Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)

Responsable:

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Dirección de Seguridad y Medio Ambiente

Dirección Regional Zona Centro

INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

Al servicio de las personas y las naciones

Estudio realizado en el marco del Proyecto de la Quinta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC), coordinado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) con recursos del Global Environmental Facility (GEF), a través del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). México D. F., 2012.

INFORME TÉCNICO

Proyecto

F.21714.

“DETERMINACIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN PARA EMISIONES FUGITIVAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO”

Consultoría realizada por el Instituto Mexicano del Petróleo para el proyecto: GEF-PIMS4371 CC Quinta Comunicación Nacional de México a la CMNUCC.

Dirección de Seguridad y Medio Ambiente.

Dirección Regional Zona Centro.

Informe Final:

Noviembre/2012

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES 4

2. OBJETIVOS: 4

2.1 OBJETIVO GENERAL 4

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS PARA ESTE INFORME 4

3. ALCANCES 6

4. DESARROLLO Y RESULTADOS 7

4.1 REVISIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA EN MÉXICO INCLUYENDO DATOS DE ACTIVIDAD. 7

4.1.1 PROCESO Y PRODUCCIÓN NACIONAL DE CONDENSADOS. 11

4.1.2 PRODUCCIÓN Y DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL. 11

4.1.3 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO CRUDO 16

4.1.4 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN NACIONAL DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO. 20

4.1.5 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN NACIONAL DE GASOLINAS. 24

4.1.6 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN NACIONAL DE DIESEL. 25

4.1.7 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN NACIONAL DE COMBUSTÓLEO. 26

4.1.8 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN NACIONAL DE TURBOSINA. 29

4.1.9 PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS. 30

4.1.10 PLATAFORMAS COSTA AFUERA. 35

4.1.11 CARGA DE CRUDO A EXPORTACIÓN. 35

4.1.12 TRANSPORTE DE CRUDO, GAS NATURAL Y GAS LP. 38

4.1.13 ESTACIONES DE SERVICIO DE GASOLINA Y DIESEL. 41

4.1.14 TERMINALES DE GAS NATURAL LICUADO. 41

4.2 GAS ENVIADO A LA ATMÓSFERA 43

4.3 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE PEMEX. 44
4.4 REVISIÓN DE LITERATURA DE FACTORES DE EMISIÓN 47
4.5 REVISIÓN DE EFICIENCIA DE QUEMADORES. 88
4.6 METODOLOGÍA GENERAL PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES FUGITIVAS. 92
*4.7 DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE GAS NATURAL Y DEL SISTEMA DE PETRÓLEO.*94
4.8 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PETRÓLEO. 94
4.9 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GAS NATURAL Y GAS LP. 97
4.10 SELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN. 101
4.11 OBTENCIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN POR VENTEO. 124
4.12 OBTENCIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN PARA QUEMA DE GAS. 128
4.13 PRUEBA DE LA METODOLOGÍA. 147
4.14 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE 155
4.14.1 DETERMINACIÓN DE INCERTIDUMBRES EN LAS VARIABLES INDIVIDUALES USADAS EN EL INVENTARIO. 155
4.14.2 CÁLCULO DE LAS INCERTIDUMBRES. 172
4.14.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS. 182
5. REFERENCIAS DE NORMAS, REGULACIONES Y ESTÁNDARES APLICABLES 186
6. CONCLUSIONES. 187
7. RECOMENDACIONES. 191
8. REFERENCIAS. 192
9. ACRÓNIMOS. 200
10. PARTICIPANTES 202

1. ANTECEDENTES

El 7 de diciembre del 2011, fue publicada en la página Web Oficial del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo:
http://www.undp.org.mx/spip.php?page=licitaciones&campo=date_redac&orden=DESC
la solicitud de servicios de consultoría externa mediante el Concurso: RFQ-157-2011 para presentar propuestas para realizar este estudio. El IMP fue el ganador de este concurso y se firmó el contrato No. FPP-2012-6 el 2 de marzo de 2012 para la realización de este estudio.

2. OBJETIVOS:

2.1 Objetivo General

Desarrollar factores de emisión para gases de efecto invernadero en los procesos en los que ocurren emisiones fugitivas en sistemas de petróleo y gas en México.

2.2 Objetivos específicos para este Informe

Investigación documental sobre industria del petróleo y gas en México y de factores de emisión para emisiones fugitivas en la industria petrolera.

Obtener los factores de emisión debido a las emisiones fugitivas de las actividades concernientes a la industria del petróleo y gas en México de manera desagregada para las siguientes etapas:

- Exploración.
- Producción
- Transporte.

- Refinación.
- Almacenamiento y manejo.
- Distribución.

Proponer factores de emisión concernientes a la quema y venteo para petróleo y gas en México desagregándolos en las siguientes actividades:

- Exploración.
- Producción.
- Proceso de gas.
- Refinación
- Transporte
- Distribución final

Desarrollar una metodología para el cálculo del inventario de emisiones fugitivas de gases con efecto invernadero de los sistemas de petróleo y gas en México.

Probar la metodología propuesta.

Realizar unos análisis de incertidumbre.

Formular recomendaciones para la realización de futuros inventarios.

3. ALCANCES

Este reporte cubre las siguientes metas:

Descripción breve de las actividades de la Industria del petróleo y gas en México incluyendo datos de actividad y otros relevantes que puedan ser usados en la estimación de emisiones.

Generación de una base de datos de investigación documental de la información existente de la industria del petróleo y gas en México.

Generación de una base de datos de factores de emisión para emisiones fugitivas de las industrias petrolera y gas.

Selección y propuesta de factores de emisión de emisiones fugitivas en cada una de las etapas del ciclo de la industria del petróleo y gas natural en México

Desarrollo de la metodología de cálculo de emisiones fugitivas en cada una de las etapas del ciclo de la industria del petróleo y gas natural en México.

Desarrollo de una herramienta de cálculo y prueba de la metodología propuesta.

Análisis de la incertidumbre para los factores de emisión propuestos, datos de actividad disponibles y a los resultados de la aplicación de la metodología.

Formulación de recomendaciones para la mejora de los factores de emisión, actualización de datos de actividad e interrelación con otras categorías del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI), así como para la realización de inventarios futuros.

4. DESARROLLO Y RESULTADOS

4.1 Revisión de las actividades de la Industria en México incluyendo datos de actividad.

Para realizar la construcción de las Bases de Datos de los balances nacionales del sector petrolero y de gas se consultó la siguiente documentación:

- Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025. SENER, México, 2011.
- Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025. SENER, México, 2011.
- Prospectiva del Mercado de Petrolíferos 2010-2025. SENER, México, 2011.
- Prospectiva del Mercado de Gas LP 2010-2025. SENER, México, 2011.
- Balance Nacional de Energía 2010. SENER, México, 2011.
- Balance Nacional de Energía 2009. SENER, México, 2010.
- Balance Nacional de Energía 2008. SENER, México, 2009.
- Balance Nacional de Energía 1992. Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), 1993.
- Balance Nacional de Energía 1990. SEMIP, 1991.
- Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2016. SENER, 2008.
- Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016. SENER, 2008.
- Prospectiva del Mercado de Gas LP 2007-2016. SENER, 2008.
- Prospectiva de Petrolíferos 2007-2016. SENER, 2008. SENER, 2008.
- Sistema de Información Energética (SIE): http://sie.energia.gob.mx. consultado en junio de 2012.
- Informe quinquenal 2000. Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, 2001.
- Informe anual 2001. Comisión Reguladora de Energía. México, 2002.
- Informe anual 2002. Comisión Reguladora de Energía. México, 2003.
- Informe anual 2003. Comisión Reguladora de Energía. México, 2004.

- Informe anual 2004. Comisión Reguladora de Energía. México, 2005.
- Informe anual 2005. Comisión Reguladora de Energía. México, 2006.
- Informe anual 2006. Comisión Reguladora de Energía. México, 2007.
- Informe anual 2007. Comisión Reguladora de Energía. México, 2008.
- Informe anual 2008. Comisión Reguladora de Energía. México, 2009.
- Informe anual 2009. Comisión Reguladora de Energía. México, 2010.
- Informe anual 2010. Comisión Reguladora de Energía. México, 2011.
- Memoria de labores PEMEX 1991, México, 1991.
- Memoria de labores PEMEX 1991, México, 1992.
- Memoria de labores PEMEX 1992, México, 1993.
- Memoria de labores PEMEX 1997, México, 1998.
- Memoria de labores PEMEX 2007, México, 2008.
- Memoria de labores PEMEX 2008, México, 2009.
- Memoria de labores PEMEX 2009, México, 2010.
- Anuario Estadístico PEMEX. 1996. México, 1997.
- Anuario Estadístico PEMEX. 1997. México, 1998.
- Anuario Estadístico PEMEX. 1998. México, 1999.
- Anuario Estadístico PEMEX. 1999. México, 2000.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2000. México, 2001.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2001. México, 2002.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2002. México, 2003.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2003. México, 2004.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2004. México, 2005.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2005. México, 2006.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2006. México, 2007.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2007. México, 2008.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2008. México, 2009.

- Anuario Estadístico PEMEX. 2009. México, 2010.
- Anuario Estadístico PEMEX. 2010. México, 2011.
- Informe de Seguridad, Salud y Medio Ambiente. PEMEX, 2001. México, 2002.
- Informe de Seguridad, Salud y Medio Ambiente. PEMEX, 2002. México, 2003.
- Informe de Desarrollo Sustentable. PEMEX, 2003. México, 2004.
- Informe de Desarrollo Sustentable. PEMEX, 2004. México, 2005.
- Informe de Desarrollo Sustentable. PEMEX, 2005. México, 2006.
- Informe de Desarrollo Sustentable. PEMEX, 2006. México, 2007.
- Informe de Desarrollo Sustentable. PEMEX, 2007. México, 2008.
- Informe de Responsabilidad Social. PEMEX, 2008. México, 2009.
- Informe de Responsabilidad Social. PEMEX, 2009. México, 2010.
- Informe de Responsabilidad Social. PEMEX, 2010. México, 2011.
- Reporte de Gases de Efecto Invernadero 2005 PEMEX. México 2006.
- Reporte de Gases de Efecto Invernadero 2009 PEMEX. México 2010.
- Reporte de Gases de Efecto Invernadero 2010 PEMEX. México 2011

Se realizó una búsqueda de información y se recopilaron datos para ver la evolución de la producción y la demanda de los sectores del petróleo y del gas. Se seleccionó el periodo de 1990-2010 como periodo histórico, ya que nuestro país ha reportado su inventario de GEI tomando 1990 como año base y el año 2010 es el último año del que se tiene información completa del sector petrolero.

Se realizó el seguimiento en este periodo a la exploración, producción y demanda de crudo, gas natural y gas LP, puesto que estos energéticos contribuyen con las emisiones fugitivas de Gases de Efecto Invernadero de acuerdo a lo establecido por las Guías para Inventarios de Emisiones del IPCC (2007).

Este comportamiento fue recopilado tanto en términos de volúmenes como en términos energéticos, para lo cual se usaron para esta conversión los poderes caloríficos año con año publicados en los Balances Nacionales de Energía 1992, 2008, 2009 y 2010 de la Secretaria de Energía para el petróleo crudo, gas natural y gas licuado del petróleo.

Para las emisiones ocasionadas en este sector por parte de la iniciativa privada, se recopilaron estadísticas de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para los permisos otorgados para transporte de gas natural para usos propios, acceso abierto y distribución de este combustible, con la información de los kilómetros de ductos construidos y los volúmenes autorizados para transporte. También se incluyó la información de transporte de gas LP por ductos por parte de la iniciativa privada a través del ducto Burgos-Monterrey, que inició operaciones en diciembre de 2007.

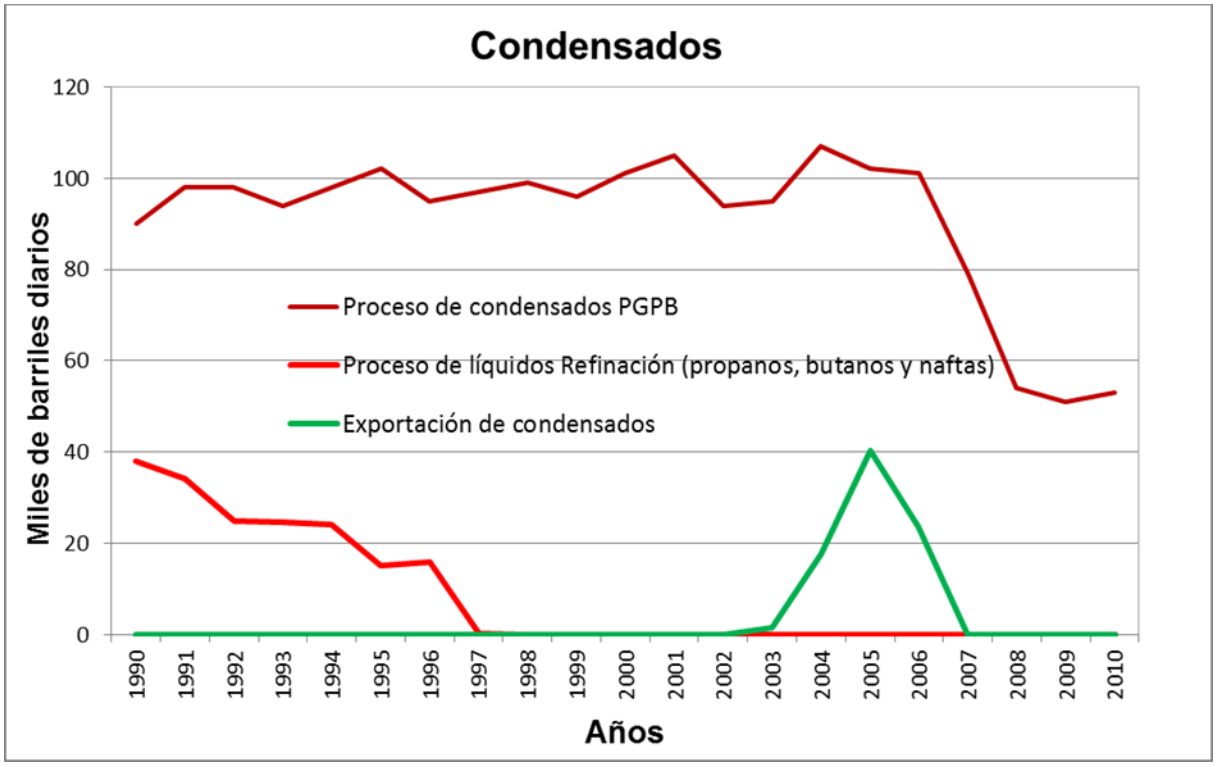

Figura 1. Proceso y exportación de condensados en México.

4.1.1 Proceso y Producción Nacional de Condensados.

Entre 1990 y 2010, PEMEX Gas y Petroquímica Básica procesó entre 53 y 107 miles de barriles diarios (mbd) de condensados, y produjo entre 72 y 92 mbd de gasolinas naturales. (Ver figura 1).

PEMEX Refinación procesó entre los años 1990 y 1996 entre 15 y 38 mbd de líquidos (propanos, pentanos y naftas) y se exportaron entre 2003 y 2007 entre 1.6 y 23.7 mbd de condensados.

4.1.2 Producción y Demanda Nacional de Gas Natural.

La Tabla 1 Presenta la evolución para el periodo de 1990 al 2010 del Balance nacional de gas natural incluyendo la producción de gas natural de PEMEX Exploración y Producción (PEP) y de las plantas de PEMEX Gas y Petroquímica Básica. También se presenta la demanda nacional por sectores: petrolero, eléctrico, servicios y autotransporte.

El sector petrolero incluye a las subsidiarias: PEMEX Exploración y Producción (PEP), PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), PEMEX Petroquímica y PEMEX Corporativo

La Tabla 2 presenta los datos equivalentes de la evolución del Balance Nacional de gas natural en términos energéticos expresados en Petajoules para el periodo de 1990 -2010.
La figura 2 presenta el comportamiento de la producción y demanda de gas natural en el periodo 1990-2010.

Como se puede observar, los volúmenes de gas natural consumidos han crecido a más del doble en el periodo 1990-2010, lo que ha ocasionado que a partir del año 2000, las importaciones superen a las exportaciones y por lo tanto, México deje de ser autosuficiente en este energético.

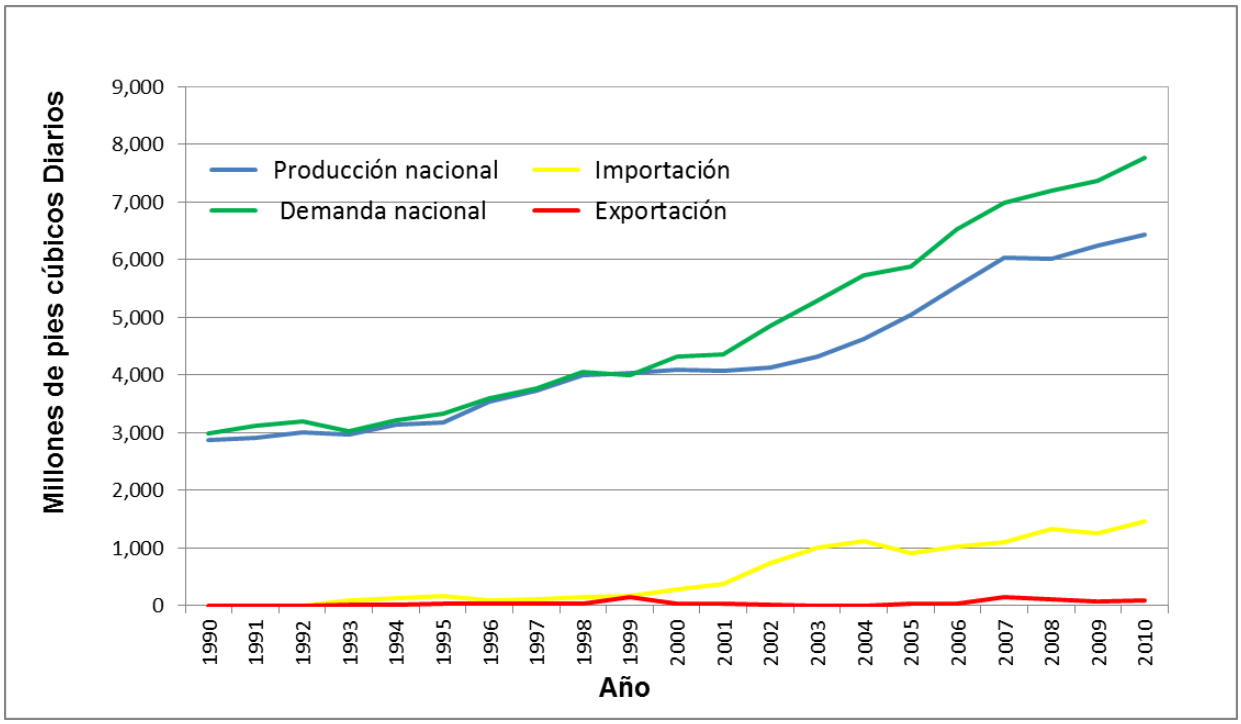

Figura 2. Balance Nacional de Gas Natural.

La figura 3, muestra el comportamiento por sectores de la demanda de gas natural. Como puede observarse, los tres principales sectores consumidores son el petrolero, el industrial y el eléctrico. Los sectores: residencial, servicios y autotransporte tiene demandas marginales.

El mayor impulsor del crecimiento en la demanda es el sector eléctrico, que ha incrementado su consumo en un 772 % respecto al volumen consumido al inicio del periodo. Es a partir del año 2000, cuando se nota más este incremento debido a la

instalación de numerosas plantas de generación de energía eléctrica mediante ciclo combinado a gas natural en el país.

El sector petrolero, muestra una contracción entre los años 1997 y 2002, para retomar el crecimiento en la demanda expresada en términos volumétricos para crecer un 69 % entre el 2002 y el 2010.

A escala subsidiaria, PEMEX Petroquímica es el principal consumidor, aunque sus emisiones se clasifican en el sector industrial, ya que de acuerdo al IPCC, en las emisiones fugitivas del sector petrolero solamente se incluyen la exploración y producción, el proceso y transporte de gas y la refinación. De las restantes subsidiarias, el consumo en PGPB se ha mantenido casi constante, mientras que es notoria la duplicación del consumo en PEMEX Refinación y la triplicación del consumo de PEP.

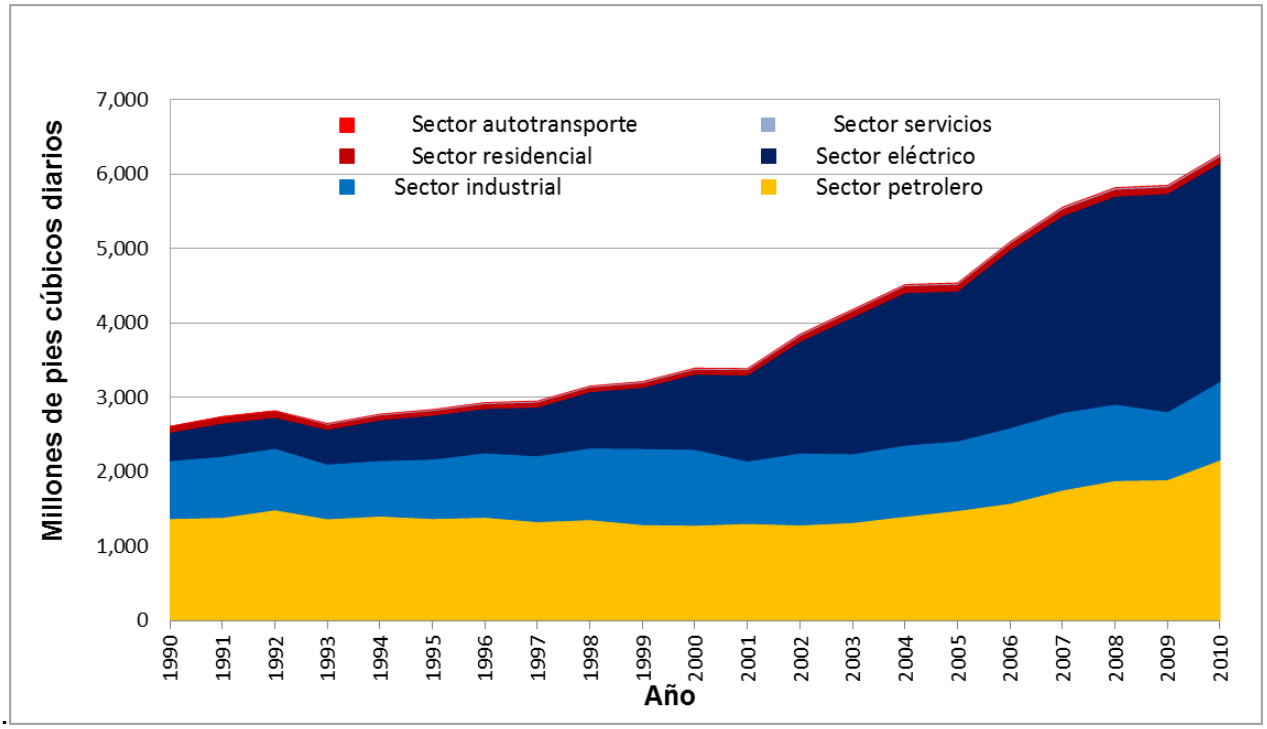

Figura 3. Demanda Nacional de Gas Natural por Sector.

