

ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE GEI (CO₂ Y CH₄) GENERADAS DURANTE EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA, APLICANDO METODOLOGÍA IPCC

Oscar Leonardo Acevedo Castro¹, Julián Ernesto Jaramillo², Henry Abril Blanco³

RESUMEN

El calentamiento global ha llevado a muchas entidades a buscar formas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La cuantificación de estas emisiones constituye un requisito básico para establecer el impacto ambiental que las actividades humanas generan y proceder a implementar prácticas para disminuir la emisión de estos gases a la atmósfera, con el propósito de mitigar el cambio climático. En este artículo se presenta la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero CO₂ y CH₄ generadas durante las actividades de transporte de gas natural en Colombia. Estas emisiones se estimaron basadas en la metodología propuesta por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático –IPCC, la cual es actualmente, la metodología más utilizada en la estimación de emisiones en la industria. Además, se determinan las fuentes potenciales de emisiones para la red de transporte de gas natural del país y se presentan algunas mejoras que se pueden implementar para disminuir estas emisiones.

Palabras Clave: IPCC, emisiones, factor de emisión, gases efecto invernadero, transporte gas natural, Colombia.

EMISSION ESTIMATION OF GEI (CO₂ Y CH₄) GENERATED DURING THE NATURAL GAS TRANSPORT IN COLOMBIA APPLYING IPCC METHODOLOGY

ABSTRACT

The global warming has motivated many organizations to find different ways to reduce the greenhouse gas emissions. Quantification of these emissions plays a key role in order to determine the environmental impact that human activities generate. Moreover, they are relevant to develop good practices to diminish the levels of these gases in the atmosphere, thereby mitigating climate change. In this work an estimate of the greenhouse gases CO₂ and CH₄ emissions produced in the natural gas transport in Colombia is carried out. The predictions are based on the IPCC-Intergovernmental Panel on Climate Change- methodology, which is nowadays one of the most applied in different industries. Moreover, potential emissions sources in the natural gas transport network in this country are determined. Finally, conclusions are presented, and some improvements that can be implemented to reduce these emissions are outlined.

Keywords: IPCC, emissions, emission factor, greenhouse gases, natural gas transport, Colombia.

1. Ingeniero Mecánico. Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS, Piedecuesta, Santander, Colombia. E-mail: oacevedo@cdtdegas.com

2. Doctor en Ingeniería Térmica. Cra 27 cl 9, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería Mecánica, Bucaramanga, Colombia. Tel: 6344000 ext. 2816, E-mail: jejarami@uis.edu.co

3. Especialista en Ingeniería de Gas. Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS, Piedecuesta, Santander, Colombia. E-mail: habril@cdtdegas.com

1. INTRODUCCIÓN

El calentamiento global es un fenómeno de cambio climático que se evidencia con el aumento de la temperatura media de la atmosfera terrestre y de los océanos. En los últimos años este fenómeno se ha intensificado, debido a actividades antropogénicas¹, como la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón), la ganadería y el manejo de residuos sólidos entre otras [1].

El calentamiento global es ocasionado por el efecto invernadero, en el cual, ciertos gases atmosféricos llamados gases de efecto invernadero –GEI, retienen gran parte de radiación que el suelo emite reteniéndola en la atmosfera. En condiciones controladas el efecto invernadero permite un clima estable en nuestro planeta, pero desde la era preindustrial donde se han intensificado las actividades humanas la concentración de estos gases ha aumentado notablemente, lo cual se evidencia en las alteraciones drásticas del clima [2]. Algunos GEI producidos durante las actividades antropogénicas son el Dióxido de Carbono (CO₂), el Metano (CH₄), el Óxido Nitroso (NO_x), los Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluoruro de Azufre (SF₆). Aunque todos los gases anteriormente mencionados están presentes en la atmosfera, los más destacados son el CO₂ por su abundancia y el CH₄ por su potencial de calentamiento global² [3].

2. FUENTES ANTROPOGÉNICAS DE GEI

En el 2011, producto de actividades desarrolladas por el hombre se expulsaron a la atmosfera 6702,4 Tera gramos de CO₂e³ (Tg) de los cuales el sector energía generó cerca del 86% del total de emisiones (ver Figura 1). Este sector suele ser el más importante en los inventarios de GEI ya que comúnmente es el responsable del 75% de las emisiones de GEI en países desarrollados [4].

