separator	21.46 tonne/yr per 10 ⁶ Nm ³ /day gas processed	0.001665 tonnes/10 ⁶ scf gas processed
		0.05879 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed
Electric pump with a flash separator	1.64 tonne/yr per 10 ⁶ Nm ³ /day gas processed	0.000127 tonnes/10 ⁶ scf gas processed
		0.00449 tonnes/10 ⁶ m ³ gas processed

Footnotes and Sources:

^a Texaco, 1999. Based on results from 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*.

^b Uncertainty data are not available from this source.

^c CH₄ emission factors are based on 60°F and 14.7 psia.

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 5, página 5.4, 5.5

FACTORES DE EMISIÓN DE CH₄ DE DISPOSITIVOS NEUMÁTICOS

Device Type	Emission Factor ^a , Original Units	Uncertainty ^b (±%)	Emission Factor ^c , Converted to Tonnes Basis
Production Segment			Based on 78.8 mole% CH ₄ ^a
Continuous bleed ^a	654 scfd gas/device	40.3	3.608 tonnes/device-yr
Continuous bleed, low/no-bleed ^d	33.4 scfd gas/device	107	0.184 tonnes/device-yr
Continuous bleed, high-bleed ^d	896 scfd gas/device	33.1	4.941 tonnes/device-yr
Intermittent bleed ^a	323 scfd gas/device	41.2	1.782 tonnes/device-yr
<i>Production average^a (if device type is unknown)</i>	<i>345 scfd CH₄/device</i>	<i>49.5</i>	<i>2.415 tonnes/device-yr</i>
Transmission and Storage			Based on 93.4 mole% CH ₄ ^a
Continuous bleed	497,584 scf gas/device-yr	35.5	8.915 tonnes/device-yr
Pneumatic/hydraulic valve operator	5,627 scf gas/device-yr	134	0.1008 tonnes/device-yr
Turbine valve operator	67,599 scf gas/device-yr	407	1.211 tonnes/device-yr
<i>Transmission or Storage average (if device type is unknown)</i>	<i>162,197 scf CH₄/device-yr</i>	<i>96.3</i>	<i>3.111 tonnes/device-yr</i>
Distribution			
Pneumatic isolation valves ^h based on 93.4 mole% CH ₄	0.366 tonnes CH ₄ /device-yr	Uncertainty not specified	0.366 tonnes/device-yr
Pneumatic control loops ^h based on 94.4 mole% CH ₄	3.465 tonnes CH ₄ /device-yr		3.465 tonnes/device-yr
<i>Distribution average (if device type is unknown) based on 94.9 mole% CH₄ weighted avg.</i>	<i>2.941 tonnes CH₄/device-yr</i>		<i>2.941 tonnes/device-yr</i>

Footnotes and Sources:

^a Shires, T.M. and M.R. Harrison. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 12: Pneumatic Devices, Final Report*, GRI-94/0257.29 and EPA-600/R-96-0801, Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996; and Harrison, 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. The average CH₄ concentration associated with these emission factors is provided in Table E-4.

^b Uncertainty based on 95% confidence interval converted from the 90% confidence intervals for the data used to develop the original emission factor.

^c CH₄ emission factors converted from scf or m³ are based on 60°F and 14.7 psia.

^d High-bleed devices refer to devices with leak rates greater than 6 scf/hr while low-bleed devices are 6 scf/hr or lower. Developed from data used for Volume 12 of the GRI/EPA natural gas industry CH₄ emissions study (Shires, 1996). Refer to Appendix B for the development of these emission factors.

^e Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), *Calculating Greenhouse Gas Emissions*, Table 1-12, Canadian Association of Petroleum Producers, Publication Number 2003-03, April 2003. Note that the emission factors provided by this source are for the total gas emitted and were converted to a CH₄ basis using the CH₄ content shown in the table. I/P refers to a device that converts electric current to pneumatic pressure. P/P refers to a device that converts pneumatic pressure to pneumatic pressure.

^f Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), *Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas Facilities*, Table 3-4, Canadian Association of Petroleum Producers, Publication Number 2002-0009, May 2002. Factor shown is based on data collected in Alberta, and was converted from a total gas basis to a CH₄ basis using the CH₄ content shown in the table.

^g Shires, T.M. and C.J. Loughran. *Updated Canadian National Greenhouse Gas Inventory for 1995, Emission Factor Documentation, Technical Memorandum*, August 23, 2001.

^h Derived from estimated processing pneumatic devices vented CH₄ emissions (0.1196 ± 133% Bscf/YR) (Harrison, et al., Vol 2, 1996), and estimated annual gas processed (16,450.855 Bscf/YR (DOE, 1993)).

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 5, página 5.68, 5.69.