Tabla 1. Balance Nacional De Gas Natural 1990-2010
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Origen	2,878.5	2,910.6	3,010.1	3,066.7	3,255.9	3,353.2	3,628.9	3,835.3	4,155.2	4,207.5	4,372.3	4,454.2	4,863.0	5,322.5	5,749.8	5,951.9	6,561.1	7,128.9	7,350.1	7,501.7	7,898.9
Producción nacional	2,878.5	2,910.6	3,010.1	2,970.1	3,130.8	3,180.3	3,545.2	3,726.0	4,004.0	4,039.0	4,091.4	4,074.1	4,133.6	4,326.5	4,625.6	5,046.4	5,542.7	6,025.3	6,014.0	6,244.0	6,440.0
Gas de PEP para operación	87.5	109.1	102.9	80.0	132.1	157.2	181.2	155.0	175.2	192.0	185.6	196.8	200.9	209.4	242.7	401.3	470.3	585.6	605.5	631.2	813.4
Gas de PEP para recirculaciones	162.6	202.6	190.0	173.6	192.0	283.0	333.7	299.3	282.3	242.8	240.3	242.2	193.4	214.3	311.3	400.5	385.6	471.2	486.7	639.9	622.5
Gas de PEP directo a Refinación	22.4	23.6	25.7	23.4	25.5	22.1	20.9	21.2	17.6	17.0	11.9	6.3	22.3	5.0	1.0	0.9	1.8	1.5	1.9	1.9	0.2
Producción de plantas de PGPB	2,498.0	2,477.3	2,419.3	2,396.2	2,458.2	2,376.2	2,615.1	2,799.2	2,816.3	2,708.8	2,791.2	2,804.4	2,915.6	3,029.4	3,144.1	3,146.9	3,444.5	3,546.4	3,461.3	3,572.1	3,618.2
Directo de campos	108.0	98.0	127.5	134.2	149.3	190.3	276.6	381.0	599.0	749.8	751.5	709.7	697.1	762.7	814.5	997.8	1,152.2	1,333.6	1,382.3	1,325.3	1,311.8
Etano inyectado a ductos	ND	ND	111.5	122.6	127.1	109.1	82.1	46.6	93.8	114.2	97.9	100.6	91.0	95.4	107.7	94.0	87.4	87.0	76.4	73.7	74.0
Otras corrientes	ND	ND	33.2	40.3	46.6	42.3	35.5	23.7	19.9	14.4	13.1	14.0	13.3	10.3	4.2	4.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Importación	0.0	0.0	0.0	96.6	125.1	172.9	83.7	109.2	151.2	168.5	281.0	380.1	729.4	996.0	1,124.2	905.5	1,018.4	1,103.6	1,336.1	1,257.7	1,458.9
Importaciones por logística	ND	ND	ND	30.1	39.4	50.0	55.8	68.5	130.3	162.5	206.0	227.7	337.9	469.0	609.4	656.1	772.5	776.0	852.5	819.1	684.9
Importaciones de PGPB por balance	ND	ND	ND	66.5	85.7	123.0	27.8	40.8	20.9	6.0	75.0	152.4	391.5	527.0	514.8	249.4	167.1	78.1	127.9	97.7	226.9
Importación de gas natural licuado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	78.8	249.6	355.7	340.8	547.1
Destino	2,986.8	3,117.9	3,195.7	3,031.0	3,240.4	3,356.2	3,629.9	3,796.9	4,092.1	4,129.1	4,349.8	4,383.1	4,855.5	5,287.2	5,722.5	5,914.1	6,563.4	7,122.9	7,311.3	7,443.6	7,760.4
Demanda nacional	2,986.8	3,117.9	3,195.7	3,026.4	3,221.2	3,334.7	3,593.7	3,760.0	4,060.0	3,993.4	4,326.3	4,358.2	4,851.1	5,287.2	5,722.5	5,890.2	6,530.7	6,984.2	7,203.9	7,377.0	7,776.9
Sector petrolero	1,375.1	1,391.6	1,493.7	1,371.7	1,409.2	1,375.8	1,392.2	1,334.0	1,361.4	1,294.7	1,286.1	1,310.1	1,289.7	1,322.5	1,405.1	1,483.1	1,580.9	1,759.6	1,886.4	1,898.4	2,163.3
Pemex Exploración y Producción	288.0	312.0	392.0	335.5	341.6	324.9	364.0	357.3	373.5	398.8	441.6	505.2	500.3	515.1	593.0	692.4	744.2	883.9	946.0	986.8	1,216.0
Pemex Refinación	129.6	129.6	132.7	130.3	136.5	134.6	140.2	180.2	194.1	198.4	207.3	229.8	237.9	269.9	261.8	275.8	281.3	283.9	307.9	301.3	338.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	255.0	255.0	259.0	270.9	271.7	234.7	229.6	215.8	256.3	247.4	263.5	258.3	256.3	251.6	254.8	250.9	262.9	268.4	287.6	291.4	289.0
Pemex Petroquímica	701.6	694.0	709.0	633.8	658.1	680.4	657.3	579.8	536.5	449.3	373.1	316.3	294.7	285.4	295.0	263.5	292.0	322.9	344.5	318.4	319.9
Pemex Corporativo	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.0	1.0	1.0	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5
Cogeneración Nuevo Pemex	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sector petrolero recirculaciones internas	374.6	374.6	374.6	374.6	443.6	495.0	660.7	805.3	904.1	777.5	929.7	967.0	999.3	1,104.2	1,202.5	1,349.6	1,436.5	1,424.1	1,382.5	1,524.1	1,509.3
Sector industrial	778.4	821.6	826.9	735.7	745.6	798.8	865.4	885.7	962.7	1,023.0	1,019.2	838.5	965.5	924.1	956.5	935.2	1,014.0	1,040.1	1,026.6	912.8	1,054.3
Sector eléctrico	380.4	444.8	415.0	464.9	546.6	589.1	596.2	653.2	755.5	821.5	1,011.4	1,156.6	1,501.4	1,834.7	2,050.3	2,013.3	2,389.6	2,645.9	2,794.0	2,932.8	2,936.3
Público	ND	ND	383.8	384.8	465.7	494.4	492.0	537.7	639.3	705.2	896.9	1,076.6	1,379.4	1,590.6	1,738.4	1,679.7	2,058.7	2,321.9	2,446.1	2,594.9	2,570.2
Comisión Federal de Electricidad	ND	ND	ND	375.5	437.3	471.9	467.0	513.5	601.0	665.3	835.2	949.1	919.7	932.5	813.6	733.0	836.5	872.4	895.9	991.1	982.1
Extinta LFC	ND	ND	ND	9.3	28.4	22.5	25.1	24.2	38.3	39.9	35.0	38.2	34.8	32.8	28.7	28.8	30.3	56.9	50.0	59.6	50.7
Productores Independientes de Energía	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.7	89.3	424.9	625.3	896.2	917.9	1,191.9	1,392.5	1,500.1	1,544.2	1,537.3
Privado	ND	ND	31.1	80.1	80.9	94.7	104.2	115.5	116.2	116.3	114.5	80.0	122.0	244.1	311.9	333.7	330.8	324.0	347.9	337.8	366.1
Autogeneración de electricidad	ND	ND	31.1	80.1	80.9	94.7	104.2	115.5	116.2	116.3	114.5	80.0	122.0	191.9	222.8	216.6	195.4	202.1	202.4	202.4	265.5
Exportación de electricidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.2	89.0	117.1	135.4	122.0	145.5	135.4	100.6
Sector residencial	78.2	85.3	85.5	62.3	58.4	57.2	59.7	61.6	56.4	56.7	59.7	64.1	71.0	81.2	86.5	86.6	84.5	88.5	87.4	82.9	85.7
Sector servicios	0.0	0.0	0.0	17.2	17.8	18.9	19.6	20.3	19.9	20.0	19.5	20.6	22.4	18.6	19.6	20.5	23.3	24.2	25.3	24.5	26.6
Sector autotransporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.3	1.7	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9	1.7	1.5	1.4
Exportación	0.0	0.0	0.0	4.6	19.2	21.5	36.2	36.8	32.2	135.7	23.6	24.9	4.4	0.0	0.0	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	83.3
Variación de inventarios y diferencias	-108.2	-207.3	-186.2	35.7	15.5	-3.0	-1.0	38.4	63.1	78.4	22.5	71.1	7.5	35.3	27.3	37.7	-2.3	6.0	38.8	58.2	38.7

Fuente: Elaboración propia con datos de: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016, Balance Nacional de Energía 1992, 2008, 2009, 2010 y sie.energia.gob.mx.

Tabla 2. Balance Nacional De Gas Natural 1990-2010 (Petajoules).

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Origen	**1,087.4**	**1,105.1**	**1,135.9**	**1,157.4**	**1,228.9**	**1,265.6**	**1,379.8**	**1,396.2**	**1,547.2**	**1,453.8**	**1,510.8**	**1,561.4**	**1,704.7**	**1,865.8**	**2,015.6**	**2,086.4**	**2,300.0**	**2,499.0**	**2,576.6**	**2,629.7**	**2,769.0**
Producción nacional	**1,087.4**	**1,105.1**	**1,135.9**	**1,121.0**	**1,181.6**	**1,200.3**	**1,348.0**	**1,356.4**	**1,490.9**	**1,395.6**	**1,413.7**	**1,428.2**	**1,449.0**	**1,516.7**	**1,621.5**	**1,769.0**	**1,943.0**	**2,112.2**	**2,108.2**	**2,188.9**	**2,257.6**
Gas de PEP para operación	33.1	41.4	38.6	30.2	49.9	59.3	68.9	56.4	65.2	66.3	64.1	69.0	70.4	73.4	85.1	140.7	164.9	205.3	212.3	221.3	285.1
Gas de PEP para recirculaciones	61.4	76.9	71.7	65.5	72.4	106.8	126.9	109.0	105.1	83.9	83.0	84.9	67.8	75.1	109.1	140.4	135.2	165.2	170.6	224.3	218.2
Gas de PEP directo a Refinación	8.5	8.9	9.7	8.8	9.6	8.3	8.0	7.7	6.5	5.9	4.1	2.2	7.8	1.8	0.3	0.3	0.6	0.5	0.7	0.7	0.1
Producción de plantas de PGPB	943.7	940.6	913.1	904.4	927.8	896.8	994.3	1,019.0	1,048.6	936.0	964.4	983.1	1,022.1	1,061.9	1,102.2	1,103.2	1,207.5	1,243.2	1,213.3	1,252.2	1,268.4
Directo de campos	40.8	37.2	48.1	50.6	56.3	71.8	105.2	138.7	223.0	259.1	259.7	248.8	244.4	267.4	285.5	349.8	403.9	467.5	484.6	464.6	459.9
Etano inyectado a ductos	ND	ND	42.1	46.3	48.0	41.2	31.2	17.0	34.9	39.4	33.8	35.3	31.9	33.4	37.8	33.0	30.6	30.5	26.8	25.8	25.9
Otras corrientes	ND	ND	12.5	15.2	17.6	16.0	13.5	8.6	7.4	5.0	4.5	4.9	4.7	3.6	1.5	1.7	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Importación	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**36.5**	**47.2**	**65.3**	**31.8**	**39.8**	**56.3**	**58.2**	**97.1**	**133.2**	**255.7**	**349.2**	**394.1**	**317.4**	**357.0**	**386.9**	**468.4**	**440.9**	**511.4**
Importaciones por logística	ND	ND	ND	11.4	14.9	18.9	21.2	24.9	48.5	56.1	71.2	79.8	118.5	164.4	213.6	230.0	270.8	272.0	298.8	287.1	240.1
Importaciones de PGPB por balance	ND	ND	ND	25.1	32.4	46.4	10.6	14.8	7.8	2.1	25.9	53.4	137.2	184.8	180.5	87.4	58.6	27.4	44.8	34.3	79.5
Importación de gas natural licuado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.6	87.5	124.7	119.5	191.8
Destino	**1,128.3**	**1,183.8**	**1,206.1**	**1,144.0**	**1,223.0**	**1,266.7**	**1,380.2**	**1,382.2**	**1,523.7**	**1,426.7**	**1,503.0**	**1,536.5**	**1,702.1**	**1,853.5**	**2,006.0**	**2,073.2**	**2,300.8**	**2,496.9**	**2,563.0**	**2,609.4**	**2,755.4**
Demanda nacional	**1,128.3**	**1,183.8**	**1,206.1**	**1,142.2**	**1,215.8**	**1,258.6**	**1,366.4**	**1,368.8**	**1,511.7**	**1,379.8**	**1,494.8**	**1,527.8**	**1,700.6**	**1,853.5**	**2,006.0**	**2,064.8**	**2,289.3**	**2,448.3**	**2,525.3**	**2,586.0**	**2,726.2**
Sector petrolero	**519.5**	**528.4**	**563.8**	**517.7**	**531.9**	**519.3**	**529.3**	**485.6**	**506.9**	**447.3**	**444.4**	**459.2**	**452.1**	**463.6**	**492.5**	**519.9**	**554.2**	**616.8**	**661.3**	**665.5**	**758.4**
Pemex Exploración y Producción	108.8	118.5	148.0	126.6	128.9	122.6	138.4	130.1	139.1	137.8	152.6	177.1	175.4	180.6	207.9	242.7	260.9	309.9	331.6	345.9	426.3
Pemex Refinación	48.9	49.2	50.1	49.2	51.5	50.8	53.3	65.6	72.3	68.6	71.6	80.5	83.4	94.6	91.8	96.7	98.6	99.5	107.9	105.6	118.5
Pemex Gas y Petroquímica Básica	96.3	96.8	97.8	102.3	102.6	88.6	87.3	78.5	95.4	85.5	91.1	90.5	89.9	88.2	89.3	88.0	92.1	94.1	100.8	102.2	101.3
Pemex Petroquímica	265.0	263.5	267.6	239.2	248.4	256.8	249.9	211.1	199.8	155.2	128.9	110.9	103.3	100.1	103.4	92.4	102.4	113.2	120.7	111.6	112.2
Pemex Corporativo	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Cogeneración Nuevo Pemex	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sector petrolero recirculaciones internas	**141.5**	**142.2**	**141.4**	**141.4**	**167.4**	**186.8**	**251.2**	**293.2**	**336.6**	**268.6**	**321.2**	**339.0**	**350.3**	**387.1**	**421.5**	**473.1**	**503.6**	**499.2**	**484.7**	**534.3**	**529.1**
Sector industrial	**294.1**	**312.0**	**312.1**	**277.7**	**281.4**	**301.5**	**329.0**	**322.4**	**358.5**	**353.5**	**352.2**	**293.9**	**338.5**	**323.9**	**335.3**	**327.8**	**355.5**	**364.6**	**359.9**	**320.0**	**369.6**
Sector eléctrico	**143.7**	**168.9**	**156.6**	**175.5**	**206.3**	**222.3**	**226.7**	**237.8**	**281.3**	**283.8**	**349.5**	**405.5**	**526.3**	**643.2**	**718.7**	**705.8**	**837.7**	**927.5**	**979.4**	**1,028.1**	**1,029.3**
Público	ND	ND	144.9	145.2	175.8	186.6	187.1	195.7	238.0	243.7	309.9	377.4	483.5	557.6	609.4	588.8	721.7	813.9	857.5	909.7	901.0
Comisión Federal de Electricidad	ND	ND	ND	141.7	165.1	178.1	177.6	186.9	223.8	229.9	288.6	332.7	322.4	326.9	285.2	256.9	293.2	305.8	314.1	347.4	344.3
Extinta LFC	ND	ND	ND	3.5	10.7	8.5	9.5	8.8	14.3	13.8	12.1	13.4	12.2	11.5	10.0	10.1	10.6	20.0	17.5	20.9	17.8
Productores Independientes de Energía	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	31.3	149.0	219.2	314.2	321.8	417.8	488.1	525.9	541.3	538.9
Privado	ND	ND	11.7	30.2	30.5	35.7	39.6	42.1	43.3	40.2	39.6	28.0	42.8	85.6	109.3	117.0	116.0	113.6	122.0	118.4	128.4
Autogeneración de electricidad	ND	ND	11.7	30.2	30.5	35.7	39.6	42.1	43.3	40.2	39.6	28.0	42.8	67.3	78.1	75.9	68.5	70.8	71.0	71.0	93.1
Exportación de electricidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	31.2	41.1	47.5	42.8	51.0	47.5	35.3
Sector residencial	**29.6**	**32.4**	**32.3**	**23.5**	**22.1**	**21.6**	**22.7**	**22.4**	**21.0**	**19.6**	**20.6**	**22.5**	**24.9**	**28.5**	**30.3**	**30.3**	**29.6**	**31.0**	**30.6**	**29.1**	**30.0**
Sector servicios	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**6.5**	**6.7**	**7.1**	**7.4**	**7.4**	**7.4**	**6.9**	**6.7**	**7.2**	**7.9**	**6.5**	**6.9**	**7.2**	**8.2**	**8.5**	**8.9**	**8.6**	**9.3**
Sector autotransporte	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.2**	**0.5**	**0.6**	**0.7**	**0.7**	**0.7**	**0.7**	**0.6**	**0.6**	**0.5**	**0.5**
Exportación	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**1.7**	**7.3**	**8.1**	**13.8**	**13.4**	**12.0**	**46.9**	**8.1**	**8.7**	**1.5**	**0.0**	**0.0**	**8.4**	**11.5**	**48.6**	**37.6**	**23.3**	**29.2**
Variación de inventarios y diferencias	-40.9	-78.7	-70.3	13.5	5.8	-1.1	-0.4	14.0	23.5	27.1	7.8	24.9	2.6	12.4	9.6	13.2	-0.8	2.1	13.6	20.4	13.6

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016, Balance Nacional de Energía 1992, 2008, 2009, 2010 y sie.energia.gob.mx.

4.1.3 Producción y Distribución Nacional de Petróleo Crudo

El petróleo crudo en México tiene tres calidades: pesado o Maya con una densidad promedio de 22 grados API y 3.3 % de azufre en peso, el Istmo, cuya densidad es de 33.6 grados API y tiene 1.3 % en peso de azufre y el superligero u Olmeca con una densidad de 39.3 grados API y 0.8 % de azufre.

La tabla 3 muestra el Balance nacional de petróleo crudo en el periodo de 1990-2010. La tabla 4 muestra la evolución de la producción del petróleo crudo en unidades de energía. En las figura 4 se presenta de manera gráfica la evolución de la producción de petróleo crudo en este periodo.

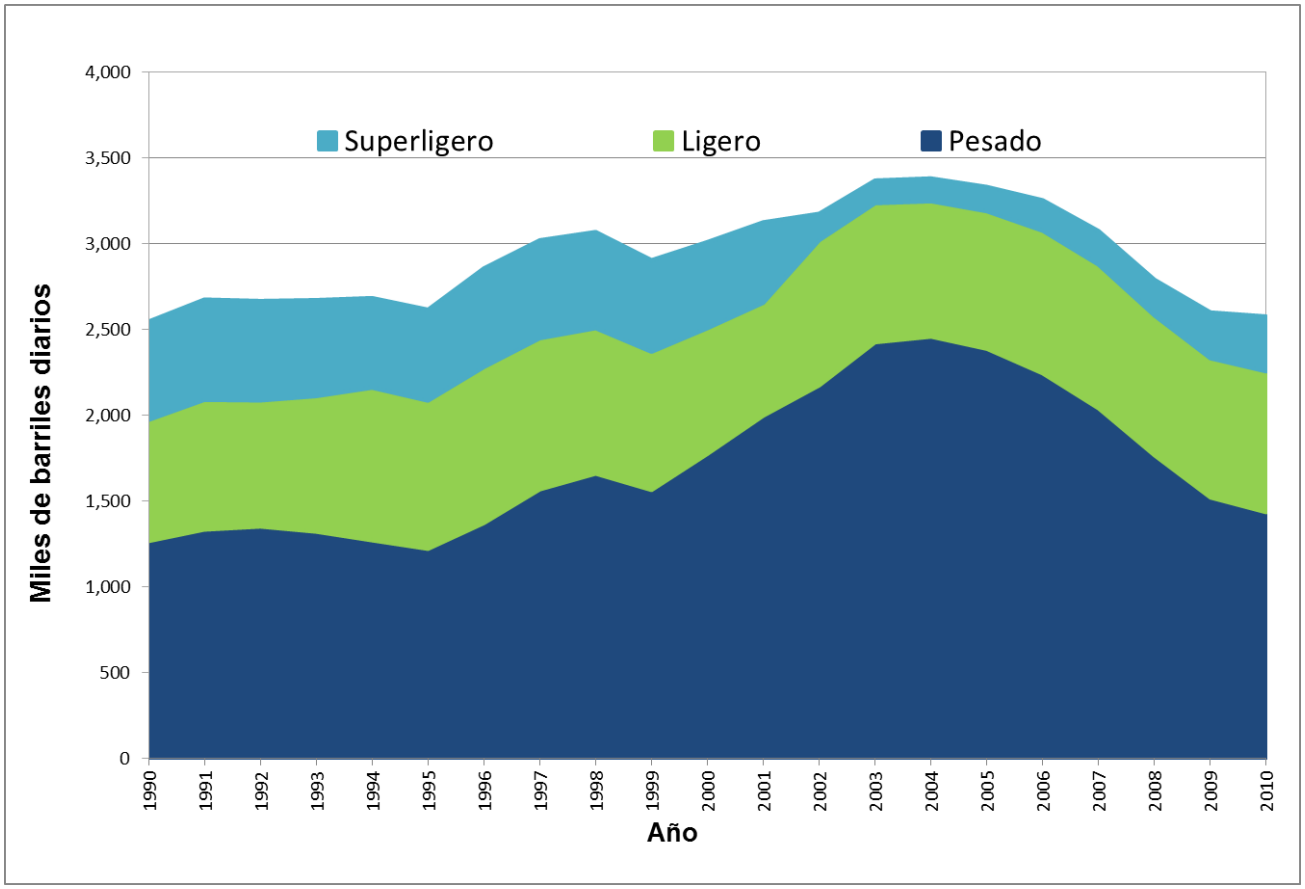

Figura 4. Producción Nacional de Petróleo Crudo 1990-2010.

El crudo pesado es el principal aceite producido seguido del ligero y finalmente del superligero. Entre 1990 -año en el que la producción fue de 2548 mbd- y el año 2010, después de un ligero descenso entre 1992 y 1995, la producción de crudo se incrementó hasta 3070 mbd en 1998, para luego declinar en 1999, y aumentar hasta alcanzar un máximo de 3325 mbd en 2005, año a partir del cual la producción ha descendido hasta 2578 mbd en 2010, con niveles muy similares a los existentes en 1990.

En la figura 5 se presenta la distribución nacional de petróleo crudo entre 1990 y 2010. En este periodo, el 50 % del crudo o más se envió a exportación, y el restante a refinerías, a la despuntadora de La Cangrejera y entre 1998 y 2006 se enviaron a maquila entre 57 y 130 mbd a la Refinería de Deer Park en Texas, EUA. Se puede observar en la figura 5, que la exportación sigue la misma tendencia que la producción, ya que la refinación más el envío a La Cangrejera y la maquila se han mantenido casi constantes entre 2000 y 2010.

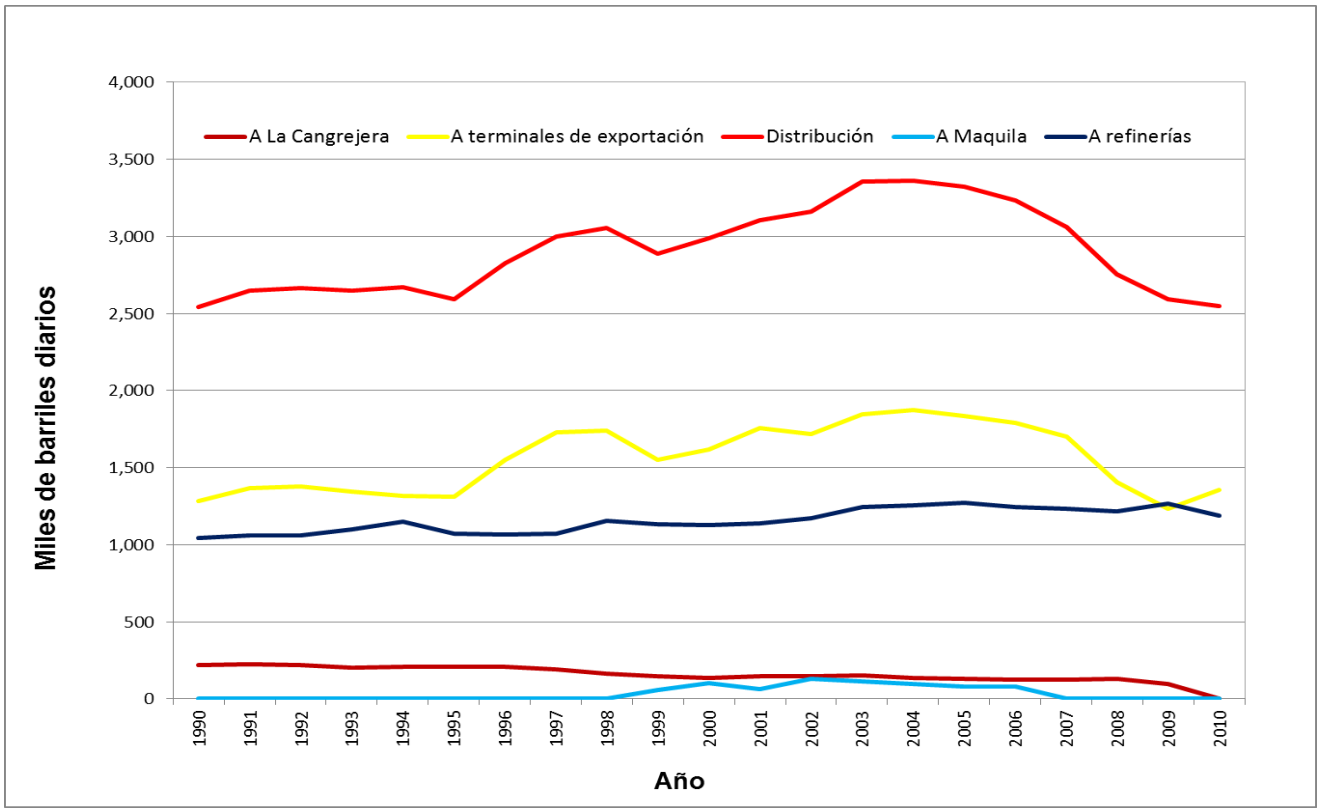

Figura 5. Distribución Nacional de Petróleo Crudo 1990-2010.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