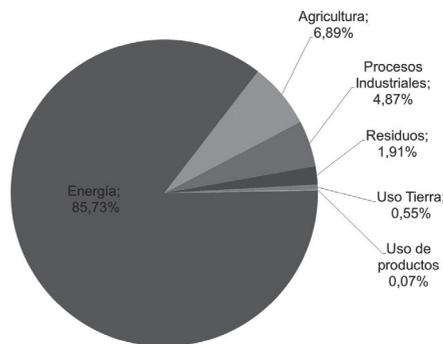


Figura 1. Emisiones mundiales de GEI 2011 [5]

El sector energía 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, ya que durante sus actividades produce gran cantidad de emisiones de los dos gases de efecto invernadero más importantes el CH₄ y el CO₂. El CH₄, principal componente del gas natural, es emitido a la atmosfera producto de actividades operacionales, actividades de mantenimiento, emergencias en los gasoductos o por fugas en los equipos utilizados en la industria [6]. Mientras que el CO₂ se emite por la quema de gas natural en las unidades de combustión. Este sector de la industria abarca las actividades de producción, procesamiento, transporte y distribución de gas natural y en el 2010 emitió a nivel mundial cerca de 1595 millones de toneladas de CO₂e hacia la atmósfera [7]. La Figura 2 muestra el porcentaje de emisiones generadas en cada sector de la cadena de valor del gas.

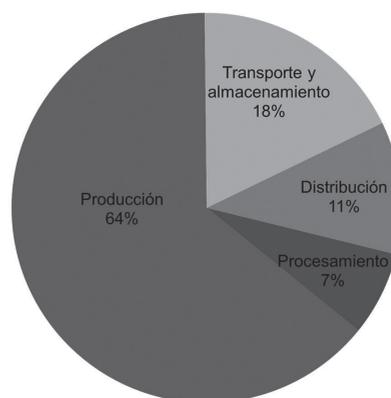


Figura 2. Emisiones industria de gas natural [8]

1. Actividades desarrolladas por el hombre

2. Medida de capacidad de un gas para contribuir al calentamiento global.

3. CO₂e: Es la unidad de medición usada para indicar el potencial de calentamiento global de cada uno de los GEI

Como se observa, la producción de gas natural es la fuente de emisiones más importante durante toda la cadena de valor del gas seguido del sector transporte, el cual, presenta diferentes fuentes de emisiones potenciales de gas natural, entre las que se pueden mencionar las estaciones compresoras, los dispositivos neumáticos, fugas en tubería, entre otras. Estas fuentes de emisiones pueden ser estudiadas y evaluadas con el fin de disminuir el impacto ambiental y mejorar la seguridad industrial y la eficiencia de las empresas transportadoras. La Figura 3 muestra las fuentes de emisiones más importantes que han sido identificadas durante las actividades de transporte de gas natural [9].

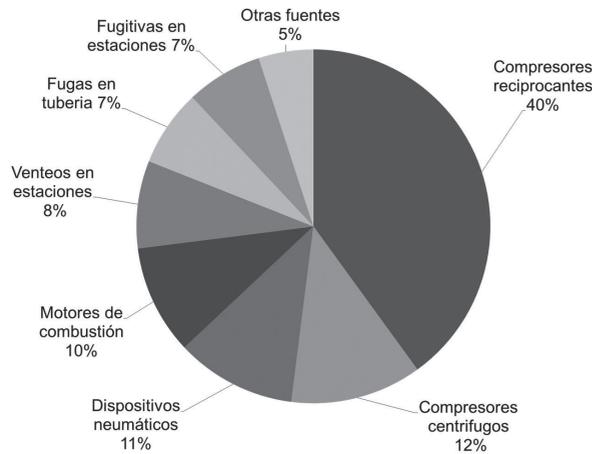


Figura 3. Fuentes de emisiones industria transporte de gas natural [8]

Como se observa, en las estaciones compresoras se emiten más del 50% de las emisiones totales. Estas dependen principalmente de la tecnología que se usa en cada estación. Esta tecnología puede ser de compresores recíprocos, compresores centrífugos o compresores eléctricos, siendo estos últimos los que menos emisiones generan durante la compresión del gas.