FACTORES DE EMISIÓN POR VENDEO EN ACTIVIDADES NO RUTINARIAS

Source	CH ₄ Emission Factor, Original Units	CH ₄ Emission Factor ^a , Converted to Tonnes Basis	CH ₄ Content Basis of Factor	Uncertainty ^b (±%)
Compressor blowdowns ^c	2,457 × 10 ³ scfy/station	47.14 tonnes/station-yr	93.4 mole%	168
Gas compressor station blowdowns ^{d,e}	5,300 × 10 ³ scfy/station	101.7 tonnes/station-yr	93.4 mole %	64.3
Engine starts ^c	1,515 × 10 ³ scfy/station	29.06 tonnes/station-yr	93.4 mole%	130
PRV lifts ^c	192 × 10 ³ scfy/station	3.68 tonnes/station-yr	93.4 mole%	100 ^f
ESD activation ^c	415 × 10 ³ scfy/station	7.97 tonnes/station-yr	93.4 mole%	346
M&R station blowdowns ^g	0.020 × 10 ⁶ m ³ /station-yr	13.75 tonnes/station-yr	95 mole %	Not available
Miscellaneous (includes M&R, odorizer, drips, sampling, pigging, dehydrators) ^c	1,134 × 10 ³ scfy/station	21.75 tonnes/station-yr	93.4 mole%	43.3
Gas transmission pipelines venting/blowdowns ^{d,e}	40,950 scfy/mile	0.7855 tonnes/mile-yr 0.4881 tonnes/km-yr	93.4 mole %	73.3
Gas storage station venting ^h	4,359 × 10 ³ scfy/station	83.61 tonnes/station-yr	93.4 mole %	334

Footnotes and Sources:

^a CH₄ emission factors converted from scf or m³ are based on 60°F and 14.7 psia. The CH₄ emission factors can be adjusted based on the relative concentrations of CH₄ and CO₂ to estimate CO₂ emissions.

^b Uncertainty based on 95% confidence interval converted from the 90% confidence intervals for the data used to develop the original emission factor.

^c Developed from data used for the June 1996 GRI/EPA methane emissions study. Emission factors are based on averaging data by site. The average CH₄ concentration associated with these emission factors is provided in Table E-4.

^d See derivation in Appendix B.

^e Radian International. *1995 Air Emissions Inventory of the Canadian Natural Gas Industry, Final Report*, Canadian Gas Association Standing Committee on Environment, September 1997.

^f Based on engineering judgement.

^g URS Corporation. *Updated Canadian National Greenhouse Gas Inventory for 1995, Emission Factor Documentation. Technical Memorandum*, Final, October 2001.

^h Shires, T.M. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 7: Blow and Purge Activities, Final Report*, GRI-94/0257.24 and EPA-600/R-96-080g. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996. The average CH₄ concentration associated with these emission factors is provided in Table E-4.

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 5, página 5.102.

FACTORES DE EMISIONES FUGITIVAS PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Equipment Basis	Reference Emission Factor ^{a,b}		Uncertainty ^c (± %)	Emission Factor ^d , Converted Units	
	Original Units				
Compressor stations	8,778	scfd CH ₄ /station	126	7.02E-03	tonne CH ₄ /station-hr
Compressor stations – reciprocating compressor	15,205	scfd CH ₄ /comp.	84.2	1.22E-02	tonne CH ₄ /compressor-hr
Compressor stations – centrifugal compressor	30,305	scfd CH ₄ /comp.	45.7	2.42E-02	tonne CH ₄ /compressor-hr
Meter/Reg. stations ^e	60,011	scf CH ₄ /station-yr	1,500 ^f	1.31E-04	tonne CH ₄ /station-hr
M&R stations – farm taps or direct sales	31.2	scfd CH ₄ /station	97.6	2.49E-05	tonne/station-hr
M&R stations – transmission interconnects	3,984	scfd CH ₄ /station	96.1	3.18E-03	tonne/station-hr
Gas transmission pipeline ^e	23.12	lb CH ₄ /mile-yr	94.7	1.20E-06	tonne CH ₄ /mile-hr
				7.44E-07	tonne CH ₄ /km-hr
CO ₂ from oxidation ^{e,g}	7.59	lb CO ₂ /mile-yr	70.3	3.93E-07	tonne CO ₂ /mile-hr
				2.44E-07	tonne CO ₂ /km-hr
CO ₂ from pipeline leaks ^e	1.52	lb CO ₂ /mile-yr	90.1	7.88E-08	tonne CO ₂ /mile-hr
				4.89E-08	tonne CO ₂ /km-hr
Storage stations	21,507	scfd CH ₄ /station	132	1.72E-02	tonne CH ₄ /station-hr
Storage – reciprocating compressor	21,116	scfd CH ₄ /comp.	60.4	1.69E-02	tonne CH ₄ /compressor-hr
Storage – centrifugal compressor	30,573	scfd CH ₄ /comp.	39.0	2.44E-02	tonne CH ₄ /compressor-hr
Storage wells	114.5	scfd CH ₄ /well	76.0	9.15E-05	tonne CH ₄ /well-hr

Footnotes and Sources:

^a Harrison, 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.