PEMEX Petróleos Mexicanos

INECC INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

SEMARNAT SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

PNUD Al servicio de las personas y las naciones

Tabla 3. Balance Nacional de Petróleo Crudo 1990-2010 (Miles de Barriles Diarios)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Disponibilidad	**2,548.1**	**2,676.5**	**2,668.0**	**2,676.2**	**2,687.4**	**2,619.3**	**2,861.0**	**3,024.9**	**3,072.9**	**2,908.7**	**3,015.0**	**3,130.3**	**3,180.0**	**3,374.5**	**3,385.0**	**3,334.9**	**3,258.4**	**3,077.8**	**2,793.3**	**2,603.2**	**2,578.0**
Producción	**2,548.1**	**2,676.5**	**2,668.0**	**2,676.2**	**2,687.4**	**2,619.3**	**2,861.0**	**3,024.9**	**3,072.9**	**2,908.7**	**3,015.0**	**3,130.3**	**3,180.0**	**3,374.5**	**3,385.0**	**3,334.9**	**3,258.4**	**3,077.8**	**2,793.3**	**2,603.2**	**2,578.0**
Ligero	706.5	756.9	735.3	790.6	890.0	864.1	910.1	881.5	848.4	806.1	733.1	658.7	846.6	810.7	789.6	802.3	831.5	837.7	815.5	811.8	792.3
Pesado	1,265.8	1,332.6	1,350.4	1,320.6	1,270.1	1,220.4	1,370.6	1,567.1	1,658.9	1,563.5	1,774.3	1,997.0	2,173.7	2,425.4	2,458.0	2,387.0	2,243.8	2,039.4	1,765.6	1,520.0	1,464.0
Superligero	575.8	587.0	582.3	562.2	525.1	532.7	577.7	573.7	563.1	536.4	504.6	471.4	156.9	134.8	135.3	144.1	180.4	198.6	210.4	269.7	319.6
Condensados incorporados al crudo	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.3	0.4	0.4	0.2	0.1	0.3	1.1	1.3	0.3	0.7	1.4	1.0	0.8	0.8	1.5
Gasolinas y naftas incorporadas al crudo	ND	ND	ND	2.8	2.2	2.1	2.3	2.2	2.1	2.4	2.9	2.9	1.8	2.4	1.9	0.9	1.4	1.0	0.8	0.9	0.6
Distribución	**2,546.4**	**2,652.6**	**2,660.7**	**2,649.8**	**2,672.8**	**2,590.7**	**2,833.6**	**2,998.0**	**3,052.7**	**2,890.2**	**2,986.3**	**3,105.7**	**3,163.2**	**3,357.4**	**3,362.8**	**3,319.6**	**3,233.7**	**3,057.9**	**2,754.5**	**2,593.3**	**2,548.9**
Ligero	947.8	995.2	976.5	960.5	973.7	957.1	1,017.1	1,014.7	998.5	948.1	898.0	914.2	864.0	834.9	786.1	812.5	884.9	841.5	849.0	885.8	822.2
Pesado	1,223.2	1,268.0	1,305.0	1,292.5	1,242.9	1,170.3	1,299.0	1,476.4	1,567.0	1,487.3	1,664.8	1,861.6	2,020.4	2,291.3	2,345.8	2,267.5	2,094.8	1,992.4	1,760.6	1,552.6	1,517.2
Superligero	375.4	389.4	379.3	396.9	456.2	463.3	517.4	506.9	487.2	454.8	423.5	330.0	278.8	231.2	230.8	239.6	254.0	224.0	144.9	155.0	212.1
Entrega de crudo a plantas y maquila	**1,262.6**	**1,285.8**	**1,280.2**	**1,305.1**	**1,358.3**	**1,280.0**	**1,276.3**	**1,266.8**	**1,317.9**	**1,338.7**	**1,366.6**	**1,349.0**	**1,446.9**	**1,509.3**	**1,489.1**	**1,487.3**	**1,444.6**	**1,356.5**	**1,347.3**	**1,361.8**	**1,190.9**
A refinerías	**1,045.8**	**1,058.4**	**1,060.8**	**1,100.1**	**1,152.2**	**1,073.9**	**1,068.9**	**1,072.5**	**1,154.5**	**1,132.5**	**1,126.9**	**1,140.4**	**1,171.9**	**1,246.4**	**1,257.9**	**1,274.9**	**1,242.1**	**1,230.9**	**1,216.2**	**1,264.4**	**1,190.9**
Ligero	653.0	667.0	685.1	640.4	670.9	596.5	616.3	602.4	734.2	759.5	745.7	803.2	817.8	809.5	758.2	728.4	720.8	722.1	695.4	773.6	747.3
Pesado	392.8	391.4	375.2	431.8	437.1	449.4	432.6	449.0	400.9	356.6	379.6	334.4	342.3	427.8	496.2	532.4	502.2	489.3	505.9	481.1	443.2
Superligero	0.0	0.0	0.5	27.9	44.2	28.0	19.9	21.2	19.5	16.4	1.7	2.9	11.8	9.1	3.5	14.1	19.2	19.5	14.8	9.7	0.4
A Maquila	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**56.7**	**103.7**	**62.3**	**130.4**	**112.5**	**97.4**	**81.4**	**80.2**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
Superligero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	22.4	8.9	22.2	4.7	6.5	6.5	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pesado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	53.2	81.3	53.5	108.2	107.8	90.9	74.9	75.2	0.0	0.0	0.0	0.0
A La Cangrejera	**216.8**	**227.4**	**219.4**	**205.0**	**205.9**	**206.0**	**207.2**	**194.0**	**163.2**	**149.6**	**136.0**	**146.2**	**144.5**	**150.4**	**133.8**	**131.0**	**122.3**	**125.5**	**131.1**	**97.4**	**0.0**
Ligero	0.0	0.0	0.0	55.8	123.3	203.1	207.2	193.6	63.9	0.0	39.7	26.8	0.0	0.0	0.0	0.0	98.7	78.8	131.1	97.4	0.0
Pesado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	99.2	149.6	96.4	119.4	144.5	150.4	133.8	130.1	23.7	16.1	0.0	0.0	0.0
Superligero	216.8	227.4	219.4	149.2	82.6	2.9	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	30.7	0.0	0.0	0.0
A U.P. La Venta (Ligero)	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.2**	**0.2**	**0.2**	**0.3**	**0.2**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
A terminales de exportación	**1,283.8**	**1,366.8**	**1,380.5**	**1,344.7**	**1,314.7**	**1,310.8**	**1,552.3**	**1,730.5**	**1,738.0**	**1,551.2**	**1,619.8**	**1,756.6**	**1,716.2**	**1,848.3**	**1,873.6**	**1,832.6**	**1,789.1**	**1,701.3**	**1,406.9**	**1,231.7**	**1,358.0**
Recibo	1,283.8	1,366.8	1,380.5	1,344.7	1,314.7	1,310.8	1,552.3	1,730.5	1,738.0	1,551.2	1,619.8	1,756.6	1,716.2	1,848.3	1,873.6	1,832.6	1,789.1	1,701.3	1,406.9	1,231.7	1,358.0
Istmo	294.8	328.2	291.3	264.3	179.5	157.5	191.6	217.5	204.5	188.6	112.6	84.1	46.1	25.4	27.9	84.1	65.5	40.6	22.5	14.8	75.5
Maya y otros	830.4	876.5	929.8	860.7	805.8	720.9	866.0	1,026.7	1,064.0	927.6	1,107.7	1,354.3	1,425.3	1,605.5	1,624.8	1,530.3	1,493.8	1,487.0	1,254.3	1,071.7	1,070.8
Pesado R. Norte Altamira	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	10.9	19.5	16.9	13.8	13.3	15.0	14.4	12.8	10.7	12.8	0.0
Olmeca	158.7	162.1	159.3	219.8	329.5	432.4	494.8	486.3	469.4	435.0	399.4	318.2	244.8	217.4	220.8	218.1	229.8	173.8	130.1	145.2	211.7
Carga a exportación	**1,283.8**	**1,366.8**	**1,380.5**	**1,344.7**	**1,314.7**	**1,310.8**	**1,552.3**	**1,730.5**	**1,738.0**	**1,557.3**	**1,612.6**	**1,762.6**	**1,714.0**	**1,847.2**	**1,877.0**	**1,826.4**	**1,796.9**	**1,692.3**	**1,407.4**	**1,232.3**	**1,360.5**
Istmo	294.8	328.2	291.3	264.3	179.5	157.5	191.6	217.5	204.5	190.4	110.2	87.2	46.0	25.0	27.5	81.3	68.5	41.3	23.4	14.2	74.9
Maya	830.4	876.5	929.8	860.7	805.8	720.9	866.0	1,026.7	1,064.0	931.3	1,102.9	1,357.4	1,422.3	1,605.7	1,626.6	1,527.1	1,498.6	1,477.1	1,254.6	1,073.3	1,074.0
Pesado R. Norte Altamira	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	10.6	19.6	16.9	13.8	13.5	14.8	14.4	12.8	11.1	12.6	0.0
Olmeca	158.7	162.1	159.3	219.8	329.5	432.4	494.8	486.3	469.4	435.6	399.6	318.1	245.8	216.5	223.0	218.0	229.7	173.9	129.4	144.9	211.7

Tabla 4. Balance Nacional de Petróleo Crudo 1990-2010. (Petajoules)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Disponibilidad	**5,567.3**	**5,847.9**	**5,845.3**	**5,867.7**	**5,759.9**	**5,558.4**	**6,084.8**	**6,470.0**	**6,568.1**	**6,357.3**	**6,608.4**	**6,818.7**	**6,805.1**	**7,236.3**	**7,437.3**	**7,577.3**	**7,310.7**	**6,914.4**	**6,524.5**	**6,063.1**	**6,004.3**
Producción	**5,567.3**	**5,847.9**	**5,845.3**	**5,867.7**	**5,759.9**	**5,558.4**	**6,084.8**	**6,470.0**	**6,568.1**	**6,357.3**	**6,608.4**	**6,818.7**	**6,805.1**	**7,236.3**	**7,437.3**	**7,577.3**	**7,310.7**	**6,914.4**	**6,524.5**	**6,063.1**	**6,004.3**
Ligero	1,513.2	1,621.1	1,611.0	1,702.0	1,913.4	1,825.2	1,935.6	1,902.2	1,867.9	1,761.9	1,606.8	1,434.8	1,811.6	1,738.4	1,734.8	1,822.8	1,865.5	1,881.9	1,904.8	1,890.8	1,845.3
Pesado	2,829.9	2,979.2	2,958.6	2,979.8	2,829.3	2,731.0	2,915.0	3,509.2	3,462.2	3,417.2	3,888.8	4,350.0	4,651.6	5,200.9	5,400.4	5,423.5	5,034.2	4,581.7	4,124.2	3,540.1	3,409.8
Superligero	1,199.2	1,222.5	1,275.7	1,183.0	1,096.9	1,105.2	1,228.7	1,137.7	1,242.6	1,172.4	1,106.1	1,026.9	335.7	289.2	297.3	327.5	404.7	446.2	491.6	628.1	744.3
Condensados incorporados al crudo	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	0.6	0.9	0.9	0.5	0.2	0.6	2.3	2.7	0.6	1.6	3.0	2.3	2.0	1.9	3.6
Gasolinas y naftas incorporadas al crudo	N/D	N/D	N/D	6.1	4.8	4.4	4.9	4.7	4.5	5.3	6.4	6.4	3.8	5.1	4.1	2.0	3.2	2.3	2.0	2.1	1.4
Distribución	**5,563.7**	**5,795.6**	**5,829.3**	**5,809.8**	**5,728.6**	**5,497.8**	**6,026.5**	**6,412.4**	**6,525.0**	**6,316.9**	**6,545.4**	**6,765.2**	**6,769.2**	**7,199.6**	**7,388.3**	**7,542.6**	**7,255.4**	**6,869.7**	**6,434.1**	**6,040.1**	**5,936.6**
Ligero	2,070.8	2,174.3	2,139.3	2,105.8	2,087.0	2,031.0	2,163.2	2,170.3	2,134.2	2,072.2	1,968.3	1,991.4	1,849.0	1,790.4	1,727.2	1,846.1	1,985.4	1,890.5	1,983.2	2,063.0	1,915.0
Pesado	2,672.5	2,770.4	2,859.1	2,833.8	2,663.8	2,483.5	2,762.8	3,157.9	3,349.4	3,250.6	3,649.0	4,055.1	4,323.7	4,913.4	5,154.1	5,152.0	4,700.1	4,476.1	4,112.4	3,616.2	3,533.7
Superligero	820.3	850.9	831.0	870.2	977.8	983.2	1,100.4	1,084.2	1,041.4	994.1	928.2	718.8	596.6	495.8	507.1	544.5	569.9	503.2	338.5	360.9	493.9
Entrega de crudo a plantas y maquila	**2,758.6**	**2,809.3**	**2,804.8**	**2,861.6**	**2,911.2**	**2,716.3**	**2,714.5**	**2,709.5**	**2,816.9**	**2,925.9**	**2,995.4**	**2,938.6**	**3,096.4**	**3,236.5**	**3,271.7**	**3,379.4**	**3,241.3**	**3,047.4**	**3,147.1**	**3,171.8**	**2,773.8**
A refinerías	**2,285.0**	**2,312.5**	**2,324.1**	**2,412.0**	**2,469.6**	**2,278.9**	**2,273.4**	**2,294.1**	**2,467.7**	**2,475.2**	**2,469.9**	**2,484.2**	**2,508.0**	**2,672.7**	**2,763.6**	**2,896.8**	**2,786.8**	**2,765.4**	**2,840.8**	**2,944.9**	**2,773.8**
Ligero	1,426.8	1,457.3	1,501.0	1,404.1	1,438.0	1,265.8	1,310.9	1,288.4	1,569.2	1,660.1	1,634.4	1,749.6	1,750.2	1,736.0	1,665.8	1,655.1	1,617.1	1,622.3	1,624.4	1,801.7	1,740.6
Pesado	858.3	855.2	821.9	946.7	936.9	953.8	920.1	960.4	856.8	779.3	831.9	728.3	732.5	917.3	1,090.2	1,209.6	1,126.7	1,099.3	1,181.8	1,120.5	1,032.4
Superligero	0.0	0.0	1.2	61.2	94.7	59.4	42.4	45.2	41.7	35.8	3.6	6.3	25.3	19.5	7.6	32.1	43.0	43.8	34.6	22.7	0.9
A Maquila	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**123.8**	**227.3**	**135.8**	**279.1**	**241.2**	**214.0**	**185.0**	**180.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
Superligero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	49.2	19.3	47.5	10.0	14.3	14.8	11.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Pesado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	116.4	178.1	116.4	231.6	231.2	199.7	170.1	168.7	0.0	0.0	0.0	0.0
A La Cangrejera	**473.6**	**496.8**	**480.7**	**449.5**	**441.3**	**437.1**	**440.7**	**414.9**	**348.7**	**326.9**	**298.1**	**318.5**	**309.3**	**322.6**	**293.9**	**297.6**	**274.5**	**282.0**	**306.3**	**226.9**	**0.0**
Ligero	0.0	0.0	0.0	122.4	264.3	430.9	440.6	414.1	136.6	0.0	86.9	58.4	0.0	0.0	0.0	0.0	221.3	177.0	306.3	226.9	0.0
Pesado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	212.1	326.9	211.2	260.1	309.3	322.6	293.9	295.7	53.1	36.1	0.0	0.0	0.0
Superligero	473.6	496.8	480.7	327.2	177.0	6.2	0.1	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	69.0	0.0	0.0	0.0
A U.P. La Venta (Ligero)	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.3**	**0.3**	**0.5**	**0.6**	**0.5**	**0.0**	**0.1**	**0.1**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
A terminales de exportación	**2,805.1**	**2,986.3**	**3,024.5**	**2,948.3**	**2,817.7**	**2,781.8**	**3,301.6**	**3,701.4**	**3,714.8**	**3,390.3**	**3,550.3**	**3,826.5**	**3,672.7**	**3,963.4**	**4,116.4**	**4,163.8**	**4,014.1**	**3,822.1**	**3,286.2**	**2,868.7**	**3,162.8**
Recibo	2,805.1	2,986.3	3,024.5	2,948.3	2,817.7	2,781.8	3,301.6	3,701.4	3,714.8	3,390.3	3,550.3	3,826.5	3,672.7	3,963.4	4,116.4	4,163.8	4,014.1	3,822.1	3,286.2	2,868.7	3,162.8
Istmo	644.1	717.0	638.3	579.4	384.7	334.3	407.5	465.2	437.1	412.1	246.9	183.3	98.7	54.4	61.4	191.0	146.9	91.2	52.5	34.4	175.7
Maya y otros	1,814.3	1,915.2	2,037.2	1,887.0	1,727.0	1,529.8	1,841.8	2,196.0	2,274.3	2,027.4	2,428.0	2,950.1	3,050.2	3,442.7	3,569.9	3,477.1	3,351.6	3,340.6	2,929.8	2,496.1	2,493.9
Pesado R. Norte Altamira	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.8	23.8	42.6	36.1	29.6	29.3	34.2	32.3	28.7	25.1	29.8	0.0
Olmeca	346.7	354.1	349.1	481.8	706.1	917.6	1,052.3	1,040.1	1,003.4	950.8	875.4	693.2	523.8	466.3	485.1	495.6	515.6	390.4	303.9	338.2	493.1
Carga a exportación	**2,805.1**	**2,986.3**	**3,024.5**	**2,948.3**	**2,817.7**	**2,781.8**	**3,301.6**	**3,701.4**	**3,714.8**	**3,403.7**	**3,534.5**	**3,839.6**	**3,668.0**	**3,961.1**	**4,124.1**	**4,149.8**	**4,031.7**	**3,801.8**	**3,287.4**	**2,870.2**	**3,168.8**
Istmo	644.1	717.0	638.3	579.4	384.7	334.3	407.5	465.2	437.1	416.2	241.4	189.9	98.4	53.6	60.3	184.7	153.8	92.8	54.7	33.1	174.4
Maya	1,814.3	1,915.2	2,037.2	1,887.0	1,727.0	1,529.8	1,841.8	2,196.0	2,274.3	2,035.5	2,417.3	2,956.8	3,043.6	3,443.3	3,573.8	3,469.9	3,362.4	3,318.3	2,930.4	2,499.7	2,501.3
Pesado R. Norte Altamira	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	23.3	42.7	36.2	29.6	29.6	33.6	32.3	28.9	25.9	29.4	0.0
Olmeca	346.7	354.1	349.1	481.8	706.1	917.6	1,052.3	1,040.1	1,003.4	952.0	875.8	693.0	526.1	464.3	489.9	495.3	515.5	390.7	302.3	337.4	493.1
Diferencias total	3.5	50.8	15.3	57.9	30.7	60.3	10.2	23.7	16.0	8.3	18.6	16.5	16.1	11.8	6.0	11.5	16.3	19.9	36.2	3.8	67.7

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025, Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2016, Balance Nacional de Energía 1992, 2008, 2009, 2010 y sie.energia.gob.mx

4.1.4 Producción y Distribución Nacional de Gas Licuado del Petróleo.

En la tabla 5 se presenta el comportamiento tanto de la oferta como la demanda a nacional del Gas Licuado del Petróleo. La tabla 6 presenta la misma información exp en términos energéticos usando como unidades a los Petajoules. La figura 6 pres oferta nacional de gas LP expresada en volumen.

La mayor parte de la producción de este energético proviene de la empresa sub PEMEX Gas y Petroquímica Básica y entre una octava y una quinta parte de la proc son de PEMEX Refinación. La producción en el año 1990 fue de 243 mbd y alca máximo en 1993 y 1994 con 267 mbd. Para luego declinar en 1997, recuperarse ent último año y 2004 hasta 255 mbd y finalmente descender hasta su valor de 213 r 2010.

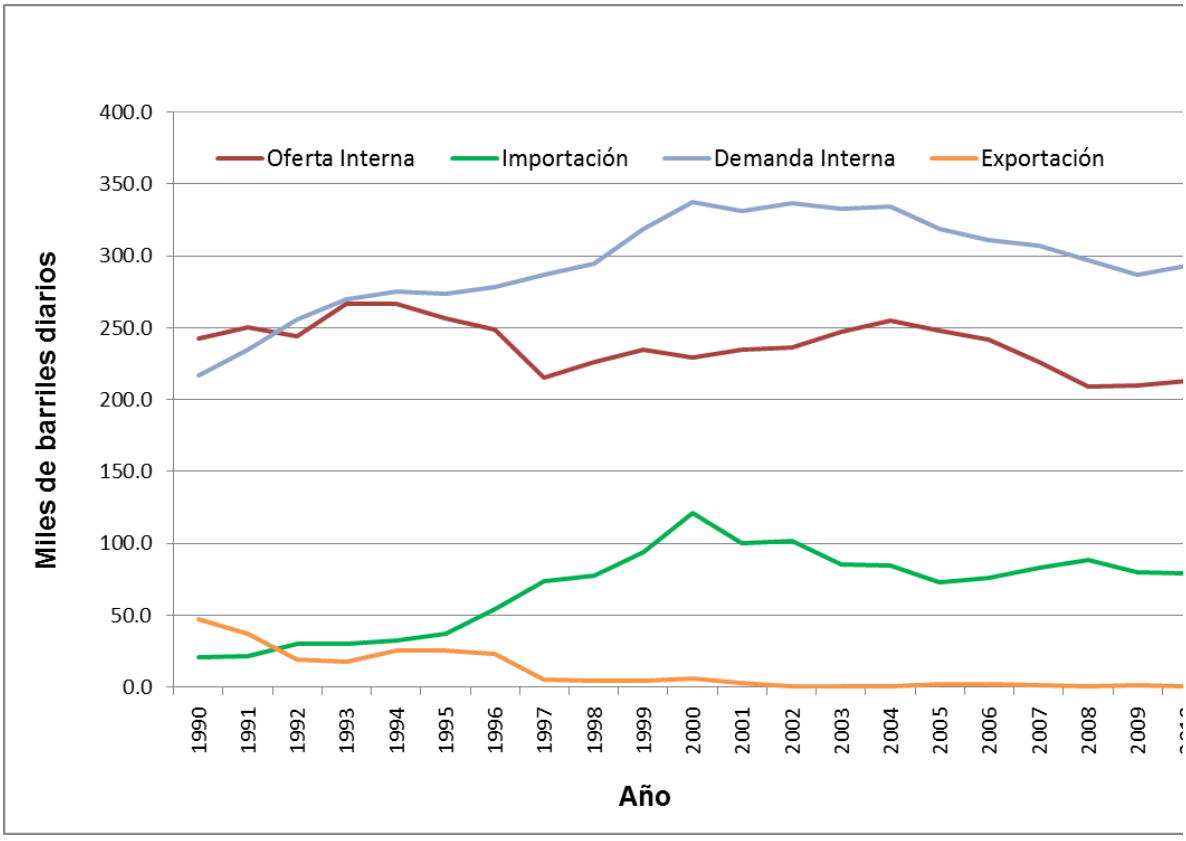

Figura 6. Balance Nacional de Gas Licuado de Petróleo.

Como se puede observar, es a partir del año 1992 en que la importación de gas LP es superada por la exportación, sin embargo, las importaciones crecieron significativamente a partir del año 1995 y alcanzaron su máximo en el año 2000 con 120.7 mbd, año en que empiezan a descender hasta el valor de 78.9 mbd en el año 2010. La exportación no es significativa a partir del año 1997, con cifras menores a 5.5 mbd.

La figura 7 presenta la demanda nacional de gas LP agrupada por sectores. Cuando se analiza la información por sectores, se encuentra que el sector residencial es el más importante con un consumo de entre 165 y 211 mbd seguido del sector servicios con una demanda de entre 13 y 48 mbd en el periodo 1990-2010. El sector residencial tiene su máxima demanda en el periodo de 1997 al 2004 y a partir del año 2005 empieza a disminuir por la introducción de gas natural para consumo residencial. El sector autotransporte tiene un considerable incremento en su demanda durante el periodo 1999 al 2005 en el que su consumo aumenta de 12.8 a 40 mbd y a partir del año 2006 se ha mantenido entre 25 y 390 mbd.

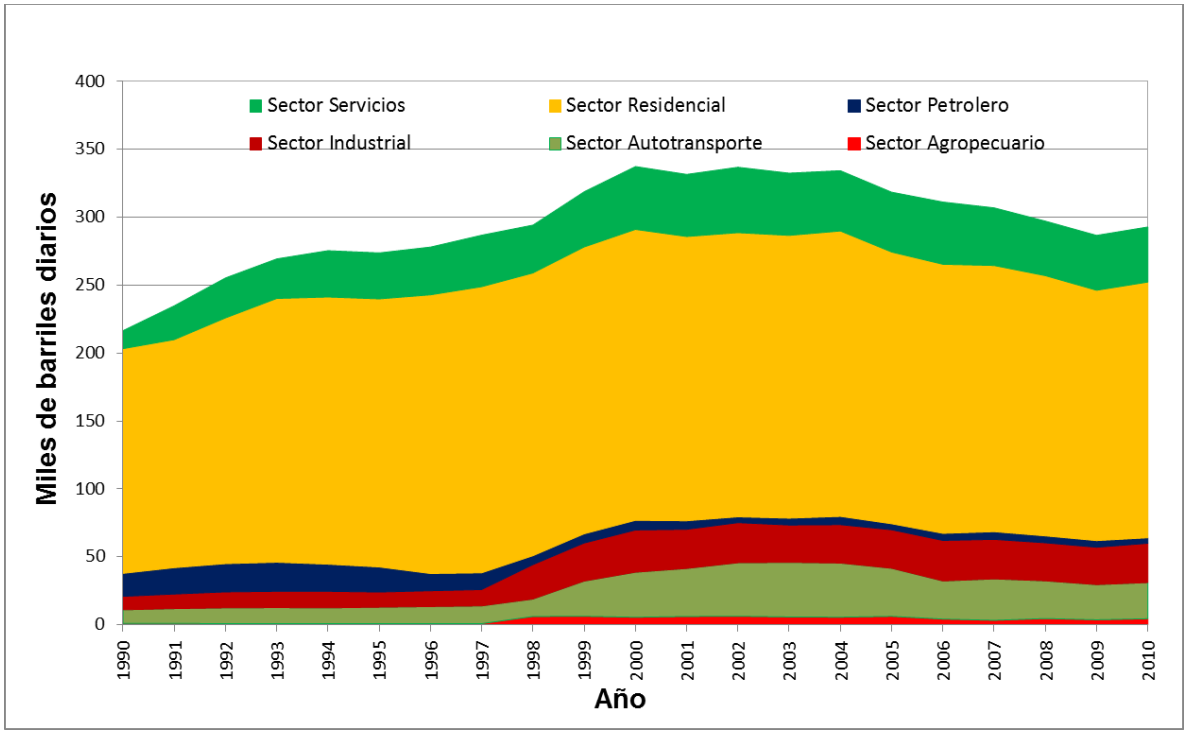

Figura 7. Demanda por Sector de Gas Licuado de Petróleo.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

PEMEX Petróleos Mexicanos

INECC INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

SEMARNAT SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

PNUD Al servicio de las personas y las naciones

Tabla 5. Balance Nacional de Gas Licuado de Petróleo1990-2010.
(Miles de Barriles Diarios)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Origen	**263.7**	**271.7**	**273.9**	**297.2**	**298.7**	**293.6**	**302.7**	**288.6**	**303.3**	**328.2**	**349.6**	**334.4**	**337.5**	**332.6**	**339.6**	**320.7**	**317.4**	**308.9**	**298.0**	**289.6**	**291.6**
Oferta Interna	**242.8**	**250.3**	**244.1**	**267.0**	**266.8**	**256.4**	**248.8**	**215.1**	**226.1**	**234.4**	**228.9**	**234.6**	**235.9**	**247.2**	**255.0**	**247.8**	**241.8**	**226.0**	**209.3**	**209.6**	**212.8**
Pemex Gas y Petroquímica Básica	193.4	201.8	202.6	208.0	201.0	195.0	186.6	176.7	195.9	201.2	203.6	205.5	204.7	212.1	224.9	215.4	215.3	198.9	182.4	180.6	184.2
Pemex Refinación	49.5	48.5	41.6	59.0	65.8	61.4	62.3	38.3	30.1	33.1	25.2	29.0	31.2	34.7	28.9	31.4	26.1	26.8	26.4	28.0	26.7
Pemex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pemex Exploración Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	1.0	0.3	0.2	0.6	1.0	1.9
Importación	**20.8**	**21.4**	**29.7**	**30.2**	**32.0**	**37.2**	**53.8**	**73.6**	**77.2**	**93.8**	**120.7**	**99.8**	**101.6**	**85.3**	**84.6**	**72.9**	**75.6**	**82.9**	**88.7**	**80.0**	**78.8**
Destino	**263.8**	**271.8**	**274.5**	**287.2**	**300.7**	**298.8**	**300.8**	**292.2**	**298.5**	**323.3**	**342.9**	**334.7**	**337.3**	**332.8**	**334.6**	**320.3**	**313.3**	**308.0**	**297.3**	**287.8**	**292.9**
Demanda Interna	**216.6**	**234.9**	**255.4**	**269.4**	**275.4**	**273.8**	**278.1**	**286.8**	**294.2**	**318.8**	**337.4**	**331.6**	**336.9**	**332.5**	**334.3**	**318.5**	**311.2**	**307.0**	**297.2**	**286.7**	**292.9**
Sector Agropecuario	1.0	1.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	6.1	6.2	5.5	6.1	6.3	5.7	5.5	6.2	4.2	3.3	4.5	3.6	4.4
Sector Autotransporte	10.0	10.8	11.7	11.9	11.7	12.2	12.6	13.1	12.8	25.9	33.1	35.4	39.4	40.2	39.8	35.4	28.1	30.5	27.8	25.9	26.6
Sector Industrial	9.9	10.7	11.7	12.0	12.2	11.2	11.6	12.0	25.4	28.1	31.1	28.8	29.5	27.5	28.3	28.3	29.8	29.1	28.0	27.6	28.9
Sector Petrolero	16.9	19.4	20.8	21.4	19.9	18.4	12.7	12.3	6.5	6.8	7.1	6.3	4.3	5.0	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0
Sector Residencial	165.5	167.9	180.9	194.2	196.8	197.4	205.2	210.7	208.2	211.2	214.2	209.3	209.2	208.2	210.1	200.1	198.1	196.0	191.6	184.3	188.3
Sector Servicios	13.3	24.9	29.5	29.2	34.1	33.8	35.2	37.9	35.2	40.7	46.3	45.7	48.2	45.8	44.4	44.1	45.8	42.5	40.1	40.4	40.5
Exportación	**47.2**	**36.9**	**19.1**	**17.8**	**25.3**	**25.0**	**22.7**	**5.4**	**4.2**	**4.5**	**5.5**	**3.1**	**0.4**	**0.3**	**0.2**	**1.8**	**2.1**	**1.0**	**0.1**	**1.1**	**0.1**
Variación de inventarios	0.1	0.1	0.6	-10.0	1.9	5.2	-1.9	3.6	**4.8**	**4.9**	**6.7**	**-0.3**	**0.2**	**-0.2**	**5.0**	**0.4**	**4.1**	**0.9**	**0.7**	**1.8**	**-1.3**
Nota: Volumen de propano y butanos incluidos en el sector industrial para consumo como materia prima.	ND	ND	ND	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.77