3. ROL DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

El gas natural es un combustible fósil que ocupa el tercer lugar en el mundo entre las fuentes de energía primaria más utilizadas después del petróleo y el carbón (ver Figura 4), con una participación del 24%, que equivale a la cuarta parte del consumo energético a nivel mundial [10].

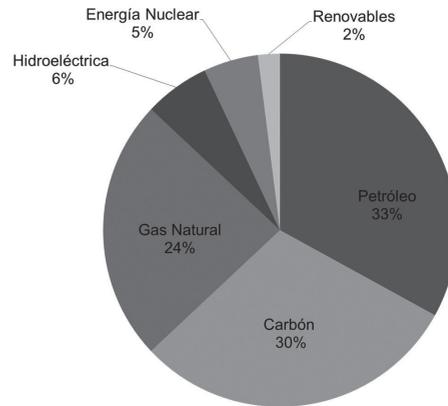


Figura 4. Participación de las fuentes primarias de energía a nivel mundial [8]

Entre los combustibles fósiles, el gas natural es considerado como la fuente de energía más limpia y respetuosa con el medio ambiente, debido a que sus emisiones de CO₂ son entre un 40% y un 50% menores que las producidas por el carbón y entre un 25% y un 30% menores que las producidas por el Fuel-Oil por unidad de energía generada [11]. Esta condición y el hecho de que en los últimos años se han encontrado gran número de reservas de gas natural permiten proyectar este recurso como una fuente importante de energía a nivel mundial (ver Figura 5).

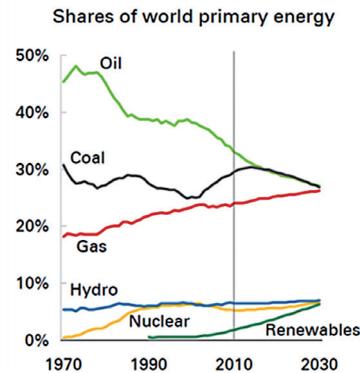


Figura 5. Proyección de participación energética [12]

4. GAS NATURAL EN COLOMBIA

El aprovechamiento del gas natural en Colombia se remonta al año 1961 en el cual se prohibió la quema de

este recurso, práctica que se venía realizando en años anteriores. En 1973 se empezó la construcción del gasoducto de la costa Atlántica con el fin de satisfacer las necesidades del sector industrial en esta región del país y en 1990 se publicó 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 [13].

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. Desde entonces, en el país el uso del gas natural se ha venido incrementado hasta alcanzar en el 2011 una producción de cerca de 1020 Millones de pie cúbico día (MPCD) de los cuales 870 fueron para satisfacer la demanda interna y el restante fue exportado a otros países. Esta producción se realizó principalmente en los campos maduros de Chuchupa en la Guajira y en el Campo de Cusiana en los Llanos Orientales, el cual produce actualmente cerca del 50% del gas consumido en el interior del país.

Una vez se produce el gas, este es procesado con el fin de extraer el agua o sedimentos presentes en él, y así, ser transportado hasta las poblaciones para distribuirlo finalmente hasta los usuarios finales, ya sean industriales, comerciales o domiciliarios.

4.1 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

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 que son propiedad de la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. Estas dos transportadoras poseen y operan todas las estaciones compresoras en el país habiendo instaladas un total de 17 estaciones, de las cuales 14 usan tecnología de compresores recíprocos y las otras 3 usan compresores centrífugos [13].

5. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES

Estimar y conocer las emisiones de GEI generadas durante las actividades desarrolladas por el hombre, es actualmente una práctica importante que se está realizando en muchos sectores de la industria y en muchas empresas, con el fin de conocer el impacto ambiental que estas tienen.