^b Campbell, L.M. and B.E. Stapper. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 10: Metering and Pressure Regulating, Stations in Natural Gas, and Transmission and Distribution*, Final Report, GRI-94/0257.27 and EPA-600/R-96-080j. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996.

^c Uncertainty is based on a 95% confidence interval from the data used to develop the original emission factor.

^d Emission factors converted from scf are based on 60 °F and 14.7 psia. The average CH₄ concentration associated with these emission factors provided in Table E-4 is 93.4 mole %; the average CO₂ concentration (for buried pipelines) also provided in Table E-4 is 2 mole %. If the actual concentration differs from the default value, the emission factors shown above can be adjusted by the ratio of the site concentration to the default concentration.

^e Emission factor derivation is provided in Appendix C.

^f Uncertainty range (0 – 900,158 scf CH₄/station-yr)

^g A portion of CH₄ emitted from underground pipeline leaks is oxidized to form CO₂.

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 6, página 6.18.

FACTORES DE EMISIÓNES FUGITIVAS PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL (Detallado)

Source	Emission Factor ^{a,b} , Original Units		Uncertainty ^c (±%)	Emission Factor ^d , Converted Units	
	Cast iron pipeline	10,096		lb CH ₄ /mile-yr	77.0
CO ₂ from oxidation ^e	18,699	lb CO ₂ /mile-yr	81.0	8.4817 5.2703	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr
CO ₂ from pipeline leaks	993.6	lb CO ₂ /mile-yr	81.1	0.4507 0.2800	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr
Plastic pipeline	22.55	lb CH ₄ /mile-yr	233	0.01023 0.00636	tonne CH ₄ /mile-yr tonne CH ₄ /km-yr
CO ₂ from oxidation ^e	1.263	lb CO ₂ /mile-yr	234	0.0005728 0.0003559	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr
CO ₂ from pipeline leaks	1.352	lb CO ₂ /mile-yr	234	0.0006133 0.0003811	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr
Protected steel pipeline	15.16	lb CH ₄ /mile-yr	139	0.006874 0.004272	tonne CH ₄ /mile-yr tonne CH ₄ /km-yr
CO ₂ from oxidation ^e	1.286	lb CO ₂ /mile-yr	141	0.0005833 0.0003625	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr
CO ₂ from pipeline leaks	0.9180	lb CO ₂ /mile-yr	141	0.0004164 0.0002587	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr
Unprotected steel pipeline	275.9	lb CH ₄ /mile-yr	146	0.1251 0.0778	tonne CH ₄ /mile-yr tonne CH ₄ /km-yr
CO ₂ from oxidation ^e	13.87	lb CO ₂ /mile-yr	148	0.006293 0.003910	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr
CO ₂ from pipeline leaks	16.51	lb CO ₂ /mile-yr	148	0.007487 0.004652	tonne CO ₂ /mile-yr tonne CO ₂ /km-yr

Footnotes and Sources:

^a Campbell, L.M., M.V. Campbell, and D.L. Epperson. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 9: Underground Pipelines*, Final Report, GRI-94/0257.26 and EPA-600/R-96-080i. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996.

^b Emission factor derivations are provided in Appendix C.

^c Uncertainty based on a 95% confidence interval from the data used to develop the original emission factor.

^d The average CH₄ concentration associated with these emission factors provided in Table E-4 is 93.4 mole %; the average CO₂ concentration (for buried pipelines) also provided in Table E-4 is 2 mole %. If the actual concentration differs from the default value, the emission factors shown above can be adjusted by the ratio of the site concentration to the default concentration.

^e A portion of CH₄ emitted from underground pipeline leaks is oxidized to form CO₂.

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 6, página 6.22, 6.23.