Fuente: Elaboración propia con datos de: Prospectiva del Mercado de Gas LP 2010-2025, Prospectiva del Mercado de Gas LP 2007-2016, Balance Nacional de Energía 1992, 2008, 2009, 2010 y sie.energia.gob.mx

Tabla 6. Balance Nacional de Gas Licuado de Petróleo1990-2010. (Petajoules)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Origen	402.4	405.4	409.2	442.8	456.3	448.1	459.4	421.0	442.6	447.4	476.9	454.1	463.5	461.5	472.6	440.7	436.2	470.9	463.8	449.2	455.9
Oferta Interna	370.7	373.4	364.7	397.8	407.5	391.3	377.7	313.7	327.8	319.5	312.4	318.1	325.1	342.8	354.5	340.8	331.3	344.6	325.7	325.1	333.6
Pemex Gas y Petroquímica Básica	295.2	301.0	302.6	309.9	307.0	297.6	283.2	257.8	285.8	274.2	278.3	280.1	279.0	295.1	313.8	297.3	295.9	303.6	284.6	281.5	289.1
Pemex Refinación	75.5	72.4	62.1	87.9	100.5	93.7	94.5	55.9	42.0	45.2	34.0	37.9	46.1	47.0	39.1	42.1	34.9	40.6	40.3	42.0	41.5
Pemex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pemex Exploración Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.6	1.3	0.5	0.4	0.9	1.6	2.9
Importación	31.8	31.9	44.4	45.0	48.8	56.8	81.7	107.3	114.8	127.9	164.5	136.0	138.4	118.7	118.1	100.2	103.9	126.4	138.0	124.1	122.4
Destino	402.8	405.7	411.1	413.0	462.2	463.9	453.7	431.4	441.1	433.9	459.2	457.3	454.6	465.7	463.3	439.6	425.4	467.2	460.8	443.6	455.8
Demanda Interna	330.6	350.5	381.5	401.4	420.7	417.8	422.1	418.3	435.6	434.5	460.2	450.9	458.0	462.4	466.3	436.7	426.7	466.7	460.9	443.3	453.5
Sector Agropecuario	1.5	1.6	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	8.5	7.5	8.3	8.5	8.0	7.9	8.5	5.7	5.0	7.1	5.8	6.3
Sector Autotransporte	15.2	16.1	17.5	17.7	17.9	18.6	19.2	19.1	19.7	35.3	45.2	48.3	53.8	57.2	57.3	48.7	38.6	46.5	44.0	40.7	40.9
Sector Industrial	15.2	16.0	17.5	17.9	18.6	17.1	17.7	17.6	18.4	38.2	41.7	38.5	39.4	37.4	38.5	38.0	40.1	43.1	42.1	41.3	45.2
Sector Petrólero	25.8	29.0	31.1	31.9	30.5	28.1	19.2	18.0	16.3	9.2	9.7	8.3	5.6	7.0	8.5	6.0	7.1	8.5	7.6	7.5	4.9
Sector Residencial	252.6	250.6	270.3	289.3	300.6	301.2	311.5	307.4	322.0	286.5	292.7	285.2	285.1	290.9	293.0	275.0	272.3	298.8	298.0	285.7	291.9
Sector Servicios	20.2	37.2	44.0	43.5	52.1	51.6	53.4	55.2	57.9	56.8	63.3	62.2	65.6	61.9	61.1	60.5	63.0	64.7	62.1	62.3	64.4
Exportación	72.1	55.1	28.6	26.5	38.6	38.2	34.4	7.9	6.2	6.1	7.6	4.3	0.5	0.4	0.3	2.4	2.9	1.6	0.2	1.7	0.1
Variación de inventarios	0.2	0.2	1.0	-14.9	2.9	7.9	-2.8	5.2	-0.7	-6.7	-8.6	2.2	-3.9	2.9	-3.4	0.5	-4.1	-1.0	-0.3	-1.4	2.1
Nota: Volumen de propano y butanos incluidos en el sector industrial para consumo como materia prima.	ND	ND	ND	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.3	1.2	1.2	1.2

Fuente: Elaboración propia con datos de: Prospectiva del Mercado de Gas LP 2010-2025, Prospectiva del Mercado de Gas LP 2007-2016, Balance Nacional de Energía 1992, 2008, 2009, 2010 y sie.energia.gob.mx

4.1.5 Producción y Distribución Nacional de Gasolinas.

La figura 8 presenta la tendencia en la oferta nacional de gasolinas. Como se observar, desde el año 1990 –año en el que se produjeron 420 mbd y se import mbd-, la demanda interna de este energético, que se usa exclusivamente transporte, fue mayor que la producción. Sin embargo, este déficit se mantuvo entre 1996 en valores que oscilaron de 70 a 88 mbd. Es a partir de 1997 en que au significativamente las importaciones año con año desde 127 mbd hasta 379 mbd en

La producción se mantuvo casi constante entre un mínimo de 390 mbd en 200 máximo de 466 mbd en 2003. Entre 1990 y 2010, la demanda creció desde 447 1990 hasta 513 mbd en 1998 y 1999. A partir del año 2000 crece con una tasa mayo alcanzar 793 mbd en el 2008, 794 mbd en 2009 y 802 mbd en 2010.

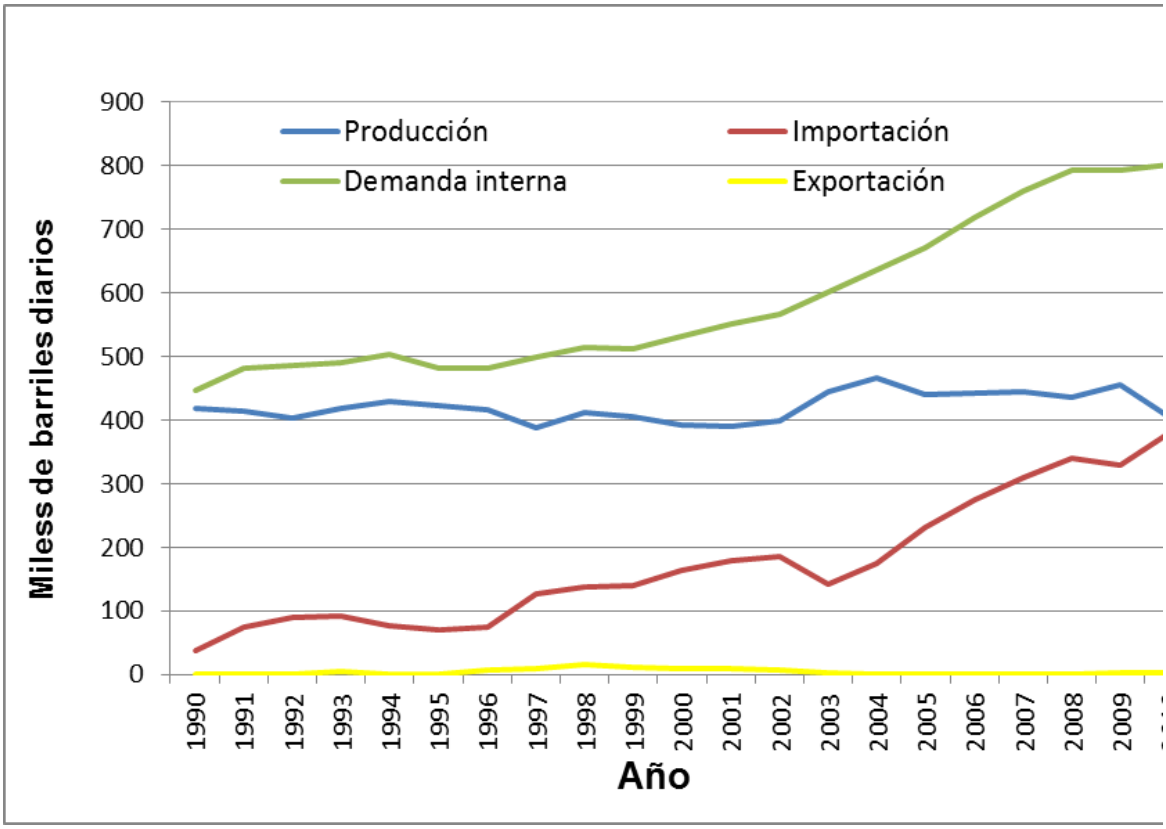

Figura 8. Balance Nacional de Gasolinas 1990-2010.

4.1.6 Producción y Distribución Nacional de Diesel.

La producción nacional de diesel varió entre 259 mbd en 1990 y 344 mbd en 2008. Como se puede ver en la figura 9, en 1990, la demanda nacional de diesel fue inferior a la producción, por lo que entre este año y 1996 se exportaron entre 12 y 31 mbd. Sin embargo, a partir de 1997, la importación excede a la exportación y se importaron entre un mínimo de 4 mbd en 2004 y un máximo de 71 mbd en 2010.

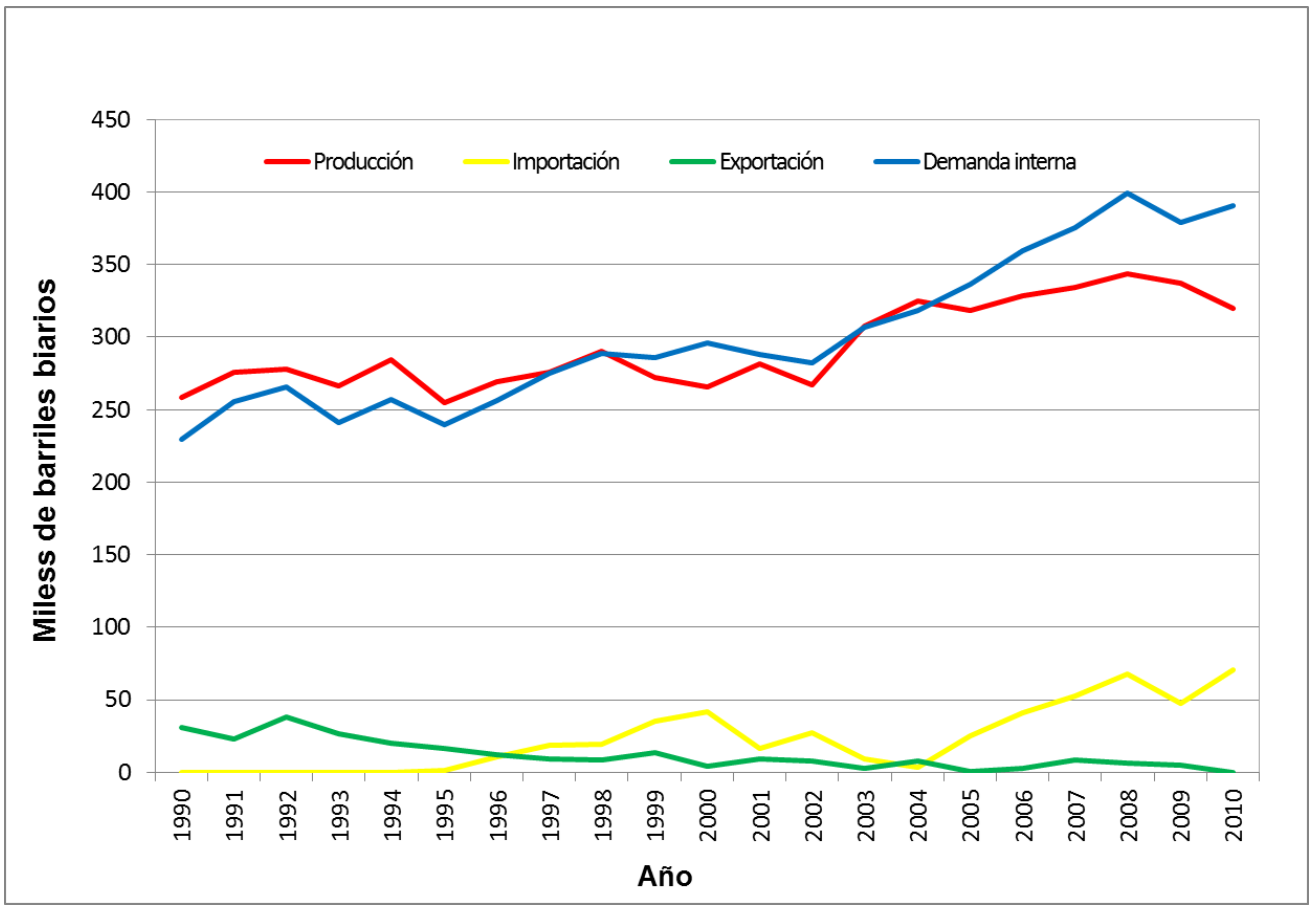

Figura 9. Balance Nacional de Diesel. 1990-2010.

La figura 10 muestra la demanda nacional de este petrolífero entre 1990 y 2010 y se puede observar que es consumido predominantemente por el transporte, que ha aumentado su demanda en un 85 % desde 230 mbd en 1990 hasta 390 mbd en 2010. El siguiente sector

en importancia es el industrial, que consumió en este periodo entre un mínimo de 14 mbd en 1995 y un máximo de 33 mbd en 1992. El consumo en 2010 fue de 24 mbd. Finalmente, se observa que el consumo de los sectores eléctrico y petrolero es marginal.

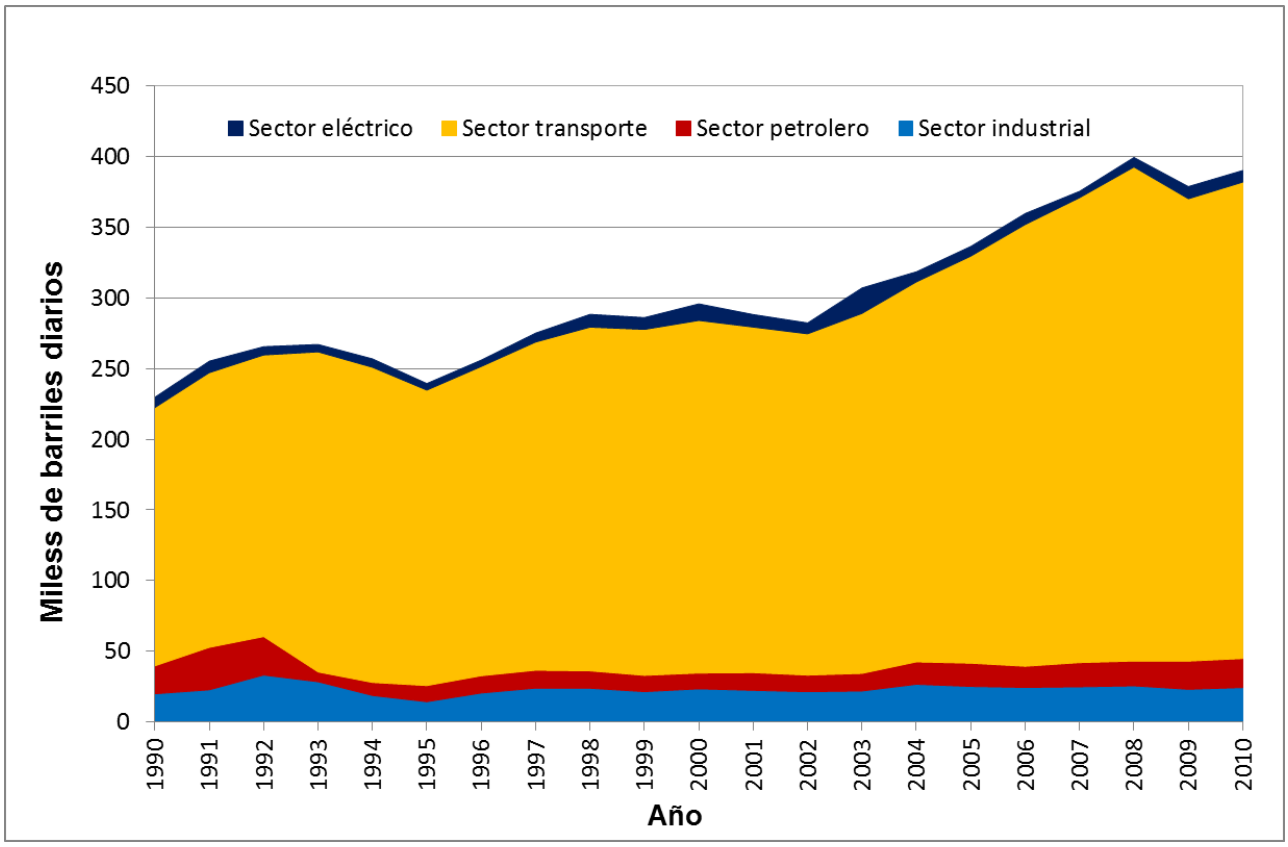

Figura 10. Demanda Nacional de Diesel por Sector. 1990-2010.

4.1.7 Producción y Distribución Nacional de Combustóleo.

En la figura 11 se presenta el Balance Nacional de Combustóleo, y se puede observar que su demanda interna alcanzó un máximo de 542 mbd en 1998. A partir del año 2001 la demanda se reduce año con año, al igual que la producción. La demanda en el año 1990 fue de 465 mbd y en 2010 de 213, es decir, bajó más del 100 %, mientras que la producción se redujo de 435 mbd en 1990 a 322 mbd en 2010.

Entre 1990 y 2000, se presentó un déficit en este petrolífero, lo que ocasionó que se importaran entre 30 y 116 mbd. Entre 2001 y 2007 prácticamente se iguala la producción con la demanda interna y es a partir de 2008 que México se convierte en exportador de este petrolífero.

La disminución de la producción ocurrida a partir del año 2002 es debida a las reconfiguraciones de las Refinerías Cadereyta y Madero, y en 2011 la de Minatitlán, asociados a la producción de coque. Otro factor que influyó en los últimos cinco años se refiere a la regulación ambiental que privilegia el uso de gas natural asociado a menores precios y emisiones de éste último.

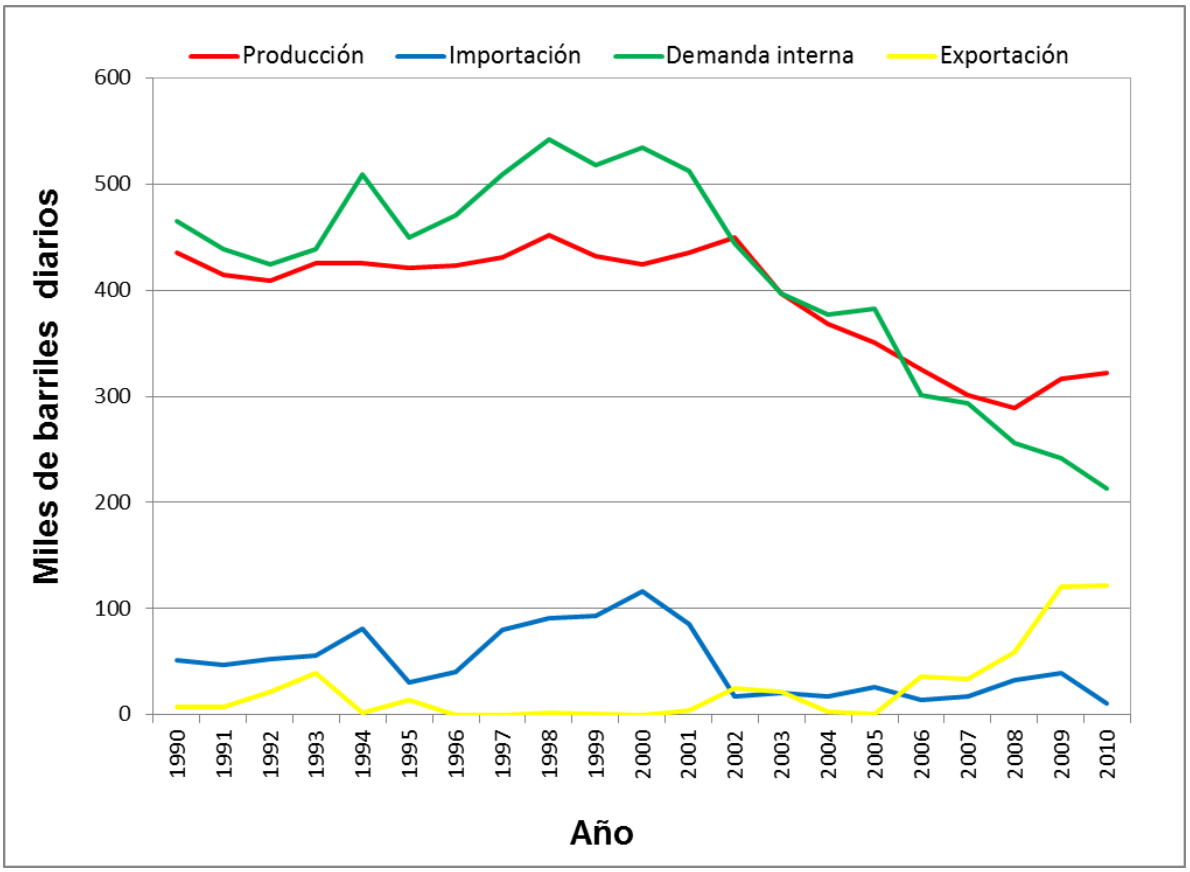

Figura 11. Balance Nacional de Combustóleo. 1990-2010.

Como se muestra en la figura 12, el principal consumidor es el sector eléctrico, que ha reducido su demanda a partir del año 2000, en que se introducen cada vez más Productores Independientes de Energía que operan Centrales de Ciclo Combinado a gas natural. La demanda de este sector en el periodo 1990-2010 osciló entre un mínimo de 160 mbd en 2010 y un máximo de 408 mbd en el año 2000.

También se han reducido las demandas del sector industrial desde 119 mbd en 1990 hasta 24 mbd en 2010 y del sector petrolero que consumió entre 28 y 54 mbd en el periodo 1990-2010. PEMEX Refinación es el principal usuario de este energético en sus equipos para generar energía eléctrica y vapor para servicio.

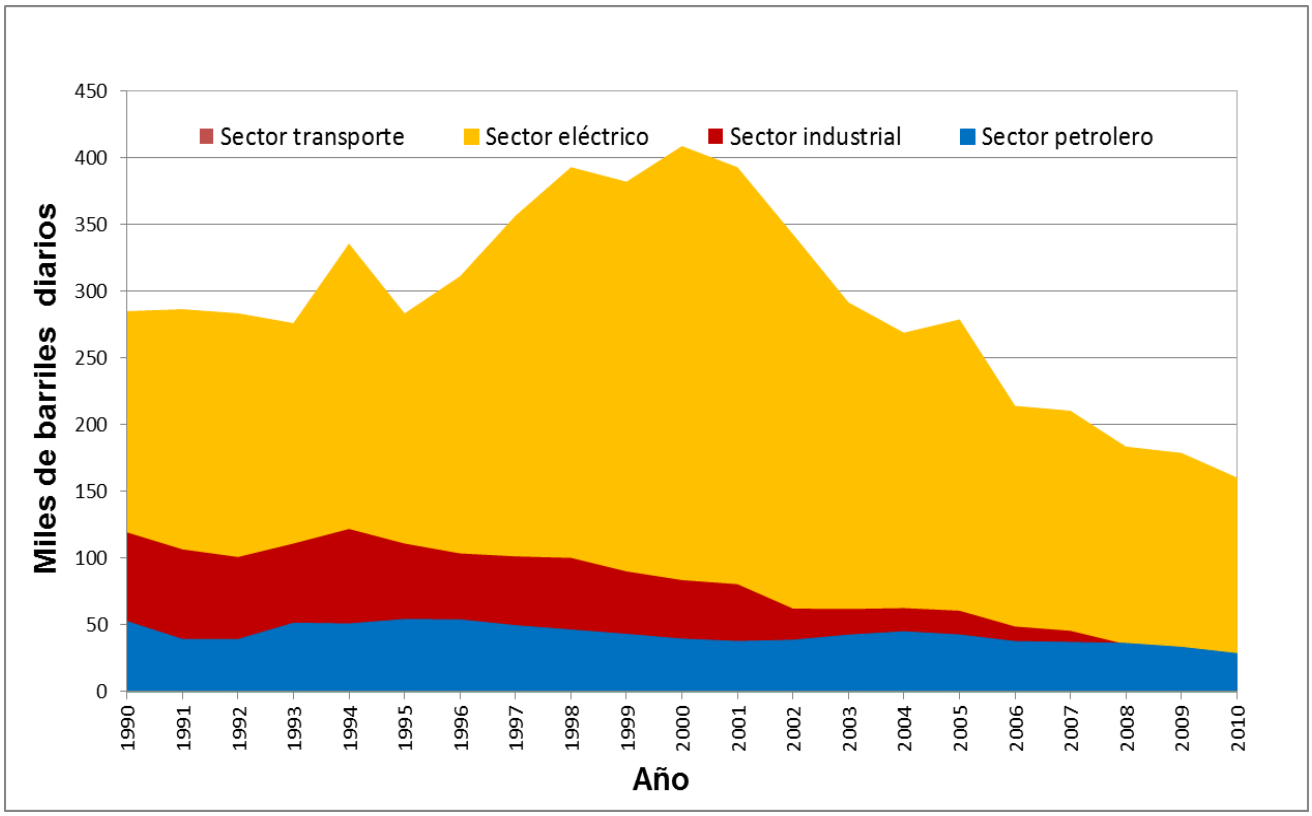

Figura 12. Demanda Nacional de Combustóleo. 1990-2010.

4.1.8 Producción y Distribución Nacional de Turbosina.

En la figura 13 se presenta el Balance Nacional de la turbosina. Como se muestra en la misma, México ha sido autosuficiente en este energético entre 1990 y 2010. Sin embargo, es a partir del año 2007 en que prácticamente se alcanza un equilibrio, ya que la producción es casi igual a la demanda interna.

La producción osciló entre 51 y 72 mbd en el periodo 1990-2010, mientras que la demanda fue de entre 35 y 68 mbd. En el año 2010, la demanda fue de 57 mbd, mientras que la producción de 55 mbd.