La metodología más utilizada en la estimación de estas emisiones es la del Panel Intergubernamental del Cambio Climático –IPCC (por sus siglas en inglés), la cual está disponible en el documento, *Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (Directrices de 2006)* [13]. Esta metodología 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), y se resume en la ecuación (1):

$$Emisiones_{GEI} = AF * EF \quad (1)$$

La confiabilidad en los resultados obtenidos por la estimación de las emisiones de GEI aplicando la metodología del IPCC, depende de la información disponible sobre las actividades desarrolladas por la industria y del nivel metodológico que se utilice, para lo cual, el IPCC ha establecido una clasificación de acuerdo al nivel de profundidad de la información disponible así [14]:

Nivel 1: Utiliza factores promedio o publicados por estudios anteriores que podrían no reflejar la verdadera situación de la industria o país.

Nivel 2: Emplea factores específicos basándose en datos estadísticos o en estudios realizados anteriormente.

Nivel 3: Comprende una evaluación rigurosa de cada tipo de fuente siendo el más exigente en cuanto a requisitos de datos pero brinda una mayor confiabilidad en los resultados.

El Instituto Americano del Petróleo –API (por sus siglas en inglés) publicó en el 2009, un documento denominado

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 [15], el cual presenta metodologías y factores de emisión que pueden ser utilizados en la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero producto de actividades en la industria del petróleo y gas natural y que se ha convertido en una guía para las empresas del sector. Esta metodología está basada en la metodología IPCC y presenta factores de emisión específicos para componentes de infraestructura presentes en la red como válvulas, bridas, compresores entre otros.

La metodología API para la estimación de emisiones de GEI se basa en la categorización de las fuentes de emisiones en combustión, venteo y emisiones fugitivas [15].

6. ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE CO₂ Y CH₄ GENERADAS DURANTE EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE COLOMBIA

6.1 METODOLOGÍA UTILIZADA

En este trabajo, la estimación de las emisiones producidas por la industria de transporte de gas natural se basa en la metodología comentada anteriormente propuesta por el IPCC, 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 tal como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Fuentes de emisiones de GEI transporte de gas natural

Alcance GHG Protocol ⁴	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
		1B2bi. Venteo de gas	Despresurizaciones y Emergencias	CH ₄
	1B. Emisiones Fugitivas	1B2bii. Quema de gas	Teas	CO ₂
		1B2biii. Otras	Fugas	CH ₄

6.2 LÍMITES ORGANIZACIONALES

El presente inventario de emisiones aborda la infraestructura Colombiana de las transportadoras más grandes del país: TGI y Promigas. Por lo tanto, está basado en la información disponible y publicada por estas empresas.

6.3 LÍMITES OPERACIONALES

En el 2011, Colombia contaba con una red de transporte de gas de 7474 kilómetros que está distribuida en todo el territorio nacional. 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 894 MPCD⁵. Algunos datos de infraestructura que se tendrán en cuenta para estimar las emisiones de CO₂ y CH₄ en la red de transporte son los mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2. Límites operacionales

	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

6.4 FACTORES DE ACTIVIDAD

Para la estimación se utilizaron 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

4. GHG Protocol: Greenhouse Gas Protocol

5. MPCD: Millones de pie cúbico día

en Colombia durante el año 2011. La Tabla 3 muestra el factor de actividad que se usó para el cálculo de las emisiones en cada categoría.

Tabla 3. Factores de actividad

			Factor de Actividad
1B2b. Gas Natural	1A3i.	Quema de combustible	Consumo de combustible
			Volumen de gas quemado
	1B2bi.	Venteo	Gas Comercializable
	1B2biii	Emisiones Fugitivas	Infraestructura

6.5 FACTORES DE EMISIÓN

En esta estimación se utilizaron algunos factores de emisión publicados por el IPCC y otros publicados en el Compendio API (ver Tabla 4). Este último presenta factores de emisión de componentes e instalaciones presentes en la red, como estaciones compresoras, estaciones de medición y de regulación, deshidratadores de glicol y componentes específicos como válvulas neumáticas entre otros. Estos factores de emisión permiten abordar un nivel metodológico mayor aumentando la confiabilidad en los resultados.