FACTORES DE EMISIÓN EN COMPONENTES DE ESTACIONES COMPRESORAS

Component	ON COMPRESSOR			OFF COMPRESSOR		
	Reference Emission Factor ^a , Original Units, Mcf/yr/ source	Uncertainty ^b (± %)	Emission Factor ^c , Converted to tonne CH ₄ /hr/ source	Reference Emission Factor ^a , Original Units, Mcf/yr/ source	Uncertainty ^b (± %)	Emission Factor ^c , Converted to tonne CH ₄ /hr/ source
MAIN LINE PRESSURE (500 to 1000 psi)						
Ball/Plug Valves	0.64	163	1.31E-06	5.33	70	1.09E-05
Blowdown Valves	--	--	--	207.5	83	4.24E-04
Compressor Cylinder Joints	9.9	112	2.02E-05	--	--	--
Packing Seals - Running	865	29	1.77E-03	--	--	--
Packing Seals - Idle	1266	44	2.59E-03	--	--	--
Compressor Valves	4.1	93	8.39E-06	--	--	--
Control Valves	--	--	--	4.26	167	8.71E-06
Flanges	0.81	110	1.66E-06	0.32	66	6.54E-07
Gate Valves	--	--	--	0.61	70	1.25E-06
Loader Valves	17.2	33	3.52E-05	--	--	--
Open-Ended Lines (OEL)	--	--	--	81.8	97	1.67E-04
Pressure Relief Valves (PRV)	--	--	--	57.5	110	1.18E-04
Regulators	--	--	--	0.2	105	4.09E-07
Starter Gas Vents	--	--	--	40.8	106	8.34E-05
Threaded Connectors	0.74	62	1.51E-06	0.6	50	1.23E-06
Centrifugal Seals - Dry	--	--	--	62.7	106	1.28E-04
Centrifugal Seals - Wet	--	--	--	278	--	5.69E-04
Unit Valves	--	--	--	3566	--	7.29E-03
FUEL GAS PRESSURE (70 to 100 psi)						
Ball/Plug Valves	0.1	100	2.05E-07	0.51	73	1.04E-06
Control Valves	--	--	--	2.46	158	5.03E-06
Flanges	--	--	--	0.2	95	4.09E-07
Fuel Valves	27.6	49	5.64E-05	--	--	--
Gate Valves	--	--	--	0.43	84	8.79E-07
Open-Ended Lines (OEL)	--	--	--	2.53	87	5.17E-06
Pneumatic Vents	--	--	--	76.6	154	1.57E-04
Regulators	--	--	--	4.03	99	8.24E-06
Threaded Connectors	1.21	137	2.47E-06	0.32	50	6.54E-07

Footnotes and Sources:

^aHoward, T., R. Kantamaneni, and G. Jones. *Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Final Report*. PRC International, Gas Research Institute, and U.S. EPA Natural Gas STAR Program, August 1999, Tables 3 and 4.

^bUncertainty based on 95% confidence interval from the data used to develop the original emission factor.

^cEmission factors converted from scf are based on 60°F and 14.7 psia. The total gas emission factors were converted to a CH₄ basis assuming a default CH₄ concentration associated with the transmission sector of 93.4 mole % (provided in Table E-4).

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 6, página 6.32.

FACTORES DE EMISIÓN PROMEDIO EN EQUIPOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Component	Emission Factor ^a , kg THC/hr/comp.	Emission Factor, tonne TOC/component-hr	Uncertainty ^b (± %)
Block valves	0.002140	2.14E-06	40.1
Control valves	0.01969	1.97E-05	70.2
Connectors	0.0002732	2.73E-07	19.0
Compressor seals – reciprocating	0.6616	6.62E-04	38.9
Compressor seals – centrifugal	0.8139	8.14E-04	71.5
Pressure relief valves	0.2795	2.80E-04	+127 / -100
Open-ended lines (OEL)	0.08355	8.36E-05	53.0
OEL - station or pressurized compressor blowdown system ^c	0.9369	9.37E-04	61.6
OEL – depressurized reciprocating (comp. blowdown system)	2.347	2.35E-03	+67.5 / -67.6
OEL – depressurized centrifugal (comp. blowdown system)	0.7334	7.33E-04	+103 / -100
OEL – overall pressurized/ depressurized reciprocating ^d (comp. blowdown system)	1.232	1.23E-03	Not available
OEL – overall pressurized/ depressurized centrifugal ^d (comp. blowdown system)	0.7945	7.94E-04	Not available
Orifice meter	0.003333	3.33E-06	+40.5 / -40.6
Other gas meter	0.000009060	9.06E-09	+116 / -100

Footnotes and Sources:

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

^b Uncertainty based on 95% confidence interval from the data used to develop the original emission factor.

^c The compressor type is not specified. The emission factor is assumed to apply to either reciprocating or centrifugal compressor types or stations.

^d Overall OEL average emission factors that account for the time that the compressor unit is pressurized and depressurized during the year have been estimated using the annual fractions of the modes of operation taken from Table 4-20 of Volume 8 of the GRI/EPA methane emissions study (Hummel, et al., 1996). The percentages from the GRI/EPA study are 79.1% pressurized/20.9% depressurized for reciprocating compressors and 30% pressurized/70% depressurized for centrifugal compressors. Therefore, these percentages were applied to the base pressurized and depressurized emission factors provided in the table above to develop overall factors that represent annual average emission factors converted to an hourly basis.

Fuente: Compendio API, Agosto 2009, capítulo 6, página 6.33.