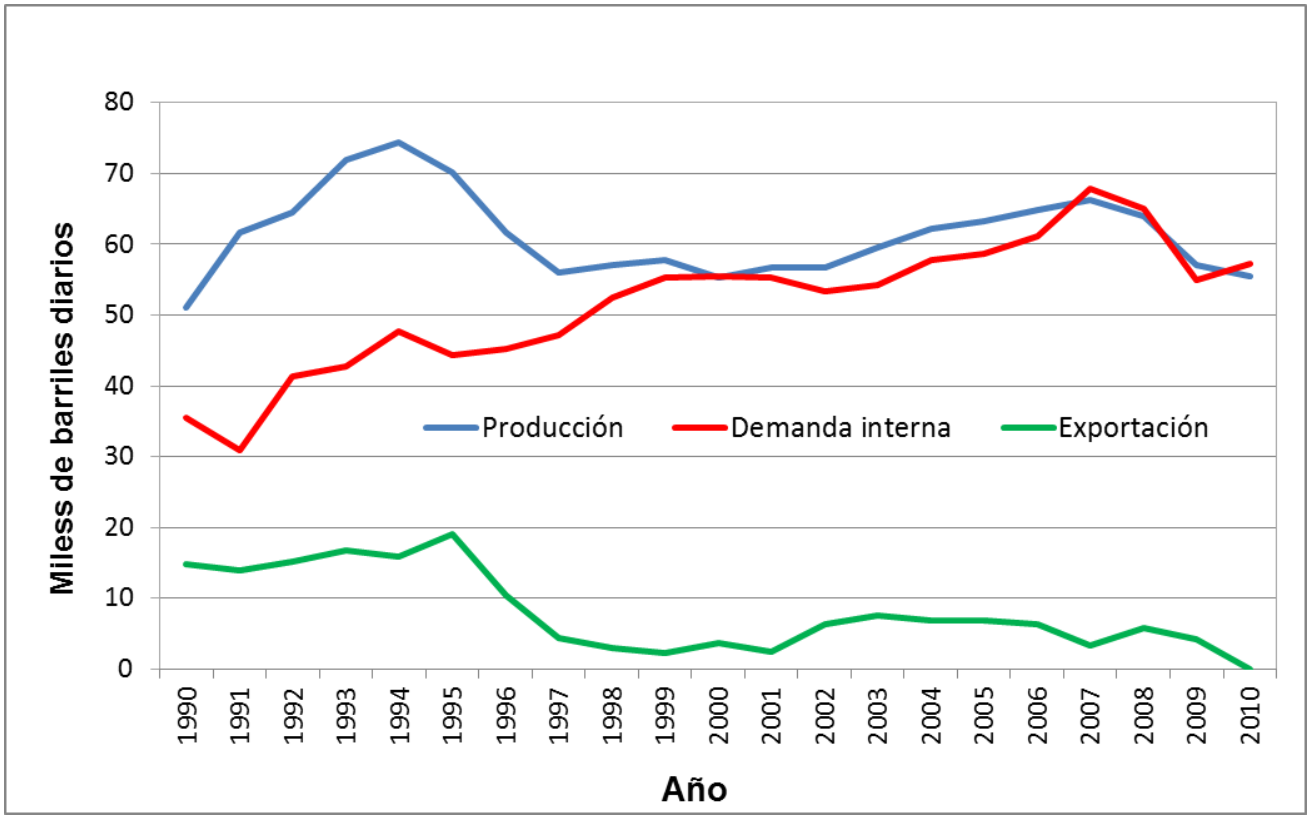

Figura 13. Balance Nacional de Turbosina. 1990-2010.

4.1.9 Perforación y Terminación de Pozos.

Para las Actividades de Exploración y Producción, se dispone estadísticas en el periodo 1990-2010 de perforación de pozos por región indicando el número de pozos perforados por región, tanto para exploración como para desarrollo, lo que se muestra en la tabla 7.

Los pozos exploratorios son aquellos en los cuáles no está probada la existencia de hidrocarburos, mientras que en los pozos de desarrollo se tiene la certeza de que hay hidrocarburos en el yacimiento en el que se efectúan las perforaciones.

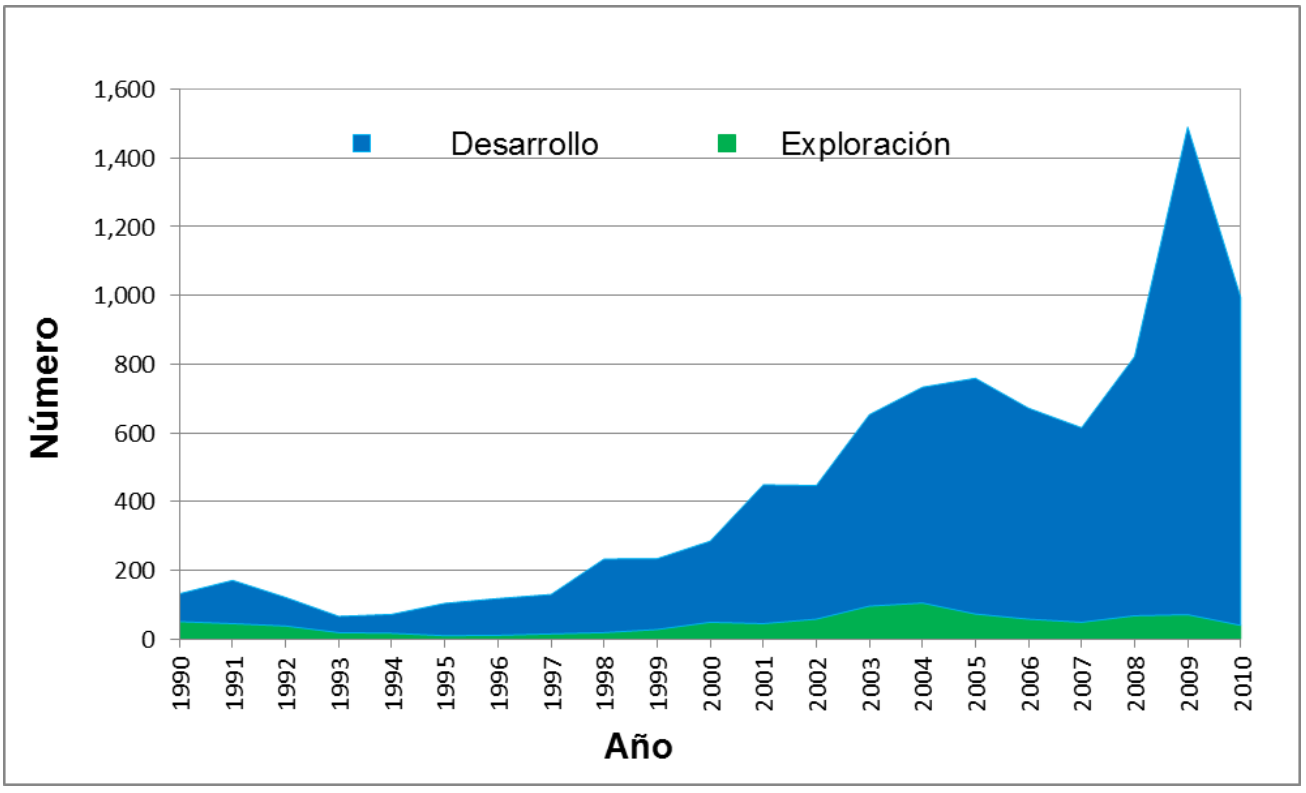

Figura 14. Perforación de pozos por tipo. 1990-2010.

Estos pozos a su vez se clasifican posteriormente como productores de crudo, de gas o improductivos, como se muestra en la tabla 8.

También se incluyen en la tabla 9 estadísticas de terminación de pozos, que muestran aquellos pozos ya perforados a los que se les instalan equipos con el fin de optimizar su producción o cerrarlo en el caso de que sean improductivos.

La figura 14 presenta la estadística de Perforación de pozos por tipo. Como puede observarse, el número de pozos en desarrollo es mucho mayor que los pozos de perforación especialmente a partir de 1998. El número de pozos perforados va de 66 en 1993 a 1490 en el año 2009, en el cual alcanzaron el máximo. Cuando se agrupa por región, las estadísticas muestran que es la Región Norte de PEMEX en la que se registra mayor actividad de perforación.

Una tendencia similar se observa en la figura 15, en la que se ve el número de pozos terminados por tipo en la cual se muestra la mayor actividad en el año 2010. Los equipos de perforación por tipo, presentados en la figura 16 muestran valores promedio de entre 37 equipos/año en 1994 y 176 equipos/año en 2009. Esto es un orden de magnitud menor al número de pozos perforados o terminados, es decir simultáneamente operan en un número mucho menor de pozos.

El año 2009, fue el que presentó la mayor actividad de perforación en el país, y ésta fue mayoritaria en los pozos de desarrollo. En contraste, el año 1994 fue el de menor número de equipos de perforación.

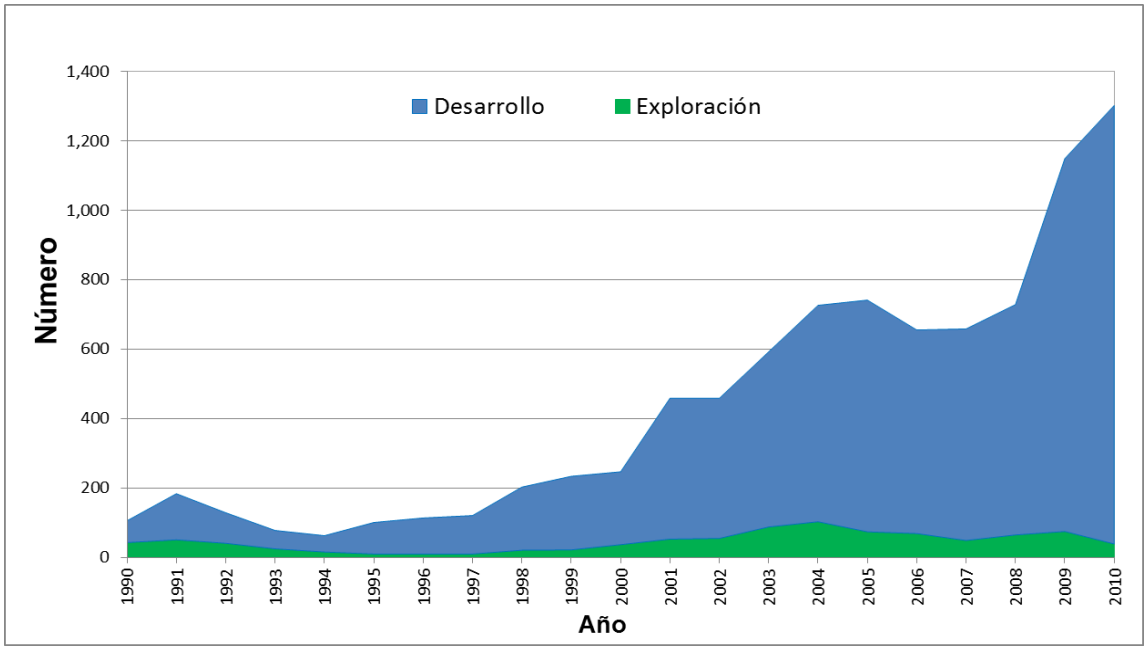

Figura 15. Terminación de pozos por tipo. 1990-2010.

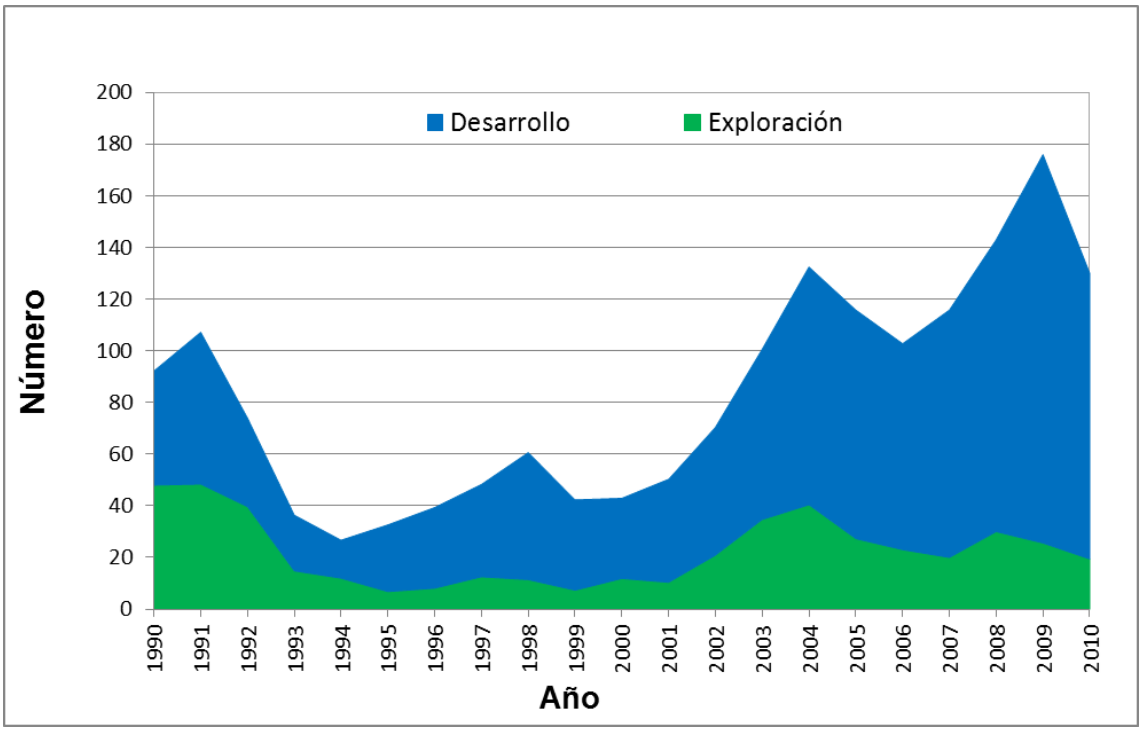

Figura 16. Equipos de perforación por tipo de pozo. 1990-2010.

Tabla 7. Perforación de pozos por región (Número)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total	**132**	**171**	**121**	**66**	**72**	**104**	**118**	**130**	**233**	**234**	**285**	**449**	**447**	**653**	**733**	**759**	**672**	**615**	**822**	**1,490**	**994**
Exploración	**51**	**45**	**38**	**19**	**17**	**10**	**11**	**15**	**19**	**28**	**49**	**45**	**58**	**96**	**105**	**73**	**58**	**49**	**68**	**71**	**40**
Región Norte	22	20	17	2	3	1	4	6	11	26	42	37	40	60	67	54	44	36	43	40	19
Región Sur	21	16	9	7	4	4	1	4	4	N/D	5	5	7	9	9	5	6	7	11	17	12
Región Marina Noreste	N/D	N/D	3	4	2	1	2	2	1	N/D	N/D	N/D	N/D	4	9	5	3	2	4	4	1
Región Marina Suroeste	N/D	N/D	9	6	8	4	4	3	3	2	2	3	11	23	20	9	5	4	10	10	8
Desarrollo	**81**	**126**	**83**	**47**	**55**	**94**	**107**	**115**	**214**	**206**	**236**	**404**	**389**	**557**	**628**	**686**	**614**	**566**	**754**	**1,419**	**954**
Región Norte	21	77	41	3	21	39	49	61	146	163	201	372	361	502	516	561	521	445	572	1,263	797
Región Sur	32	19	7	4	2	21	35	28	25	8	11	19	21	33	65	78	45	69	121	116	117
Región Marina Noreste	N/D	N/D	24	17	15	15	13	22	38	34	24	13	7	19	31	31	39	44	41	26	28
Región Marina Suroeste	N/D	N/D	11	23	17	19	10	4	5	1	N/D	N/D	N/D	3	16	16	9	8	20	14	12

Fuente: Elaboración propia con datos de: Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025, Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2016 y sie.energia.gob.mx

Tabla 8. Terminación de Pozos por Región. (Número)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total	**106**	**184**	**129**	**78**	**63**	**101**	**114**	**121**	**203**	**234**	**247**	**459**	**459**	**593**	**727**	**742**	**656**	**659**	**729**	**1,150**	**1,303**
Exploración	**43**	**51**	**41**	**25**	**16**	**10**	**10**	**10**	**21**	**22**	**37**	**53**	**55**	**88**	**103**	**74**	**69**	**49**	**65**	**75**	**39**
Región Norte	22	20	17	4	3	1	2	4	10	19	34	41	43	49	69	56	53	36	41	42	22
Región Sur	13	22	12	9	3	3	3	3	4	1	2	8	5	11	6	5	5	6	11	19	11
Región Marina Noreste	N/D	3	6	4	3	1	2	N/D	3	N/D	N/D	N/D	N/D	3	7	7	3	2	4	4	1
Región Marina Suroeste	N/D	6	6	8	7	5	3	3	4	2	1	4	7	25	21	6	8	5	9	10	5
Desarrollo	**63**	**133**	**88**	**53**	**47**	**91**	**104**	**111**	**182**	**212**	**210**	**406**	**404**	**505**	**624**	**668**	**587**	**610**	**664**	**1,075**	**1,264**
Región Norte	12	75	50	5	16	35	50	55	118	175	186	363	369	451	529	540	485	490	485	917	1,112
Región Sur	28	26	9	4	2	20	33	30	26	7	12	15	21	30	60	84	45	66	118	118	114
Región Marina Noreste	N/D	14	19	21	15	15	11	21	32	29	12	28	14	22	28	28	38	48	41	28	27
Región Marina Suroeste	N/D	18	10	23	14	21	10	5	6	1	N/D	N/D	N/D	2	7	16	19	6	20	12	11

Tabla 9. Equipos de Perforación por región. (Número)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total	**92.2**	**107.2**	**73.9**	**36.4**	**26.7**	**32.6**	**39.3**	**48.2**	**60.2**	**42.3**	**42.9**	**50.3**	**70.4**	**100.6**	**132.4**	**115.8**	**102.7**	**115.8**	**143.0**	**175.9**	**129.9**
Exploración	**48.0**	**48.4**	**39.7**	**14.8**	**12.0**	**6.8**	**8.1**	**12.5**	**11.5**	**7.3**	**11.9**	**10.4**	**20.9**	**34.7**	**40.4**	**27.3**	**23.0**	**20.0**	**30.0**	**25.6**	**19.4**
Región Norte	8.0	11.4	7.7	1.1	1.2	0.9	1.7	2.9	5.4	5.7	8.1	6.3	10.2	15.4	20.0	11.9	9.2	8.3	9.6	7.6	3.1
Región Sur	28.6	27.6	22.1	6.6	5.1	2.9	2.1	4.1	2.5	N/D	1.5	2.0	2.5	4.9	3.4	4.4	7.0	5.7	11.4	10.2	10.2
Región Marina Noreste	N/D	N/D	4.1	2.9	0.7	0.3	1.4	1.0	0.7	N/D	N/D	N/D	0.3	2.6	5.4	2.2	2.1	1.2	2.5	2.8	0.4
Región Marina Suroeste	N/D	N/D	5.8	4.2	5.0	2.7	2.9	4.6	2.9	1.6	2.4	2.1	7.9	11.8	11.6	8.8	4.8	4.8	6.5	4.9	5.7
Desarrollo	**44.2**	**58.8**	**34.3**	**21.6**	**14.7**	**25.8**	**31.2**	**35.7**	**49.1**	**34.9**	**31.0**	**39.9**	**49.5**	**65.9**	**92.0**	**88.5**	**79.7**	**95.7**	**112.9**	**150.3**	**110.5**
Región Norte	4.6	14.5	6.7	1.3	4.2	5.3	7.1	10.9	22.6	20.5	18.2	23.7	31.9	33.3	41.7	38.9	36.8	34.6	49.4	97.2	60.6
Región Sur	18.3	21.3	11.8	3.5	1.8	11.2	16.2	15.6	12.8	5.5	6.8	10.4	11.2	19.5	27.9	27.6	20.5	33.3	36.4	30.8	28.3
Región Marina Noreste	N/D	N/D	9.0	8.2	4.0	3.2	3.8	7.4	11.5	8.6	5.5	5.8	6.2	7.6	9.3	9.0	13.1	17.1	16.6	13.0	12.6
Región Marina Suroeste	N/D	N/D	6.8	8.6	4.7	6.1	4.1	1.9	2.2	0.2	0.5	N/D	0.2	5.4	13.1	13.0	9.2	10.7	10.5	9.3	9.0

Fuente: Elaboración propia con datos de: Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025, Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2016 y sie.energia.gob.mx

Tabla 10. Red de Ductos. Longitud (km)

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GN. Acceso Abierto (Privados)	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**8.0**	**8.0**	**10.5**	**48.5**	**758.5**	**758.5**	**961.5**	**974.0**	**1,601.6**	**1,659.5**	**1,661.1**	**1,661.1**	**1,788.1**	**1,788.1**	**1,788.1**	**1,788.1**
GN. Transporte (PEMEX: PEP, PGPB)	12,626.7	12,782.7	12,582.4	14,264.8	14,974.5	15,325.7	16,310.8	16,940.9	16,338.0	16,338.0	16,338.0	16,469.0	16,457.0	15,933.0	16,481.0	16,328.0	16,654.0	16,743.0	16,929.0	16,463.0	16,558.0
GN. Distribución (Privados)	2,938.8	3,478.6	4,415.7	5,352.7	6,370.4	7,402.8	8,435.1	9,177.0	10,777.7	12,889.8	15,266.5	17,827.9	17,860.3	20,438.3	23,317.7	26,013.7	28,709.7	31,421.7	33,820.1	35,633.7	37,385.3
GN. Usos Propios (Privados)	**N/D**	**N/D**	**N/D**	**N/D**	**N/D**	**N/D**	**226.1**	**357.3**	**503.6**	**594.0**	**639.3**	**662.0**	**809.3**	**864.1**	**916.4**	**991.1**	**1,003.5**	**1,075.5**	**1,106.2**	**1,111.4**	**1,172.6**
Crudo. Oleoductos (PEMEX: PEP,PR)	**5,044.0**	**5,137.0**	**5,648.6**	**5,648.6**	**5,664.0**	**8,946.0**	**8,946.0**	**8,946.0**	**8,946.0**	**8,946.0**	**8,884.0**	**8,783.0**	**10,034.0**	**9,951.0**	**9,927.0**	**9,147.0**	**8,879.0**	**9,434.0**	**9,749.0**	**9,859.0**	**9,966.0**
GLP Transporte (PEMEX: PGPB y Privados)	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823	1,734	1,622	1,629	1,684	1,815	1,815	1,815

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE: www.cre.gob.mx, Anuarios Estadísticos de PEMEX 1995, 1996,1997,1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011. Memorias de Labores de PEMEX, 1991, 1992 y 1993

4.1.10 Plataformas costa afuera.

De 1990 al año 2010, el número de Plataformas costa afuera ha crecido desde 1 año 1990 hasta 233 en 2010, es decir, a más del doble, como se muestra en la figu en la tabla 11. De acuerdo con datos del año 2010, 151 de éstas plataformas perforación, 27 de producción. 12 de enlace, 1 de rebombeo, 22 habitacionales compresión de gas, 1 de almacenamiento, 6 de telecomunicaciones. 1 de control y y 1 de medición de crudo.

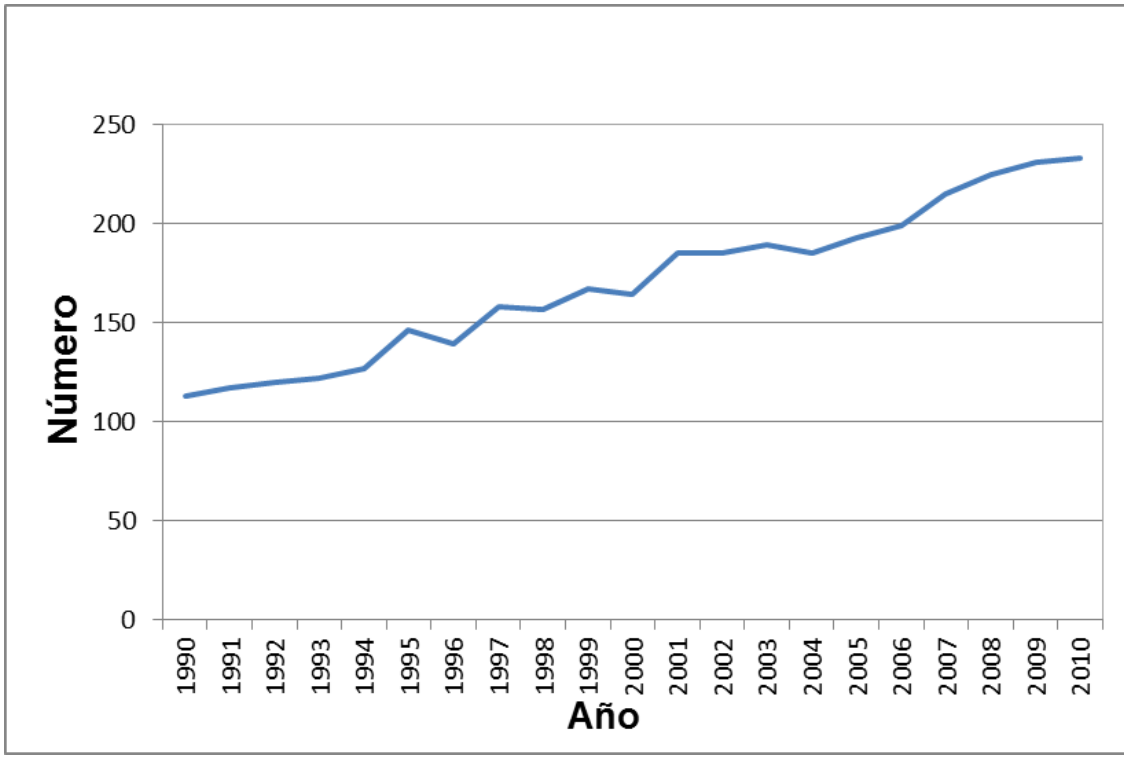

Figura 17. Plataformas costa afuera. 1990-2010.

4.1.11 Carga de crudo a exportación.

En México, existen tres terminales marítimas terrestres: Dos Bocas, Tab., Pajaritos Salina Cruz Oax., en las cuales se cargan Buque tanques para enviar crudo de calidades (Maya. Istmo y Olmeca) a exportación.

Además, costa afuera en la Sonda de Campeche se encuentra la Plataforma de Medición Cayo Arcas, en donde también se efectúa la carga de Buquetanques.

A partir de 1998, se empezaron a utilizar unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO por sus siglas en inglés: Floating Production Storage and Offloading). En dicho año, comenzó a operar el Buquetanque Ta Kuntah y en 2005 arrancó operaciones el FPSO Yuum Kak Naab. Ya que las operaciones son distintas, se presentan estadísticas por separado de la carga de crudo en Buque Tanques vía las terminales terrestres y de Cayo Arcas y de la carga vía los FPSO en la tabla 12. Como se puede observar en la figura 18, a partir del año 2006 ha descendido la exportación de crudo vía terminales y ha aumentado considerablemente la exportación vía FPSO.