Tabla 4. Factores de emisión

			Factor de Emisión
1B2b. Gas Natural	1A3i.	Quema de combustible	F.E. de 2006
			F.E. Infraestructura
	1B2bi.	Venteo	F.E. de 2006
	1B2biii	Emisiones Fugitivas	F.E. Infraestructura

7. CÁLCULO DE EMISIONES GENERADAS POR LA INDUSTRIA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

7.1 EMISIONES POR COMBUSTIÓN ESTACIONARIA

Son las emisiones generadas por las unidades compresoras instaladas en la red de transporte de gas natural y dependen del consumo de combustible de cada unidad. Cuando no es posible conocer este consumo es necesario calcularlo a partir de las horas de operación de cada unidad utilizando la ecuación (2):

$$FC = PE * FL * HO * ET * \frac{1}{HV} \quad (2)$$

Dónde:

- **FC** = Combustible consumido
- **PE** = Potencia del equipo
- **FL** = Factor de carga (%)
- **HO** = Horas de operación (h/año)
- **ET** = Eficiencia térmica
- **HV** = Poder calorífico neto del combustible (HP-h/BTU)

Una vez calculado el consumo de combustible de cada unidad y conociendo el peso molecular del gas que se quema en estas unidades, se pueden estimar las emisiones generadas en las unidades compresoras a partir de la ecuación (3).

$$E_{CO_2} = FC * \frac{1}{Volumen\ molar} * M_{gas} * \% C_{gas} * \frac{44}{12} \quad (3)$$

Dónde:

- **E_{CO₂}** = emisiones de CO₂ (kg/año)
- **FC** = combustible consumido a condiciones estándar (m³/año)
- Volumen molar a condiciones estándar 15,7°C (60°F) y 1atm (14,7psi) = 23.685 (m³/kmol)
- **M_{gas}** = peso molecular del gas
- **44/12** = relación estequiométrica de C en el CO₂ (mol/mol)

En la Tabla 5 se pueden observar los resultados obtenidos teniendo en cuenta las anteriores recomendaciones.

Tabla 5. Emisiones por quema de combustible

TIPO DE INSTALACIÓN	FACTOR DE ACTIVIDAD	EMISIONES CO ₂	
		FE ton CO ₂ /KPC	ton CO ₂
Estaciones de compresión	Gas. Combustible [KPC/año]		
Compresoras reciprocantes gas Guajira	14.469.083,2	0,052	753.906,64
Compresoras reciprocantes gas Cusiana	3.849.669,2	0,063	243.334,54
Compresoras centrífugas gas Guajira	789.873,8	0,052	41.156,1
TOTAL			1.038.397,28

7.2 EMISIONES FUGITIVAS

Son las emisiones que se liberan a la atmósfera de forma accidental o intencional. Estas emisiones pueden ser venteos operacionales, accidentales o fugas en equipos o componentes de instalación. Las emisiones fugitivas son consideradas una fuente importante de emisiones de GEI.

7.3 EMISIONES POR VENDEO

Comprende las liberaciones intencionales, operativas o de emergencias que se producen durante las actividades del transporte de gas, como los venteos por actividades de mantenimiento, venteos de equipos o emergencias presentadas. Estas emisiones se determinan a partir de datos estadísticos de comercialización de gas natural y de datos de infraestructura para las emisiones por venteo de dispositivos.

7.4 EMISIONES POR 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 determinan a partir de factores de emisión publicados en las directrices del IPCC de 2006 [3] y los datos de actividad se basan en estadísticas nacionales de gas comercializable. Las emisiones se determinan utilizando la ecuación (1) y se obtienen los resultados mostrados en las Tablas 6 y 7, respectivamente.

Tabla 6. Factores de emisión despresurizaciones

TIPO DE INSTALACIÓN	FACTORES DE EMISION	
	CO ₂	CH ₄
	FE Gg CO ₂ /MPC gas	FE Gg CH ₄ /MPC gas
Despresurizaciones y emergencias	5,20E-06	3,92E-04

Fuente: American Petroleum Institute

Tabla 7. Emisiones generadas por despresurizaciones

TIPO DE INSTALACIÓN	FACTOR ACTIVIDAD	EMISIONES	
		CO ₂	CH ₄
	Gas. Comercial [m ³ de gas]	ton CO ₂	ton CH ₄
Despresurizaciones emergencias	9E+09	46,8	3528