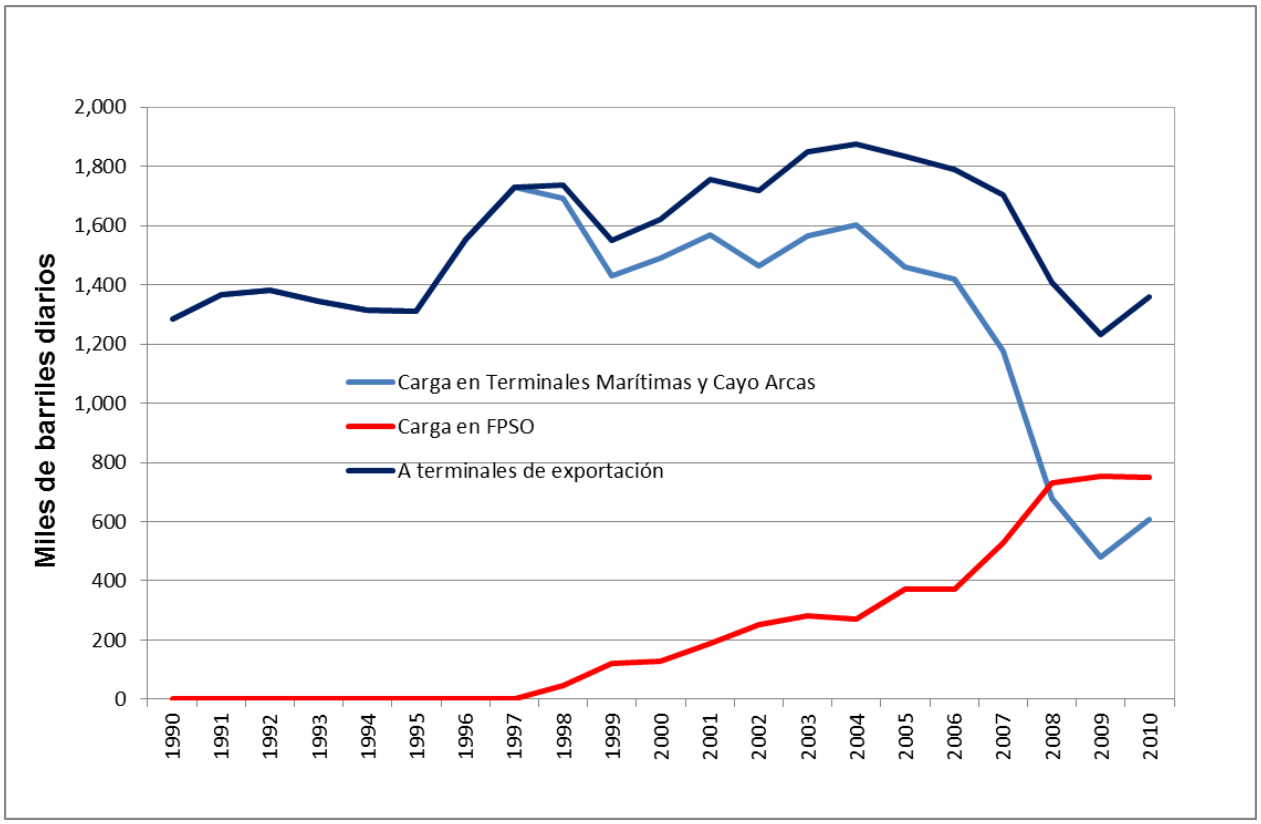

Figura 18. Carga de crudo en buque tanques. 1990-2010.

Tabla 11. Plataformas costa afuera. (Número)

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Plataformas	113	117	120	122	127	146	139	158	157	167	164	185	185	189	185	193	199	215	225	231	233

Fuente: Elaboración propia a partir de Anuarios Estadísticos de PEMEX 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011. Memorias de Labores de PEMEX 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995 1996 y 1997.

Tabla 12. Operaciones de Carga de Buquetanques. (mbd)

Carga en Terminales Marítimas y Cayo Arcas	1,283.8	1,366.8	1,380.5	1,344.7	1,314.7	1,310.8	1,552.3	1,730.5	1,691.2	1,430.2	1,490.3	1,566.6	1,463.4	1,564.7	1,601.6	1,460.8	1,417.4	1,174.1	676.7	480.1	607.5
Istmo	294.8	328.2	291.3	264.3	179.5	157.5	191.6	217.5	204.5	188.6	112.6	84.1	46.1	25.4	27.9	84.1	65.5	40.6	22.5	14.8	75.5
Maya y otros	830.4	876.5	929.8	860.7	805.8	720.9	866.0	1,026.7	1,017.3	806.6	978.2	1,164.3	1,172.5	1,321.8	1,352.9	1,158.6	1,122.0	959.7	524.2	320.1	320.3
Olmeca	158.7	162.1	159.3	219.8	329.5	432.4	494.8	486.3	469.4	435.0	399.4	318.2	244.8	217.4	220.8	218.1	229.8	173.8	130.1	145.2	211.7
Carga en FPSO	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**46.7**	**121.0**	**129.5**	**190.0**	**252.8**	**283.6**	**272.0**	**371.7**	**371.7**	**527.2**	**730.1**	**751.6**	**750.5**
Maya	0	0	0	0	0	0	0	0	47	121	130	190	253	284	272	372	372	527	730	752	750

Fuente: Elaboración propia a partir de Anuarios Estadísticos de PEMEX 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011. Prospectivas del mercado de petróleo crudo 2007-2016 y 2010-2025 y páginas web: www.modec.com y www.bwoffshore.com

4.1.12 Transporte de crudo, gas natural y gas LP.

En 1990, el transporte de crudo y gas era llevado a cabo por PEMEX. A la fecha, el transporte de crudo sigue siendo responsabilidad de PEMEX. Sin embargo, el transporte de gas se ha diversificado a partir del cambio en el marco regulatorio en 1995 en que se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el ramo del Petróleo abrió la posibilidad de que el sector privado construyera, operara y tuviera en propiedad sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, actividades previamente reservadas a Petróleos Mexicanos.

Los Sistemas de ductos que transportan gas natural incluyen el conjunto de ductos, compresores, reguladores y otros equipos y se clasifican en los siguientes rubros:

Gasoductos de PEMEX: son utilizados para transportar gas asociado y gas natural por PEMEX Exploración y Producción y PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

Gasoductos de acceso abierto. Para estos se establece la obligación del permisionario de permitir la interconexión de otros permisionarios a su sistema cuando exista capacidad disponible para prestar el servicio de transporte solicitado y la interconexión sea técnicamente viable.

Gasoductos para usos propios. Estos son destinados a recibir, conducir y entregar gas con la finalidad de satisfacer exclusivamente las necesidades del permisionario,

Gasoductos de distribución. Se utilizan para recibir, conducir, entregar y en su caso comercializar gas natural dentro de una zona geográfica concesionada.

Se dispone de estadísticas de la longitud de ductos de crudo propiedad de PEMEX y los volúmenes conducidos de 1990 a la fecha, que se presentan en la tabla 10. Una representación gráfica se muestra en la figura 19.

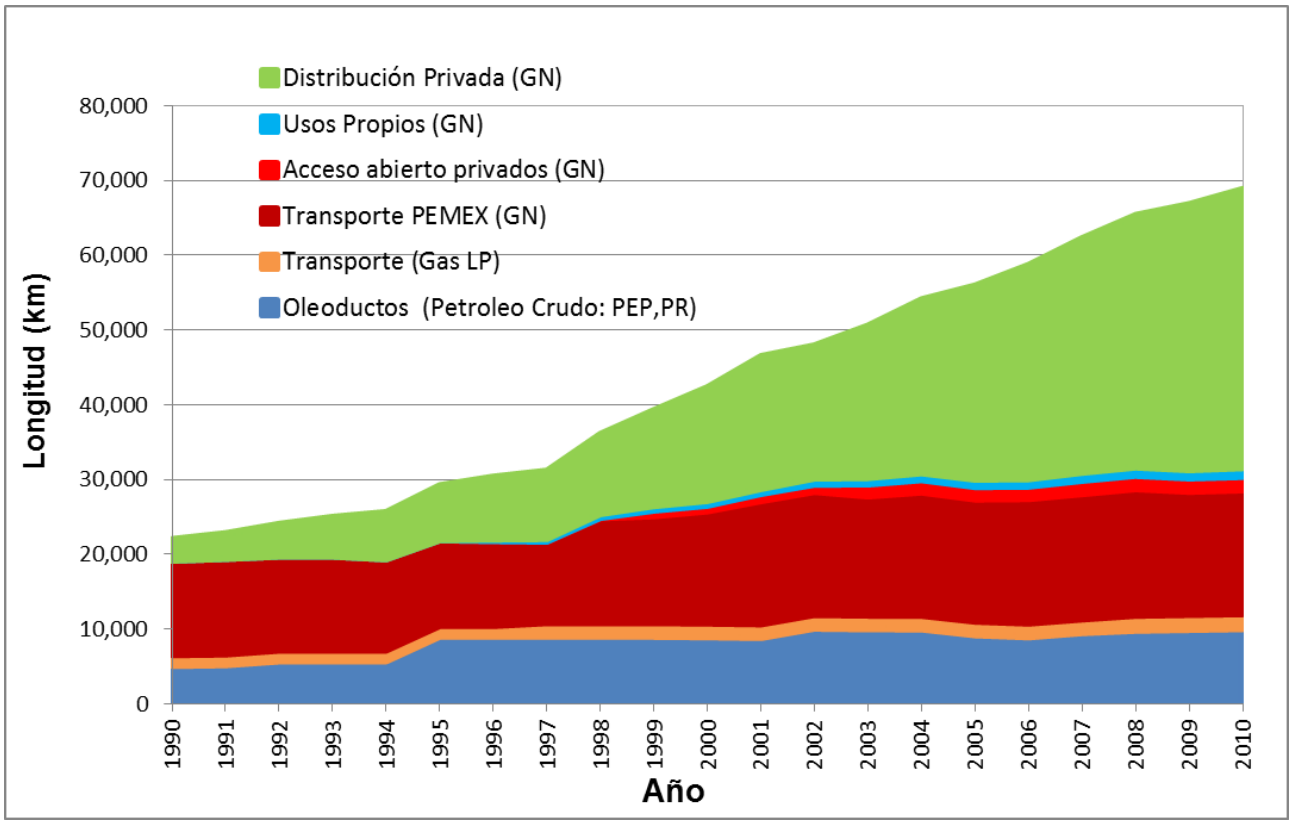

Figura 19. Longitud de Red de Ductos de Crudo GN y GLP. 1990-2010.

Como se puede observar, la red de oleoductos casi ha duplicado extensión entre 1990 y 2010 al pasar de 5044 a 9966 km en este periodo. Para el transporte de gas natural, se muestran las estadísticas de longitud de ductos y volúmenes transportados en la misma tabla agrupándolos en ductos de PEMEX, de distribución, de acceso abierto y de usos propios. La longitud de la red de ductos de gas natural de PEMEX ha pasado de 12627 km en 1990 a 16558 km en 2010.

Por otro lado, la longitud de los ductos operados por empresas privadas para distribución de gas natural pasó de 2939 km en 1990 a 37385 km en 2010 y la longitud de los ductos concesionados bajo la modalidad de permisos de acceso abierto aumentó de cero km en 1990 a 1788 km en el año 2010. En1996 inició el otorgamiento de permisos para construcción de redes de ductos privados por parte de la CRE.

En el caso del transporte de gas LP, PEMEX Gas y Petroquímica Básica dispone de su red de ductos para y en el año 2007 entró en operación el primer LPG ducto privado para conducir gas LP de Burgos a Monterrey. Para el gas LP, la longitud de ductos de transporte tanto operados por PEMEX como por la iniciativa privada pasó de 1440 km en 1990 a 2005 km en 2010.

Para la compresión del gas natural, se utilizan tanto estaciones de compresión de PEMEX como privadas, cuya evolución se presenta en las tablas 13 y 14.

Tabla 13. Estaciones de compresión de PEMEX

Compresión PEMEX			Año										
			1992	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Región	Estación	Año de instalación	Potencia Instalada (HP)											
Noreste	Chávez	2003	ND	ND	ND	0	3,330	3,330	3,330	3,330	0	0	0	7,110
Noreste	Ojo Caliente	2003	ND	ND	ND	0	4,320	4,320	4,320	4,320	0	0	0	0
Noreste	Santa Catarina	ND (Anterior a 2002)	ND	ND	ND	7,200	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400
Noreste	Los Ramones	ND (Anterior a 2002)	ND	ND	ND	21,250	21,250	21,250	21,250	21,250	21,250	21,250	21,250	21,250
Noreste	Estación 19	ND (Anterior a 2002)	ND	ND	ND	23,700	23,700	23,700	23,700	23,700	23,700	23,700	23,700	23,700
Centro-Occidente	Valtierrilla	2000	ND	ND	ND	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700
Sur-Sureste	Cempoala	2000	ND	ND	ND	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000
Sur-Sureste	Lerdo	ND	ND	ND	ND	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000
Sur-Sureste	Chinameca	ND	ND	ND	ND	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000
Sur-Sureste	Cardenas	ND	ND	ND	ND	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000	55,000
Sur-Sureste	Cd. Pemex	ND(Anterior a 2002)	ND	ND	ND	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150
Sur-Sureste	Emiliano Zapata	2008	ND	ND	ND	0	0	0	0	0	0	35,000	35,000	35,000
Sur-Sureste	Angostura	ND (Anterior a 2002)	ND	ND	ND	5,912	5,912	0	0	0	0	0	0	0
Total compresión PEMEX			179,850	268,000	268,000	289,912	299,762	293,850	293,850	293,850	286,200	321,200	321,200	328,310

Fuente: Elaboración propia con datos de las Prospectivas del mercado de gas Natural 2010-2025, 2004-2013, 2005-2014. 2006-2015, 2007-2016, 2008-2017 y 2009-2020

Tabla 14. Estaciones de compresión privada

Compresión Privada			1992	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Región	Estación	Año de instalación	Potencia Instalada (HP)											
Noroeste	Rosarito	2007	0	0	0	0	0	0	0	0	8,000	8,000	8,000	8,000
Noroeste	Los Algodones	2007	0	0	0	0	0	0	0	0	30,888	30,888	30,888	30,888
Noroeste	Naco	2001	0	0	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300
Noreste	Campo Brasil	2001	0	0	5,040	5,040	5,040	0	0	0	0	0	0	0
Noreste	Gloria a Dios	2001	0	0	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300	14,300
Noreste	El Sueco	2004	0	0	0	0	0	6,160	6,160	6,160	6,160	6,160	6,160	6,160
Noreste	El Caracol	2003	0	0	0	0	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	46,350	46,350
Noreste	Los Indios	2003	0	0	0	0	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	46,350	46,350
Centro-Occidente	El Sauz	2007	0	0	0	0	0	0	0	0	13,500	13,500	13,500	13,500
Centro-Occidente	Huimilpan	2001	0	0	6675	6,675	6,750	6,750	6,750	6,750	0	0	0	0
Total compresión Privada			0	0	40,315	40,315	136,390	137,510	137,510	137,510	183,148	183,148	179,848	179,848

Fuente: Elaboración propia con datos de las Prospectivas del mercado de gas Natural 2010-2025, 2004-2013, 2005-2014. 2006-2015, 2007-2016, 2008-2017 y 2009-2020.

4.1.13 Estaciones de Servicio de Gasolina y Diesel.

Las Estaciones de Servicio de para la distribución de gasolina y diesel en México son franquicias que otorga PEMEX Refinación. Su número ha crecido año con año triplicándose entre 1990, año en el cual existían 3159 y 2010, año en el que alcanzaron un número de 9332. Este crecimiento se puede observar gráficamente en la figura 20.

4.1.14 Terminales de Gas Natural Licuado.

En septiembre de 2006 entró en operación la primera terminal de GNL en Altamira, Tamps., y en mayo de 2008 la segunda en Ensenada Baja, California. Se dispone de las características técnicas de cada terminal, las que se presentan en la tabla 15. A partir de 2008 se importó gas natural licuado por dichas terminales, y los volúmenes importados fueron de 79, 250 y 346 millones de pies cúbicos por día en 2008, 2009 y 2010 respectivamente.

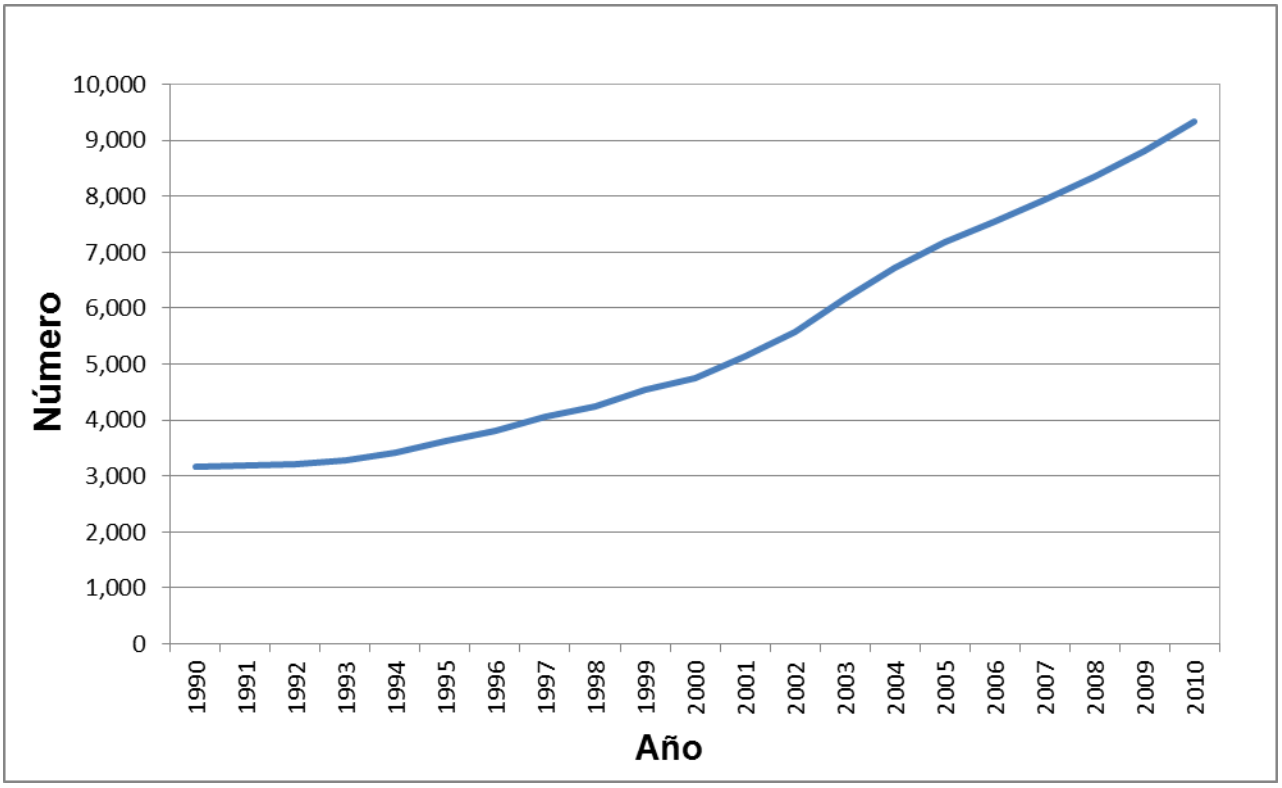

Figura 20. Estaciones de Servicio para Automotores.

Fuente: Anuarios Estadísticos de PEMEX de 1990 a 2011.

Tabla 15. Terminales de Gas Natural Licuado.

Nombre de la empresa	Terminal de GNL de Altamira	Energía Costa Azul
Localización	Altamira, Tamaulipas	Ensenada, BC
Capacidad de regasificación (Mm^3/d)	14.16-21.52	28.32-36.81
Capacidad de regasificación (BCFD)	0.50-0.76	1.00-1.30
Capacidad de cada tanque (m^3)	150,000	160,000
Capacidad de almacenamiento de la terminal (m^3)	300,000	320,000
Entrada en operación	30/09/2006	14/05/2008
Posibles fuentes de suministro	Nigeria, Trinidad y Tobago, Argelia, Qatar	Qatar, Bolivia, Australia, Indonesia, Malasia

Fuente: Prospectiva del mercado de gas natural 2010-2025. Comisión Reguladora de Energía.

4.2 Gas enviado a la atmósfera

SENER y PEMEX mantienen estadísticas de gas enviado a la atmósfera, la cual comprende gas natural asociado y no asociado, CO_2 y, a partir del año 2007, se incluyen además los volúmenes de nitrógeno enviados a la atmósfera. La representación gráfica de estos volúmenes se muestra en la figura 21.

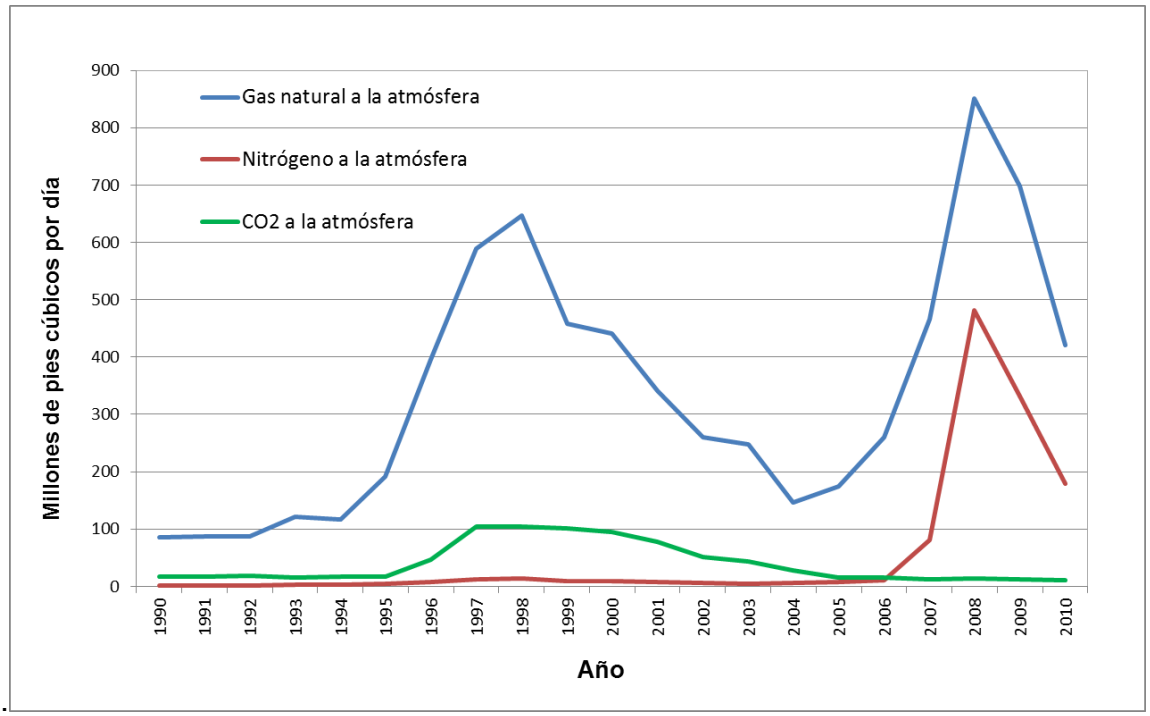

Figura 21. Gas enviado a la atmósfera.
Fuente. Sistema de Información Energética. http://sie.energia.gob.mx

Los volúmenes de gas aumentaron entre 1995 y 1998 debido al aumento en la producción de crudo. Estos volúmenes decrecen a partir del año 1999 por la modernización de la infraestructura de proceso de gas de PEMEX. Sin embargo, se incrementan nuevamente a partir de 2006 por el aumento en el contenido de nitrógeno en Cantarell, lo que impedía su

proceso. Finalmente, nuevamente decrecen en 2009 y 2010 por la inyección de gas amargo en yacimientos.

4.3 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de PEMEX.

A partir del año 2001, PEMEX reporta sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de las que se presenta un resumen por subsidiaria en la Tabla 16 y de manera gráfica en las figuras 22 y 23.

Como se puede observar, estas emisiones se mantuvieron entre 46 y 51 millones de toneladas por año de CO_{2eq} entre 2001 y 2006. Sin embargo a en el año 2007 aumentaron y alcanzaron su valor máximo en el año 2008, con casi 87 millones de toneladas de CO_{2eq} por año debido al incremento en mayor medida la quema de gas en Cantarell, ya que comenzó a incrementarse la concentración de nitrógeno en los gases enviados a la atmósfera y no se contaba con infraestructura para procesar estos gases. Se comienzan a reducir a partir del año 2009, por la creación de infraestructura para inyección de gas asociado a yacimientos.

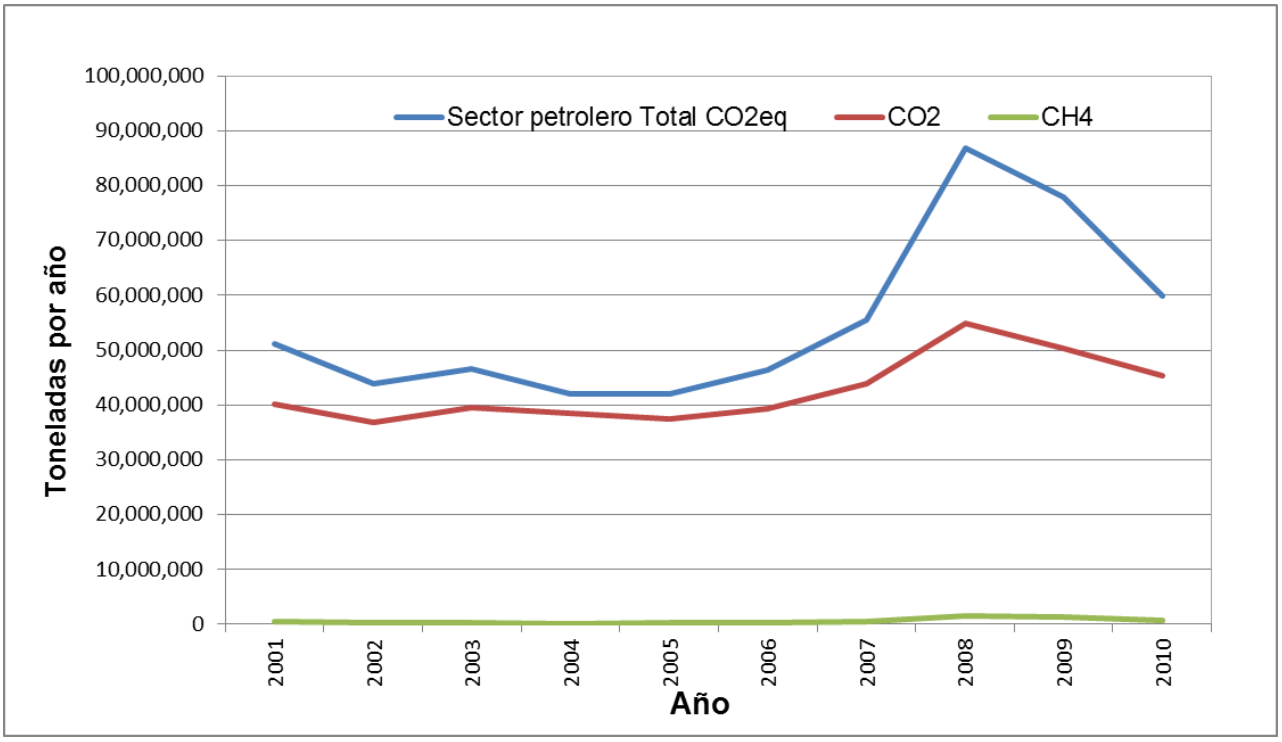

Figura 22. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en PEMEX. 2001-2010

Tabla 16. Reporte de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Toneladas)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Sector petrolero Total $CO2_{eq}$	**51,190,313.1**	**43,872,710.1**	**46,624,015.0**	**41,964,142.1**	**42,020,131.0**	**46,326,944.0**	**55,467,150.0**	**86,900,306.0**	**77,967,408.0**	**59,907,705.2**
CO_2	40,045,655.3	36,922,075.5	39,576,372.1	38,428,467.2	37,444,000.0	39,249,734.0	43,979,436.0	54,919,973.0	50,328,678.0	45,437,060.0
CH_4	530,698.0	330,982.6	335,602.0	168,365.5	217,911.0	337,010.0	547,034.0	1,522,873.0	1,316,130.0	689,078.3
Pemex Exploración y Producción $CO2_{eq}$	**24,002,496.3**	**17,234,380.1**	**18,053,303.0**	**13,250,393.1**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**
CO_2	13,258,682.9	10,548,900.3	11,523,847.9	10,019,949.0	9,925,000.0	11,180,373.0	15,499,458.0	25,703,724.0	21,755,653.0	17,883,601.0
CH_4	511,610.2	318,356.2	310,926.4	153,830.7	0.0	0.0	0.0	1,360,479.0	0.0	0.0
Pemex Refinación $CO2_{eq}$	**13,893,455.0**	**14,385,081.0**	**16,461,701.8**	**16,324,123.1**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**
CO_2	13,690,836.9	14,238,703.6	16,086,871.1	16,119,861.7	15,642,000.0	15,745,902.0	15,685,824.0	15,619,860.0	15,016,200.0	13,898,727.0
CH_4	9,648.5	6,970.4	17,849.1	9,726.7	0.0	0.0	0.0	11,901.0	0.0	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica $CO2_{eq}$	**6,586,648.5**	**6,285,532.7**	**6,169,941.7**	**6,216,681.0**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**
CO_2	6,402,700.9	6,176,831.6	6,033,549.2	6,124,234.0	5,845,000.0	6,135,706.0	6,197,243.0	6,631,044.0	7,008,963.0	7,055,718.0
CH_4	8,759.4	5,176.2	6,494.9	4,402.2	0.0	0.0	0.0	14,454.0	0.0	0.0
Pemex Petroquímica $CO2_{eq}$	**6,698,158.6**	**5,959,043.4**	**5,927,343.0**	**6,162,296.3**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**
CO_2	6,683,881.7	5,948,968.8	5,920,381.5	6,153,775.5	6,032,000.0	6,187,753.0	6,596,911.0	6,963,812.0	6,546,087.0	6,596,850.0
CH_4	679.9	479.7	331.5	405.8	0.0	0.0	0.0	323.0	0.0	0.0
Pemex Corporativo $CO2_{eq}$	**9,554.7**	**8,672.9**	**11,725.6**	**10,648.6**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**	**ND**
CO_2	9,552.8	8,671.1	11,722.4	10,647.0	0.0	0.0	0.0	1,533.0	1,775.0	555.0
CH_4	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. Reporte de Gases de Efecto Invernadero 2005, 2009 y 2010. Informes de Desarrollo Sustentable 2002 al 2007. Informe de Responsabilidad Social 2008 al 2010.

Por subsidiaria, como se muestra en la figura 23, PEMEX Exploración y Proc
seguida por PEMEX Refinación han sido los principales contribuyentes a estas emis

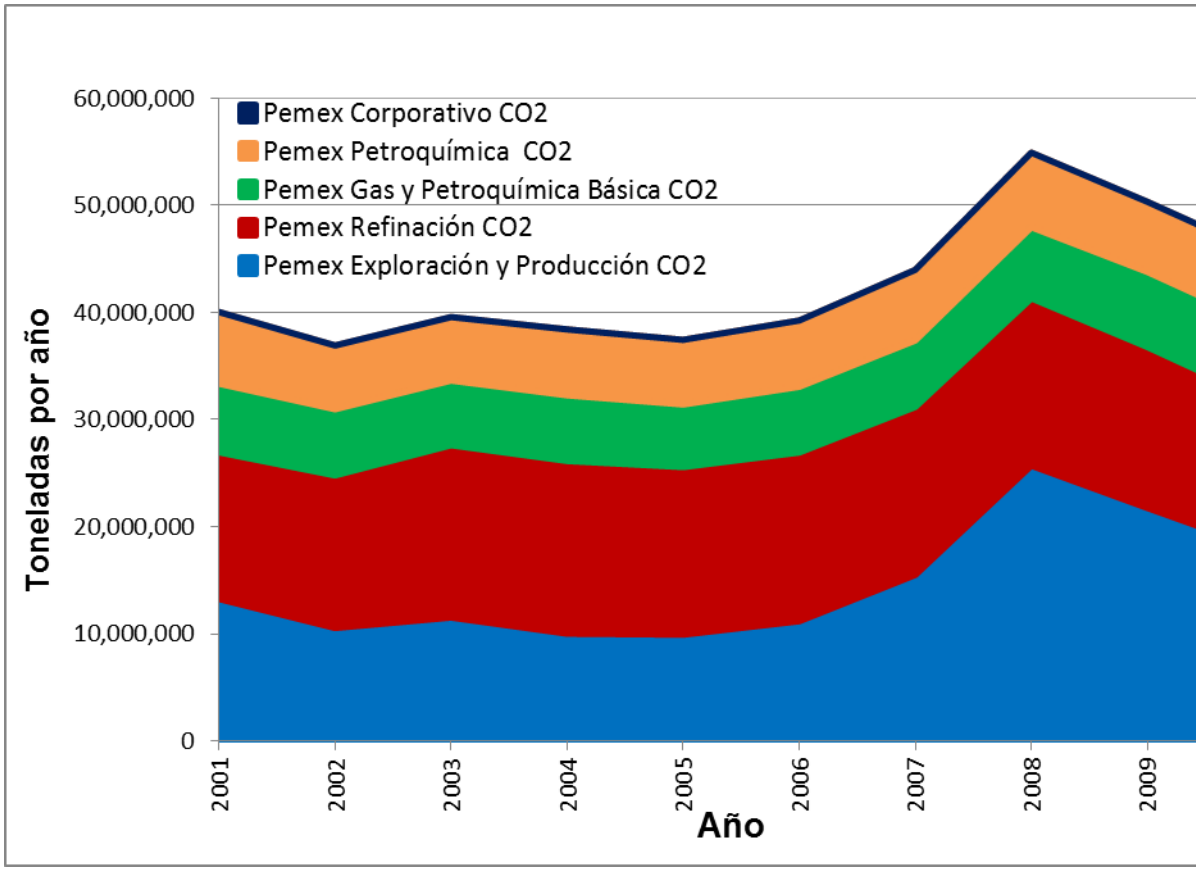

Figura 23. Emisiones de CO_2 en PEMEX por Subsidiaria.

4.4 Revisión de literatura de factores de emisión

De acuerdo la Guía Metodológica del IPCC del 2006 para Inventarios de Emisi
Gases con Efecto Invernadero (IPCC, 2006), llamada en adelante Guía IPCC 2006
de la categoría 1.B.2 se deben reportar las emisiones que se denotan como "fugitiv
que se denotan como "venteos" así como el "quemado" de gas natural y de gas res
las instalaciones de la industria del petróleo y gas natural.

Las emisiones “fugitivas” incluyen las fugas de los equipos, las pérdidas por evaporación en el almacenamiento de hidrocarburos y las pérdidas de gas natural cuando éste se usa como medio de propulsión en los sistemas de control, en las bombas de inyección de aditivos y en el arranque de los compresores.

Además, se deben incluir los venteos de las columnas de regeneración de los deshidratadores de glicol. Se considera que esta categoría del inventario es la que tienen una menor diferencia en las intensidades de emisión (unidad de emisión con respecto a un indicador de producción) entre los diferentes países.

Las emisiones, en el nivel más preciso de la metodología, el nivel 3, se calculan realizando un conteo de los diferentes dispositivos de proceso de una instalación o planta industrial y multiplicando el número de cada tipo de dispositivo por su correspondiente factor de emisión.

Este nivel de cálculo requiere de un conocimiento profundo de la operación de la industria del petróleo y gas natural así como de una base de datos extensa. Algunos países calculan con este nivel 3 el inventario para un año base y estiman los factores de emisión de nivel 2 como las intensidades de emisión en ese año base. Se consideran factores de emisión del nivel 2 porque son específicos para ese país en particular. Si otros países utilizan estos factores de emisión se consideran de nivel 1.

Las emisiones por venteo denotan precisamente los venteos de gas asociado y de gas disuelto en las instalaciones de producción de petróleo cuando no se tiene la capacidad de aprovechar al gas y éste no es quemado. En la Guía IPCC 2006 se le llama a estas emisiones venteos reportados, pues en algunos países industrializados se debe efectuar el reporte correspondiente (CAPP, 2004).

En nuestro país, PEMEX-Exploración y Producción debe reportar a partir del año 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos los volúmenes de gas no aprovechado que incluyen tanto los volúmenes de gas venteado como los volúmenes enviados a quemar, aunque aparentemente en nuestro país es más común la quema. En otros países es común el venteo de corrientes con poco contenido de gases ácidos y el quemado de las corrientes ácidas.

La Guía IPCC 2006 recomienda que cuando se conozcan los volúmenes venteados se deben utilizar estos para determinar las emisiones de metano y dióxido de carbono corrigiéndolos con la composición del gas venteado. Cuando no se conoce ésta la Guía IPCC 2006 específica una composición típica del gas natural venteado de 97.3 % de metano, 0.26 % de dióxido de carbono, 1.7% de nitrógeno y 0.74% de hidrocarburos más pesados que el metano, todo lo anterior en % mol.

Los factores de emisión que resultan al suponer esta composición para el metano y el dióxido de carbono son 0.66 y 0.0049 Gg por millón de metros cúbicos de gas venteados. En todo caso sería necesario establecer esta composición con más exactitud para el caso de nuestro país. Cuando no se cuenta con el reporte de los volúmenes de gas venteados se pueden utilizar los factores de emisión de nivel 1 reportados en la Guía IPCC 2006 aunque estos están sujetos a una gran incertidumbre. Además, las emisiones por venteo incluyen las emisiones de gas desperdiciado por purgas y eventos de emergencia e imprevistos en las instalaciones de la industria petrolera que se deben reportar en la categoría otros de la tabla 17.

Las emisiones por quemado denotan en la Guía del IPCC 2006 a las emisiones de todos los sistemas de quemado tanto continuos como de emergencia presentes en las instalaciones de la industria del gas y el petróleo.

La intensidad de quemado varía significativamente entre los diferentes países y esto depende de su capacidad de aprovechamiento del gas natural asociado a la explotación del petróleo y de las normas de seguridad que pueden obligar en cada país a quemar y no ventear a los gases ácidos. Cuando se conocen los volúmenes de gas enviado a quemar, la guía 2006 recomienda que se utilicen estos junto con una eficiencia de quemado del 98% y una composición típica del gas enviado a quemador de 91.9 % de metano, 0.58 % de dióxido de carbono, 0.68% de nitrógeno y 6.84 % de hidrocarburos más pesados que el metano, todo lo anterior en % mol.

Los factores de emisión obtenidos con esta composición para el metano, el dióxido de carbono y el óxido nitroso resultan ser 0.012, 2 y 0.000023 Gg por millón de metros cúbicos de gas quemado.

La composición de los gases enviados a quemar se debe establecer con mayor precisión en nuestro país, pues una de las causas de enviar el gas asociado a quemar es su gran contenido de nitrógeno por la utilización de este gas inerte en la recuperación de petróleo de la región marina. Cuando no se cuenta con el reporte de los volúmenes de gas quemados se pueden utilizar los factores de emisión de nivel 1 reportados en la Guía IPCC 2006 aunque estos están sujetos a una gran incertidumbre.

Para propósitos de reporte esta categoría del inventario se divide como se muestra en la Tabla 17. La principal distinción se hace entre los sistemas de petróleo y gas natural los cual a su vez están divididos de acuerdo a los tres principales tipos de emisión: venteo, quemado y los demás tipos de emisiones fugitivas. Esta última categoría se divide en varios segmentos de los sistemas de petróleo y gas de acuerdo al tipo de actividad que se lleve a cabo. La Guía IPCC 2006 señala como buena práctica una mayor desagregación de como se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Principales Sectores para el Reporte de Emisiones Fugitivas por la Producción y Transporte de Petróleo y Gas Natural.

Código IPCC	Nombre del Sector	Explicación
1 B 2	Petróleo y gas	Comprende las emisiones fugitivas de todas las actividades de la industria del petróleo y gas natural. Las principales fuentes de emisión deben incluir las fugas de los equipos, las pérdidas por evaporación, el quemado, el venteo y las pérdidas por accidentes.
1 B 2 a	Petróleo	Comprende las emisiones por venteo, quemado y todas las demás emisiones fugitivas asociadas con la exploración, producción, transmisión, mejora y refinación de petróleo así como la distribución de los petrolíferos.
1 B 2 a i	Venteo	Venteo del gas natural asociado por falta de infraestructura para aprovecharlo así como venteo de gas residual y vapores en las instalaciones que manejan petróleo.
1 B 2 a ii	Quemado	Quemado de gas natural asociado por falta de infraestructura para aprovecharlo o quemado de corrientes de gas residual o vapores en las instalaciones petroleras.
1 B 2 a iii	Todas las demás fugitivas	Emisiones en las instalaciones que manejan petróleo por fugas de equipos, evaporaciones en tanques, descontrol de pozos, tratamiento biológico de tierras, migración de gas alrededor de los cabezales de pozo y todas las otras emanaciones de gas y vapores de proceso no consideradas como venteo o quemado incluyendo la ruptura de tuberías y conexiones.
1 B 2 a iii 1	Exploración	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por perforación, prueba y terminación de pozos de petróleo.
1 B 2 a iii 2	Producción y Mejora de Petróleo Crudo	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) que ocurren en el pozo y las instalaciones superficiales hasta el inicio del sistema de trasporte de crudo. Se incluyen las emisiones fugitivas por mantenimiento de pozos, sistemas de reinyección de gas y sistemas de disposición de aguas congénitas. Se incluyen las emisiones de las plantas de mejora de crudo.
1 B 2 a iii 3	Transporte de Petróleo Crudo	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) relacionadas con el transporte de petróleo crudo a los mercados, a las refinerías o las plantas de mejora del crudo. El sistema de transporte incluye tuberías, buques tanque y carros tanque. Las pérdidas por evaporación en los sistemas de almacenamiento y las actividades de carga y descarga así como las fugas de equipos son las principales fuentes de emisión.

Código IPCC	Nombre del Sector	Explicación
1 B 2 a.iii 4	Refinación	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) en las refinerías de petróleo que procesen petróleo crudo, líquidos del gas natural y crudo sintético para producir principalmente combustibles y lubricantes (petrolíferos).
1 B 2 a iii 5	Distribución de Petrolíferos	Este rubro comprende emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por el transporte y distribución de productos refinados incluyendo las grandes terminales y las estaciones de servicio. Las pérdidas por evaporación en los sistemas de almacenamiento y las actividades de carga y descarga así como las fugas de equipos son las principales fuentes de emisión.
1 B 2 a iii 6	Otros	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas de manejo de petróleo y derivados no consideradas en los cinco anteriores rubros. Se incluyen emisiones por derrames y otros accidentes como el descontrol de pozos así como las emisiones en instalaciones de tratamiento de crudo residual y de disposición de residuos de los pozos.
1 B 2 b	Gas Natural	Comprende las emisiones por venteo, quemado y todas las demás emisiones fugitivas asociadas con la exploración y producción de gas natural no asociado, la transmisión y procesamiento de gas natural tanto asociado como no asociado así como la distribución de gas natural al consumo final.
1 B 2 b i	Venteo	Venteo del gas natural no asociado por fallas en la infraestructura para aprovecharlo así como venteo de gas residual y vapores en las instalaciones que manejan gas natural.
B 2 b ii	Quemado	Quemado de gas natural no asociado por fallas en la infraestructura para aprovecharlo o quemado de corrientes de gas residual o vapores en las instalaciones de manejo de gas natural.
1 B 2 b iii	Todas las demás fugitivas	Emisiones en las instalaciones que manejan gas natural por fugas en los equipos, pérdidas en sistemas de almacenamiento, descontrol de pozos, tratamiento biológico de tierras, migración de gas alrededor de los cabezales de pozo y todas las otras emanaciones de gas y vapores de proceso no consideradas como venteo o quemado incluyendo la ruptura de tuberías y conexiones.
1B 2 b iii 1	Exploración	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por perforación, prueba y terminación de pozos de gas.

Código IPCC	Nombre del Sector	Explicación
1B 2 b iii 2	Producción de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) que ocurren en el pozo y las instalaciones superficiales hasta las plantas de proceso o el inicio del sistema de transporte de gas. Se incluyen las emisiones fugitivas por mantenimiento de pozos y en instalaciones superficiales para aprovechar el gas, deshidratarlo y tratarlo y disponer de los gases ácidos en instalaciones previas a las plantas de proceso y en los sistemas de disposición de aguas congénitas.
1 B 2 b iii 3	Procesamiento de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) en las plantas de que procesan gas natural asociado y no asociado para producir gas combustible, gas licuado de petróleo, metano, etano y condensados del gas natural.
1 B 2 b iii 4	Transporte y almacenamiento de gas natural.	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas utilizados para transportar gas natural a los consumidores finales (consumidores industriales y sistemas de distribución de gas natural). Se deben incluir las emisiones fugitivas de los sistemas de almacenamiento de gas natural incluidos los de gas natural licuado. Si hay plantas intermedias de extracción de condesados sus emisiones se deben reportar en el procesamiento de gas (Sección 1.B.2.b.iii.3). Las emisiones fugitivas por el transporte de líquidos del gas natural se deben reportar en la categoría 1.B.2.a.iii.3.
1 B 2 b iii 5	Distribución de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por la distribución de gas natural.
1 B 2 b iii 6	Otros	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas de manejo de gas natural no consideradas en los cinco anteriores rubros. Se incluyen emisiones por el descontrol de pozos, rupturas o perforaciones de tuberías y conexiones y otros accidentes.
1 B 3	Otras emisiones fugitivas del sector energético	Emisiones fugitivas por la producción de energía geotérmica y otros tipos de producción de energía no incluidos en 1.B.1 o 1.B.2.

El metano es el gas con efecto invernadero más importante en esta categoría del inventario pues se fuga o es venteado en todo el sistema de petróleo y gas natural. El dióxido de carbono por su parte puede provenir de los mismos yacimientos de petróleo y gas natural o formarse por la quema no productiva de gas asociado o gas residual o por reacciones específicas en la refinación del petróleo.

Para los fines de esta categoría del inventario el óxido nitroso se forma en pequeña cantidad al quemarse improductivamente el gas natural o el gas residual.

En la tabla 18 se resumen los factores de emisión generales cuando se conoce la cantidad de gas venteado y de gas quemado cuyo desarrollo en la Guía IPCC 2006 se explicó en los párrafos anteriores.

Tabla 18. Factores de Emisión Generales por Quema y Venteo para la Industria del Petróleo y Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Gas	Unidades de Medición	Referencia
Todo	Todo	1B 2 a ii 1B 2 b ii	Quemado	1.2 E-02	CH_4	$Gg/10^6m^3$ gas quemado	IPCC, 2006
	Todo	1B 2 a i 1B 2 b i	Venteo	6.6 E-01	CH_4	$Gg/10^6m^3$ gas venteado	IPCC, 2006
	Todo	1B 2 a ii 1B 2 b ii	Quemado	2.0	CO_2	$Gg/10^6m^3$ gas quemado	IPCC, 2006
	Todo	1B 2 a i 1B 2 b i	Venteo	4.90 E-03	CO_2	$Gg/10^6m^3$ gas venteado	IPCC, 2006
	Todo	1B 2 a ii 1B 2 b ii	Quemado	2.30 E-05	N_2O	$Gg/10^6m^3$ gas quemado	IPCC, 2006

Composición típica del gas natural venteado de 97.3 % de metano, 0.26 % de dióxido de carbono, 1.7% de nitrógeno y 0.74% de hidrocarburos más pesados que el metano, todo lo anterior en % mol.
Composición típica del gas enviado a quemador de 91.9 % de metano, 0.58 % de dióxido de carbono, 0.68% de nitrógeno y 6.84 % de hidrocarburos más pesados que el metano, todo lo anterior en % mol. Eficiencia de quemado del 98%.

En las tablas 19, 20 y 21 se muestran los factores de emisión disponibles en la literatura para las actividades relacionadas con la perforación, terminación y mantenimiento de pozos de gas natural.

Tabla 19. Factores de emisión de metano por las Actividades de Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referencia
Perforación de pozos	Todo	1B 2 b ii	Quemado	2.43E-07	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.23E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.14E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.83E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.01E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.19E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.50E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.530E-05	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Prueba de pozos (Terminación)	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.50E-03		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.48E-03		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.37E-03		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.44E-03		Gg/pozo probado	USA, 2012

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referencia
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.65E-03		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.59E-03		Gg/pozo probado	USA, 2012
Mantenimiento normal de pozos	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.03E-05		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.97E-05		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.58E-05		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.84E-05		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.52E-0		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	5.32E-05		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
Mantenimiento con purga de líquidos	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.81E-05		$Gg/10^6m^3$ gas producido	CAPP, 2005
	Todo	1B 2 b i	Venteo	2.62E-02		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.35E-02		Gg/pozo purgado	USA, 2010
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.33E-02		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.67E-02		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	2.87E-02		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.85E-02		Gg/pozo purgado	USA, 2012

Tabla 20. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidumbre	Unidades de Medición	Referencia
Perforación de pozos	Todo	1B 2 b ii	Quemado	4.86E-04	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.88E-07		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.82E-07		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.59E-07		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.72E-07		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.85E-07		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.08E-07		Gg/pozo perforado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.14E-07	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Prueba de pozos (Terminación)	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.11E-05		Gg/pozo probado	USA, 2010
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.10E-05		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.02E-05		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.07E-05		Gg/pozo probado	USA, 2010
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.23E-05		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.18E-05		Gg/pozo probado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b ii	Quemado	4.27E-02		Gg/pozo perforado	CAPP, 2004

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidumbre	Unidades de Medición	Referencia
Mantenimiento normal de pozos	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.73E-07		Gg/pozo mantenido	USA, 2010
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.69E-07		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.40E-07		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.59E-07		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	4.10E-07		Gg/pozo mantenido	USA, 2010
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.95E-07		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
Mantenimiento con purga de líquidos	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.57E-07		$Gg/10^6 m^3$ gas producido	CAPP, 2004
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.95E-04		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.00E-04		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	9.87E-05		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	1.24E-04		Gg/pozo purgado	USA, 2010
	Todo	1B 2 b i	Venteo	2.13E-04		Gg/pozo purgado	USA, 2012
	Todo	1B 2 b i	Venteo	3.60E-04		Gg/pozo purgado	USA, 2012

Tabla 21. Factores de emisión de N_2O por las Actividades de Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidumbre	Unidades de Medición	Referencia
Perforación de pozos	Todo	1B 2 b ii	Quemado	4.66E-10		Gg/pozo perforado	CAPP, 2004

En la tabla 22 se presentan los factores de emisión del metano para las actividades relacionadas con la perforación, terminación y mantenimiento de pozos de crudo. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la Canadian Association of Petroleum Producers CAPP (2004) pero desglosados como ya se explicó en los dos párrafos anteriores. También se presentan valores del anexo 3 al inventario de los Estados Unidos de América 2010 (USA, 2012).

En la tabla 23 se presentan los factores de emisión para las actividades relacionadas con las actividades de perforación, terminación y mantenimiento de pozos de gas natural para el caso del CO_2. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) recalculados por tipo de actividad y emisión para tener el desglose de acuerdo a la Guía IPCC 2006. También se presentan valores del anexo 3 al inventario de EUA 2010 estimados de acuerdo al contenido relativo de CO_2 y metano recomendado en la Guía 2006 del IPCC.

En la tabla 24 se presentan los factores de emisión para las actividades relacionadas con la perforación, terminación y mantenimiento de pozos de gas natural para el caso del óxido nitroso. Para este gas de efecto invernadero sólo se tienen emisiones apreciables en el caso del quemado de gas. Estos factores de emisión se derivan de los factores de emisión de metano corrigiéndolos por el contenido de N_2O y CH_4 de los gases de combustión en quemadores.

Tabla 22. Factores de emisión de metano por las Actividades de Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos de Petróleo Crudo.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidumbre	Unidades de Medición	Referencia
Perforación pozos	Todo	1B 2 a ii	Quemado	2.43E-07	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
	Todo	1B 2 a i	Venteo	1.53E-05	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Prueba de pozos (Terminación)	Todo	1B 2 a i	Venteo	1.41E-05		Gg/pozo probado	USA, 2012
Mantenimiento normal de pozos	Todo	1B 2 a i	Venteo	1.85E-06		Gg/pozo mantenido	USA, 2012

Tabla 23. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos de Petróleo Crudo.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidumbre	Unidades de Medición	Referencia
Perforación pozos	Todo	1B 2 a ii	Quemado	4.86E-04	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
	Todo	1B 2 a i	Venteo	1.14E-07	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Prueba (terminación) de pozos	Todo	1B 2 a i	Venteo	7.59E-07		Gg/pozo probado	USA, 2012
Mantenimiento normal de pozos	Todo	1B 2 a i	Venteo	1.01E-07		Gg/pozo mantenido	USA, 2012

Tabla 24. Factores de emisión de N_2O por las Actividades de Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos de Petróleo Crudo.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidumbre	Unidades de Medición	Referencia
Prueba de pozos (Terminación)	Todo	1B 2 a ii	Quemado	4.66E-10		Gg/pozo perforado	CAPP, 2004

Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) pero desglosados como ya se explicó en los dos párrafos anteriores. y en el anexo 3 al inventario de EUA 2010. También se presentan valores del anexo 3 al inventario de EUA 2010 (USA, 2012).

A su vez, en la tabla 25 se presentan los factores de emisión de metano para las actividades de producción de gas natural no asociado. Los factores de emisión se muestran para toda la actividad de producción y para las actividades de las plataformas petroleras. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) recalculados por tipo de actividad y emisión para tener el desglose de acuerdo a la Guía IPCC 2006. Se presentan también factores para emisiones fugitivas estimados por el Instituto Americano del Petróleo (API, 2009).

En la tabla 26 se presentan los factores de emisión de CO_2 para las actividades de producción de gas natural no asociado. Los factores de emisión se muestran para toda la actividad de producción (CAPP, 2004) recalculados por tipo de actividad y emisión para tener el desglose de acuerdo a la Guía IPCC 2006 y para las actividades de las plataformas petroleras (USA, 2012).