El total de emisiones generadas durante esta actividad se determina a partir de la ecuación (4).

$$Emisiones_{CO_2e} = Ton CO_2 + (21) Ton CH_4 \quad (4)$$

Por lo tanto el total de emisiones por despresurizaciones y emergencias es de:

$$Emisiones_{CO_2eq} = 74134,8 Ton CO_2e / año$$

7.5 VENDEO PLANTA DESHIDRATADORA

Las plantas deshidratadoras permiten extraer el agua presente en la corriente de gas para luego transportarlo y distribuirlo a los usuarios finales. Las emisiones generadas en estas instalaciones dependen del gas que se procesa en cada una de ellas. La planta deshidratadora de Ballena procesó en el 2011 cerca de 680 MPCD equivalentes a 248200 MPC gas. De acuerdo a lo anterior las emisiones generadas en esta planta se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Emisiones por venteo en planta deshidratadora de gas

TIPO DE INSTALACIÓN	F. A.	EMISIONES		
		Metano		GEI total
	Gas. Procesada. [MPC/año]	FE ton CH ₄ /MPC	ton CH ₄	ton CO ₂ e
Deshidratado de gas	248.200	6,41E-03	1.591	33.411

7.6 VENDEO VÁLVULAS DE SECCIONAMIENTO

Son una fuente importante de emisiones de CH₄ debido a que estos dispositivos 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 con el fin de controlar y detener el flujo de gas en caso de ser necesario. La Tabla 9 muestra 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 estimaron las emisiones para 88 válvulas de seccionamiento.

Tabla 9. Emisiones por venteo en válvulas de seccionamiento

TIPO DE INSTALACIÓN	F. A. N° de Válvulas	EMISIONES		
		Metano		GEI total
		FE ton CH ₄ /Válvula	ton CH ₄	ton CO ₂ e
Válvulas de seccionamiento	88	1,008E-01	8,87	186,3

7.7 EMISIONES POR FUGAS EN EQUIPOS

Son emisiones generadas por fugas en equipos o componentes de instalación como válvulas, conexiones roscadas, conexiones bridadas, conexiones de tubing, entre otras. Estas emisiones se cuantifican in-situ por medio de equipos que miden el caudal que se fuga en cada componente, pero debido a la complejidad de esta actividad se han establecido factores de emisión por instalación que permiten estimar las pérdidas de gas por fugas. Las emisiones dependen de las prácticas de operación y mantenimiento que se tenga en las instalaciones y del tamaño de la red de transporte. La Tabla 10 muestra las emisiones generadas por fugas en la red de transporte de gas natural del país.

Tabla 10. Emisiones por fugas en equipos

TIPO DE INSTALACIÓN	FACTOR DE ACTIVIDAD N° de componentes	EMISIONES		
		Metano		GEI totales
		FE pie ³ CH ₄ /Día	ton CH ₄	ton CO ₂ e
Estaciones compresor reciprocantes	63	15.205	7.099	149.079
Estaciones compresores centrifugos	5	30.305	1.123	23.583
Estaciones M&R	780	31,2	180	3.780
Gasoducto	7.474 km	0,004272 ton CH ₄ /km	32	672
TOTAL			8.434	177.114

8. RECOPIACIÓN DEL INVENTARIO DE EMISIONES

En la Tabla 11 se presenta el resumen de los resultados obtenidos en el presente trabajo, los cuales fueron estimados a partir de las fuentes de emisiones evaluadas y aplicando la metodología IPCC junto con la mejor información disponible para la industria del transporte de gas natural en el país.

Tabla 11. Recopilación inventario de emisiones

FUENTE PRINCIPAL	Emisiones de CH ₄	Emisiones de CO ₂	Totales
	ton CH ₄	ton CO ₂	ton CO ₂ e
Combustible			1.038.397
Quema de combustible	0	1.038.397	1.038.397
Emisiones Fugitivas			284.849
Venteo	1.600	0	33.600
Despresuriza	3.528	47	74.135
Fugas equipo	8.434	0	177.114
TOTAL	13.562	1.038.444	1.323.246

Como se observa en la Tabla 11 y en la Figura 6, la mayor fuente de emisiones en la red de transporte de gas natural es producto de la quema de combustible en las estaciones compresoras.

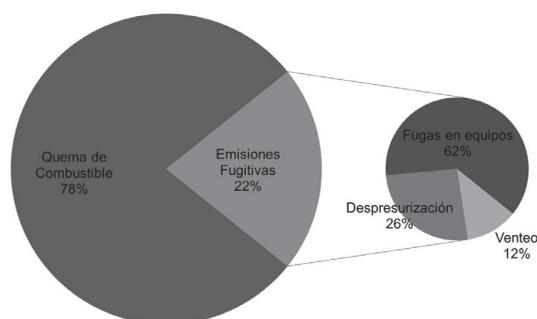


Figura 6. Fuentes de emisiones transporte de gas natural
Análisis de resultados

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En total las emisiones generadas durante las actividades de transporte de gas natural en el 2011 fue de 1323246 ton CO₂e, las cuales provienen principalmente de tres fuentes la quema de combustible, las despresurizaciones y las fugas en equipos.

El 13.4% del total de las emisiones fueron generadas por fugas en equipos e instrumentos de la red, las cuales pueden reducirse implementando un programa de inspección y mantenimiento con el fin de controlar y monitorear los componentes más propensos a generar fugas. Esta actividad es costo-efectiva y está siendo desarrollada en muchas empresas interesadas en disminuir sus emisiones. 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.

10. CONCLUSIONES

La metodología del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) es una técnica que es utilizada a nivel mundial para realizar estimaciones de GEI y es una buena práctica para tener una primera estimación de las emisiones para cada sector de la industria.

Aunque no se tiene información más detallada sobre la infraestructura de la red de transporte de gas natural del país, los resultados obtenidos en este trabajo reflejan la situación que actualmente presenta este sector y es una herramienta que sirve como base para tomar decisiones orientadas hacia la reducción de emisiones.

Gran parte de las emisiones generadas durante el transporte de gas natural pueden ser reducidas cambiando algunos dispositivos o tecnologías de operación o implementando prácticas sencillas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas por apoyar el desarrollo de este trabajo. Además, el segundo autor agradece el apoyo recibido de la Universidad Industrial de Santander mediante el proyecto 5570 de la VIE.

REFERENCIAS

1. Colegio Oficial De Físicos. *Cambio Climático hacia un modelo energético*. Madrid. 2000.
2. J. Martínez y A. Bremauntz. *Cambio Climático: Una visión desde México*. México. Noviembre, 2004.
3. Organización Meteorológica Mundial. *Boletín sobre los gases de efecto invernadero*. Ginebra. Noviembre, 2011.
4. Environmental Protection Agency. *Methane Emissions from the natural gas industry*. Chicago, 1996.
5. U.S. Environmental Protection Agency. *Inventory of U.S. Greenhouse gas emissions and sinks : 1990 - 2011*. Washington, 2013.
6. Global Methane Initiative. *Emisiones Mundiales de Metano y oportunidades de Atenuación*. Washington, 2011.
7. U.S. Environmental Protection Agency. *Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990 - 2030*. Washington, 2011.
8. U.S. Environmental Protection Agency. *Inventory of U.S. Greenhouse gas emissions and sinks : 1990 - 2009*. Washington, 2011.
9. U.S. Environmental Protection Agency. *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y sumideros EE.UU. 1990 – 2009*. Washington. Abril, 2011.
10. British Petroleum Company (BP). *BP Statistical Review of World Energy*. London, 2012.
11. SEDIGAS. *Contribución del sector gasista español a los objetivos del paquete verde de la Union Europea*. [En línea] [Citado el: 21 de Octubre de 2012.] <http://bases.cortesaragon.es>
12. British Petroleum Company (BP). *BP Energy Outlook 2030*. London, 2012.
13. Ministerio De Minas Y Energía . *Informe de Gestion Ministerio de Minas y Energía*. Bogotá, 2011. p. 137-145.
14. Panel Intergubernamental del Cambio Climático. *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. 2006. vol. 2, capítulo 4. Emisiones Fugitivas.
15. American Petroleum Institute. *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry*. August, 2009.