Tabla 25. Factores de emisión de metano por las Actividades de Producción en Pozos de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidum-bre	Unidades de Medición	Referen-cia
Producción de Gas	Todo	1B 2 b ii	Quemado	1.20E-02		Gg/10^6m^3 gas quemado	IPCC, 2006
	Todo	1B2 b ii	Quemado	7.60E-07	+/- 25%	Gg/10^6m^3 gas producido	IPCC, 2006
	Todo	1B2 b ii	Quemado	7.63E-07		Gg/10^6m^3 gas producido	CAPP, 2004
	Todo	1B2 b ii	Quemado	1.1 E-05		Gg/10^6m^3 gas producido	IPCC, 2000b
	Todo	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	2.3E-03	+/- 100%	Gg/10^6m^3 gas producido	IPCC, 2006
	Todo	1.B.2.b.iii 2	Fugitivas	3.8E-04	+/- 100%	Gg/10^6m^3 gas producido	IPCC, 2006
	Todo	1.B.2.b.iii 2	Fugitivas	2.6E-03		Gg/10^6m^3 gas producido	IPCC, 2000b
	Todo	1.B.2.b.iii 2	Fugitivas	2.9E-03		Gg/10^6m^3 gas producido	IPCC, 2000b
	Todo	1.B.2.b.iii 2	Fugitivas	2.22E-03		Gg/10^6m^3 gas producido	CAPP, 2004
	Todo	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	2.57E-03		Gg/10^6m^3 gas producido	GRI/EPA, 1996
	Producción Terrestre	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	9.19E-04	+/- 53%	Gg/10^6m^3 gas producido	API, 2009
	Plataformas Marinas	1 B 2 b ii	Quemado	1.07E-03		Gg/ Plataforma/ Año	USA, 2010
	Plataformas Marinas Poco Profundas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	1.35E-01		Gg/ Plataforma/ año	USA, 2012
	Plataformas Marinas Profundas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	5.60E-01		Gg/ Plataforma/ Año	USA, 2012

Tabla 26. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Producción en Pozos de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidum-bre	Unidades de Medición	Referen-cia
Producción de Gas	Todo	1B 2 b ii	Quemado	2.0		$Gg/10^6m^3$ gas quemado	IPCC, 2006
	Todo	1 B 2 b ii	Quemado	1.20E-03	+/- 25%	$Gg/10^6m^3$ gas producido	IPCC, 2006
	Todo	1 B 2 b ii	Quemado	1.11E-03		$Gg/10^6m^3$ gas producido	CAPP, 2004
	Todo	1 B 2 b ii	Quemado	1.8E-03		$Gg/10^6m^3$ gas producido	IPCC, 2000b
	Todo	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	1.40E-05	+/- 100%	$Gg/10^6m^3$ gas producido	IPCC, 2006
	Todo	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	8.20E-05	+/- 100%	$Gg/10^6m^3$ gas producido	IPCC, 2006
	Todo	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	9.5E-05		$Gg/10^6m^3$ gas producido	IPCC, 2000b
	Todo	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	8.27E-05		$Gg/10^6m^3$ gas producido	CAPP, 2004
	Todo	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	1.91E-05		$Gg/10^6m^3$ gas producido	GRI/EPA, 1996
	Todo	1 B 2 b ii	Quemado	2.14E-02		$Gg/10^6m^3$ gas producido	USA, 2012
	Plataformas marinas	1 B 2 b ii	Quemado	1.79E-01		Gg/ Plataforma/ Año	USA, 2012
	Plataformas Marinas poco profundas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	6.84E-04		Gg/ Plataforma/ año	USA, 2012
	Plataformas marinas profundas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	2.93E-03		Gg/ Plataforma/ año	USA, 2012

En la tabla 27 se presentan los factores de emisión para las actividades relacionadas con la producción en pozos de gas natural para el caso del óxido nitroso. Para este gas de efecto invernadero sólo se tienen emisiones apreciables en el caso del quemado de gas. Estos factores de emisión se derivan de los factores de emisión de metano corrigiéndolos por el contenido de N_2O y CH_4 de los gases de combustión en quemadores.

Tabla 27. Factores de emisión de N_2O por las Actividades de Producción en Pozos de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incertidumbre	Unidades de Medición	Referencia
Producción de Gas	Todo	1B 2 b ii	Quemado	2.30E-05		Gg/10^6m^3 gas quemado	IPCC, 2006
	Todo	1 B 2 b ii	Quemado	2.10E-08	-10+1000%	Gg/10^6m^3 gas producido	IPCC, 2006
	Todo	1 B 2 b ii	Quemado	1.46E-09		Gg/10^6m^3 gas producido	CAPP, 2004
	Plataformas marinas	1 B 2 b ii	Quemado	2.06E-06		Gg/ Plataforma/ Año	USA, 2012

En la tabla 28 se presentan los factores de emisión de metano para las actividades de procesamiento de gas natural. Los factores de emisión se muestran para diferentes tipos de plantas de procesamiento.

Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Se presentan también factores para emisiones fugitivas estimados por el Instituto Americano del Petróleo (API, 2009) además de un valor calculado a partir de la información del inventario de EUA de 2010 (USA, 2012).

Tabla 28. Factores de emisión de metano por las Actividades de Procesamiento de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Proceso de Gas	Proceso de gas dulce	1B 2 b	Todas	7.1E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso de gas amargo	1B 2 b	Todas	2.4E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b	Todas	7.2E-05		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso gas general	1B 2 b	Todas	9.0E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	USA, 2010
	Proceso de gas dulce	1B 2 b iii 3	Fugitivas	4.8E-04	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas dulce	1B 2 b iii 3	Fugitivas	10.3E-04	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas dulce	1B 2 b iii 3	Fugitivas	6.9E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas dulce	1B 2 b iii 3	Fugitivas	10.7E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas amargo	1B 2 b iii 3	Fugitivas	9.7E-05	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas amargo	1B 2 b iii 3	Fugitivas	2.1E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.1E-05	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.0E-05		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas general	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.5E-04	±100%	Gg/10^6m^3 gas seco producido	IPCC, 2006
	Proceso de gas general	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.03E-03	±82.2%	Gg/10^6m^3 gas procesado	API, 2009
	Proceso gas general	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.69E-03		Gg/10^6m^3 gas procesado	USA, 2010
	Proceso de gas dulce	1B 2 b ii	Quemado	1.2E-06	±25%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas dulce	1B 2 b ii	Quemado	1.3E-05		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas amargo	1B 2 b ii	Quemado	2.4E-06	±25%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas amargo	1B 2 b ii	Quemado	2.9E-05		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b ii	Quemado	7.2E-08	±25%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b ii	Quemado	6.2E-06		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso gas general	1B 2 b ii	Quemado	2.0E-06	±25%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006

En la tabla 29 se presentan los factores de emisión de CO_2 para las actividades de procesamiento de gas natural.

Tabla 29. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Procesamiento de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Proceso de Gas	Proceso de gas dulce	1B 2 b	Todas	3.9E-03		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso de gas amargo	1B 2 b	Todas	7.5E-02		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b	Todas	2.1E-06		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso de gas general	1B 2 b	Todas	4.61E-02		Gg/10^6m^3 gas procesado	USA, 2010
	Proceso de gas dulce	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.5E-04	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas dulce	1B 2 b iii 3	Fugitivas	3.2E-04	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas dulce	1B 2 b iii 3	Fugitivas	2.7E-05		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas amargo	1B 2 b iii 3	Fugitivas	7.9E-06	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas amargo	1B 2 b iii 3	Fugitivas	2.9E-05		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.6E-06	±100%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b iii 3	Fugitivas	3.0E-07		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas general	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.2E-05	±100%	Gg/10^6m^3 gas seco producido	IPCC, 2006
	Proceso de gas general	1B 2 b iii 3	Fugitivas	1.29E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	USA, 2010

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
	Proceso de gas dulce	1B 2 b ii	Quemado	1.8E-03	±25%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas dulce	1B 2 b ii	Quemado	2.1E-03		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas amargo	1B 2 b ii	Quemado	3.6E-03	±25%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas amargo	1B 2 b ii	Quemado	4.6E-03		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b ii	Quemado	1.1E-04	±50%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b ii	Quemado	9.7E-04		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000b
	Proceso de gas general	1B 2 b ii	Quemado	3.0E-03	±50%	Gg/10^6m^3 gas seco producido	IPCC, 2006
	Proceso de gas amargo	1B 2 b i	Venteo	6.3E-02	-10 a +1000%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas general	1B 2 b i	Venteo	4.0E-02	-10 a +1000%	Gg/10^6m^3 gas seco producido	IPCC, 2006
	Proceso de gas general	1B 2 b i	Venteo	4.60E-02		Gg/10^6m^3 gas procesado	USA, 2012

Los factores de emisión se muestran para diferentes tipos de plantas de procesamiento. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006.

Se incluyen algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Se presentan también factores para emisiones fugitivas, quemado y venteo calculados a partir de la información del inventario de EUA de 2010 (USA, 2012) y del procesamiento de gas obtenido de la base de datos de la Agencia Americana de Información en Energía: Energy Information Administration (EIA, 2012).

En la tabla 30 se muestran los factores de emisión para las actividades relacionadas con el procesamiento de gas natural para el caso del óxido nitroso. Para este gas de efecto invernadero sólo se tienen emisiones apreciables en el caso del quemado de gas. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006.

Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Tabla 30. Factores de emisión de N_2O por las Actividades de Procesamiento de Gas.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Proceso de Gas	Proceso gas dulce	1B 2 b	Todas	4.6E-08		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso de gas amargo	1B 2 b	Todas	5.4E-08		Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2000
	Proceso de gas dulce	1B 2 b ii	Quemado	2.5E-08	-10 a +1000%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas amargo	1B 2 b ii	Quemado	5.4E-08	-10 a +1000%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas paralelo al transporte	1B 2 b ii	Quemado	1.2E-08	-10 a +1000%	Gg/10^6m^3 gas procesado	IPCC, 2006
	Proceso de gas general	1B 2 b ii	Quemado	3.3E-08	-10 a +1000%	Gg/10^6m^3 gas seco Producido	IPCC, 2006

En la tabla 31 se presentan los factores de emisión de metano para las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se muestran algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Se incluyen también factores, tanto para emisiones fugitivas como para venteos, calculados a partir de la información del inventario de EUA 2010 (USA, 2012) para las terminales de importación y almacenamiento de gas natural licuado (GNL). Así mismo, se presenta factores de emisión calculados a partir de la información del Compendio API (2009) para el caso de transporte de gas natural.

Tabla 31. Factores de emisión de metano por las Actividades de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Transporte/ Almacenamiento de Gas	Transporte	1 B 2 b	Todas	3.4E-03		Gg/km tubería	IPCC, 2000
	Transporte	1 B 2 b	Todas	3.7E-03		Gg/km Tubería	IPCC, 2000
	Almacena-miento	1 B 2 b	Todas	8.4E-04		Gg/10^6m^3 gas almacenado	IPCC, 2000
	Almacena-miento	1 B 2 b	Todas	5.8E-03		Gg/10^6m^3 gas almacenado	IPCC, 2000
	Almacena-miento	1 B 2 b	Todas	4.3E-04		Gg/10^6m^3 gas extraído	IPCC, 2000b
	Almacena-miento	1 B 2 b	Todas	42.0E-04		Gg/10^6m^3 gas extraído	IPCC, 2000b
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	6.6E-05	±100%	Gg/10^6m^3 gas vendido	IPCC, 2006

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	4.8E-04	±100%	Gg/10^6m^3 gas vendido	IPCC, 2006
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	2.1E-03		Gg/km tubería	IPCC, 2000b
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	2.9E-03		Gg/km tubería	IPCC, 2000b
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	1.31E-04	±120%	Gg/km tubería	API, 2009
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	4.40E-05	±75%	Gg/10^6m^3 gas vendido	IPCC, 2006
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	0.8E-03		Gg/km tubería	IPCC, 2000b
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	1.2E-03		Gg/km tubería	IPCC, 2000b
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	3.20E-04	±75%	Gg/10^6m^3 gas vendido	IPCC, 2006
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	8.41E-04	±54.6%	Gg/km tubería	API, 2009
	Almacena-miento	1B 2 b iii 4	Fugitivas	2.50E-05	-20 a +500%	Gg/10^6m^3 gas vendido	IPCC, 2006
	Terminales Importación GNL	1B 2 b iii 4	Fugitivas	1.02		Gg/terminal	USA, 2012
	Terminales Importación GNL	1B 2 b i	Venteo	8.10 E-02		Gg/terminal	USA, 2012
	Terminales Almacena-miento GNL	1B 2 b iii 4	Fugitivas	9.20E-01		Gg/terminal	USA, 2012
	Terminales Almacena-miento GNL	1B 2 b i	Venteo	8.40 E-02		Gg/terminal	USA, 2012

En la tabla 32 se observan los factores de emisión de CO_2 para las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural. Los factores de emisión se muestran para diferentes tipos de plantas de procesamiento. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Se incluyen también factores, tanto para emisiones fugitivas como para venteos, calculados a partir de la información del inventario de los EUA de 2010 (USA, 2012) para las terminales de importación y almacenamiento de gas natural licuado (GNL). Así mismo, se muestran factores de emisión calculados a partir de la información del Compendio API (2009) para el caso de transporte de gas natural.

Para el transporte y almacenamiento de gas natural se reportan como cero los factores de emisión de óxido nitroso en el documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas 2000 pero en la Guía del IPCC del 2006 se especifica que no aplican en esta categoría.

En la tabla 33 se presentan los factores de emisión de metano para las actividades de distribución de gas natural. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996). Se incluyen también factores para emisiones fugitivas calculados a partir de la información del inventario de los EUA de 2010 (USA, 2012) para la distribución de gas natural.

Tabla 32. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Transporte/ Almacenamiento de Gas	Transporte	1 B 2 b	Todas	0		Gg/km tubería	IPCC, 2000
	Almacena-miento	1 B 2 b	Todas	0		$Gg/10^6m^3$ gas almacenado	IPCC, 2000
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	8.8E-07	±100%	$Gg/10^6m^3$ gas vendido	IPCC, 2006
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	1.6E-05		Gg/km tubería	IPCC, 2000b
	Transporte	1B 2 b iii 4	Fugitivas	8.31E-06	±94.3%	Gg/km tubería	API, 2009
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	3.1E-06	±75%	$Gg/10^6m^3$ gas vendido	IPCC, 2006
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	8.5E-06		Gg/km tubería	IPCC, 2000b
	Transporte	1B 2 b i	Venteo	8.41E-04	±54.3%	Gg/km tubería	API, 2009
	Almacena-miento	1B 2 b iii 4	Fugitivas	1.1E-07	-20 a +500%	$Gg/10^6m^3$ gas vendido	IPCC, 2006
	Terminales Importación GNL	1B 2 b iii 4	Fugitivas	3.50E-02		Gg/terminal	USA, 2012
	Terminales Importación GNL	1B 2 b i	Venteo	2.50E-03		Gg/terminal	USA, 2010
	Terminales Almacena-miento GNL	1B 2 b iii 4	Fugitivas	3.09E-02		Gg/terminal	USA, 2012
	Terminales Almacena-miento GNL	1B 2 b i	Venteo	2.86E-03		Gg/terminal	USA, 2012

Tabla 33. Factores de emisión de metano por las Actividades de Distribución de Gas Natural.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Distribución de Gas	Todas	1B 2 b iii 5	Fugitivas	5.20E-04		Gg/km tubería de distribución	IPCC, 2000
	Todas	1B 2 b iii 5	Fugitivas	7.10E-04		Gg/km tubería de distribución	IPCC, 2000
	Todas	1B 2 b iii 5	Fugitivas	1.10E-03	-20 a +500%	Gg/10^6m^3 gas distribuido	IPCC, 2006
	Todas	1B 2 b iii 5	Fugitivas	9.62E-04		Gg/km tubería de distribución	USA, 2012

En la tabla 34 se presentan los factores de emisión de CO_2 para las actividades de distribución de gas natural.

Tabla 34. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Distribución de Gas Natural.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referencia
Distribución de Gas	Todas	1B 2 b iii 5	Fugitivas	0		Gg/km tubería de distribución	IPCC, 2000b
	Todas	1B 2 b iii 5	Fugitivas	5.1E-05	-20 a +500%	Gg/10^6m^3 gas distribuido	IPCC, 2006
	Todas	1B 2 b iii 5	Fugitivas	2.68E-05		Gg/km tubería de distribución	USA, 2012

Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Se presentan también factores para emisiones fugitivas calculados a partir de la información del inventario EUA de 2010 (USA, 2012) para la distribución de gas natural.

Para la distribución de gas natural se reportan como cero los factores de emisión de óxido nitroso en el documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas 2000 pero en la Guía del IPCC del 2006 se especifica que no aplican en esta categoría.

En la tabla 35 se presentan los factores de emisión de metano para las actividades de producción de petróleo. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006.

Se incluyen algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Se presentan también factores para emisiones fugitivas, quemado y venteo calculados a partir de la información del inventario de EUA de 2010 (USA, 2012) para la producción de petróleo.

Así mismo, se presenta factores de emisión calculados a partir de la información del Compendio API (2009) para el caso de producción de petróleo tanto en instalaciones terrestres como costa afuera.

Tabla 35. Factores de emisión de metano en Actividades de Producción de Crudo.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Producción	Crudo Convencional	1 B 2 a	Todas	1.8E-03		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000
	Crudo Pesado	1 B 2 a	Todas	2.2E-02		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000
	Crudo Convencional	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.4E-03		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Convencional	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.5E-03		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Convencional en Tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.5E-06	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional en Tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	3.6E-03	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional Costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	5.9E-07	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo en Tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.476E-03	±95.5%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009
	Crudo Costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	5.903E-04		Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009
	Crudo Convencional	1B 2 a i	Venteo	7.2E-04	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional	1B 2 a i	Venteo	6.2E-05		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Convencional	1B 2 a i	Venteo	270E-05		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
	Crudo Convencional	1B 2 a ii	Quemado	2.5E-05	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional	1B 2 a ii	Quemado	0.5E-05		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Convencional	1B 2 a ii	Quemado	27E-05		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Pesado	1B 2 a iii 2	Fugitivas	7.9E-03	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Pesado	1B 2 a i	Venteo	1.7E-02	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Pesado	1B 2 a ii	Quemado	1.4E-04	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo/Gas rico en CO_2 en tierra	1B 2 a i	Venteo	7.85E-03	±66.5%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009
	Crudo/Gas rico en CO_2 en tierra	1B 2 a ii	Quemado	4.72E-04	±25.3%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009
	Crudo/Gas rico en CO_2 en tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.58E-04	±83.3%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009
	Crudo/Gas Costa afuera	1B 2 a i	Venteo	8.67E-03	±150%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009
	Crudo/Gas Costa afuera	1B 2 a ii	Quemado	1.01E-04	±26%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009
	Crudo/Gas Costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.69E-04	±83.3%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
	Crudo/Gas Promedio EUA	1B 2 a i	Venteo	5.48E-03		$Gg/10^3m^3$ Producción	USA, 2012
	Crudo/Gas Promedio EUA	1B 2 a ii	Quemado	3.93E-07		$Gg/10^3m^3$ Producción	USA, 2012
	Crudo/Gas Promedio EUA	1B 2 a iii 2	Fugitivas	2.13E-04		$Gg/10^3m^3$ Producción	USA, 2012
	Crudo/Gas Promedio EUA	1B 2 a iii 6	Otras	1.44E-05		$Gg/10^3m^3$ Producción	USA, 2012
	Plataformas Marinas Poco Profundas	1B 2 a iii 2	Fugitivas	3.85E-01		Gg/ Plataforma/ año	USA, 2012
	Plataformas Marinas Profundas	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.84E+00		Gg/ Plataforma/ año	USA, 2012

En la tabla 36 se presentan los factores de emisión de CO_2 para las actividades de producción de petróleo que están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006.

Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

Se incluyen también factores para emisiones fugitivas, quemado y venteo calculados a partir de la información del inventario de EUA de 2010 (USA, 2012) para la producción de petróleo. Así mismo, se muestran factores de emisión.

Tabla 36. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Producción de Crudo.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Producción	Crudo Convencional	1 B 2 a	Todas	6.8E-02		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000
	Crudo Pesado	1 B 2 a	Todas	4.9E-02		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000
	Crudo Convencional	1B 2 a iii 2	Fugitivas	2.7E-04		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Convencional en Tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.1E-07	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional en Tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	2.6E-04	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional Costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	4.3E-08	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional	1B 2 a i	Venteo	1.2E-05		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Convencional	1B 2 a i	Venteo	9.5E-05	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Convencional	1B 2 a ii	Quemado	6.7E-02		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Convencional	1B 2 a ii	Quemado	4.1E-02	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Pesado	1B 2 a iii 2	Fugitivas	5.4E-04	±100%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Pesado	1B 2 a iii 2	Fugitivas	6.7E-06		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Pesado	1B 2 a i	Venteo	5.3E-03	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Pesado	1B 2 a i	Venteo	5.0E-05		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo Pesado	1B 2 a ii	Quemado	2.2E-02	±50%	Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2006
	Crudo Pesado	1B 2 a ii	Quemado	4.9E-02		Gg/10^3m^3 Producción	IPCC, 2000b
	Crudo/Gas rico en CO_2 en tierra	1B 2 a i	Venteo	1.91E-01	±7%	Gg/10^3m^3 Producción	API, 2009

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Producción	Crudo/Gas rico en CO_2 en tierra	1B 2 a ii	Quemado	8.24E-02	±23.4%	$Gg/10^3m^3$ Producción	API, 2009
	Crudo/Gas Costa afuera	1B 2 a i	Venteo	2.85E-04	±150%	$Gg/10^3m^3$ Producción	API, 2009
	Crudo/Gas Costa afuera	1B 2 a ii	Quemado	1.57E-02	±26%	$Gg/10^3m^3$ Producción	API, 2009
	Crudo/Gas Costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	7.51E-06	±83.3%	$Gg/10^3m^3$ Producción	API, 2009
	Crudo/Gas Promedio EUA	1B 2 a i	Venteo	1.34E-03		$Gg/10^3m^3$ Producción	USA, 2010
	Crudo/Gas Promedio EUA	1B 2 a iii 2	Fugitivas	1.20E-05		$Gg/10^3m^3$ Producción	USA, 2012
	Crudo/Gas Promedio EUA	1B 2 a iii 6	Otras	8.43E-07		$Gg/10^3m^3$ Producción	USA, 2012
	Plataformas Marinas Poco Profundas	1B 2 a iii 2	Fugitivas	6.92E-03		Gg/ Plataforma/ Año	USA, 2012
	Plataformas Marinas Profundas	1B 2 a iii 2	Fugitivas	3.32E-02		Gg/ Plataforma/ Año	USA, 2012

En la tabla 37 se presentan los factores de emisión de N_2O para las actividades de producción de petróleo. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006.

Se muestran algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996). Se incluyen también factores para quemado calculados a partir de la información del Compendio API (2009) para el caso de producción de petróleo tanto en instalaciones terrestres como costa afuera.

Tabla 37. Factores de emisión de N_2O por las Actividades de Producción de Crudo.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Producción	Crudo Convencional	1 B 2 a	Quemado	6.4E-07		Gg/10^3m^3 producción	IPCC, 2000
	Crudo Pesado	1 B 2 a	Quemado	4.7E-07		Gg/10^3m^3 producción	IPCC, 2000
	Crudo Convencional	1B 2 a ii	Quemado	6.4E-07	-10 a 1000%	Gg/10^3m^3 producción	IPCC, 2006
	Crudo Pesado	1B 2 a ii	Quemado	4.6E-07	-10 a 1000%	Gg/10^3m^3 producción	IPCC, 2006
	Crudo/Gas rico en CO_2 en tierra	1B 2 a ii	Quemado	6.70E-07	±200%	Gg/10^3m^3 producción	API, 2009
	Crudo/Gas Costa afuera	1B 2 a ii	Quemado	3.96E-08	±150%	Gg/10^3m^3 producción	API, 2009

En la tabla 38 se muestran los factores de emisión de metano para las actividades de transporte de crudo y de líquidos obtenidos del gas natural. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006.

Tabla 38. Factores de emisión de metano por las Actividades de Transporte de Crudo y Líquidos derivados del Gas Natural.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Transporte	Condensado	1B 2 a iii 3	Fugitivas	1.1E-04		$Gg/10^3m^3$ Condensado y Pentanos Plus	IPCC, 2000
	GLP	1B 2 a iii 3	Fugitivas	0		$Gg/10^3m^3$ GLP	IPCC, 2000
	Condensado	1B 2 a iii 3	Fugitivas	1.1E-04	±100%	$Gg/10^3m^3$ Condensado y Pentanos Plus	IPCC, 2006
	GLP	1B 2 a iii 3	Fugitivas	3.6E-03	±100%	$Gg/10^3m^3$ GLP	IPCC, 2006
	Crudo en ducto	1B 2 a iii 3	Fugitivas	5.4E-06		$Gg/10^3m^3$ Crudo en ducto	IPCC, 2000
	Crudo en ducto	1B 2 a iii 3	Fugitivas	5.4E-06	±100%	$Gg/10^3m^3$ Crudo en ducto	IPCC, 2006
	Crudo en carro tanque	1.B.2.a.i	Venteo	2.5E-05		$Gg/10^3m^3$ Crudo en carro tanque	IPCC, 2000
	Crudo en carro tanque	1.B.2.a.i	Venteo	2.5E-05	±50%	$Gg/10^3m^3$ Crudo en carro tanque	IPCC, 2006
	Crudo en carro tanque	1.B.2.a.i	Venteo	6.29E-05		$Gg/10^3m^3$ Crudo en carro tanque	USA, 2012
	Crudo en buque tanque	1.B.2.a.i	Venteo	1.29E-05		$Gg/10^3m^3$ Crudo en buque tanque	USA, 2012
	Crudo en tren	1.B.2.a.i	Venteo	6.29E-05		$Gg/10^3m^3$ Crudo en tren	USA, 2012
	Trampas de diablos	1.B.2.a.i	Venteo	2.73E-04		Gg/trampa de diablo/año	USA, 2012
	Tanques de techo flotante	1B 2 a iii 3	Fugitivas	1.14E-03		Gg/tanque techo flotante/año	USA, 2012

Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996). Se incluyen también factores para emisiones fugitivas y venteo calculados a partir de la información del inventario de EUA de 2010 (USA, 2012) para el transporte de petróleo.

En la tabla 39 se incluyen los factores de emisión de CO_2 para las actividades de transporte de crudo y de líquidos obtenidos del gas natural. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

En la tabla 40 se incluyen los factores de emisión de N_2O para las actividades de transporte de crudo y de líquidos obtenidos del gas natural. Estos factores de emisión están basados principalmente en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se presentan algunos valores del documento de trabajo para la Guía de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, 2000) que están basados en un estudio anterior de la CAPP (1999) y de la EPA (GRI/US EPA, 1996).

En la tabla 41 se incluyen los factores de emisión de metano para las actividades de refinación de petróleo. Estos factores de emisión están basados en el estudio de la CAPP (2004) como se presentan en a la Guía IPCC 2006. Se presentan también factores para emisiones fugitivas, quema y venteo calculados a partir de la información del inventario de EUA de 2010 (USA, 2012) para la refinación de petróleo. Además, se presentan factores de emisiones fugitivas, por quema y venteo calculados a partir de la información presentada en el Compendio API (2009) para el caso de la refinación de petróleo.

Tabla 39. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Transporte de Crudo y Líquidos derivados del Gas Natural.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Transporte	Condensado	1B 2 a iii 3	Todas	7.2E-06		Gg/10^3m^3 Condensado y Pentanos Plus	IPCC, 2000
	GLP	1B 2 a iii 3	Fugitivas	4.3E-04		Gg/10^3m^3 GLP	IPCC, 2000
	Condensado	1B 2 a iii 3	Todas	1.1E-04	±100%	Gg/10^3m^3 Condensado y Pentanos Plus	IPCC, 2006
	GLP	1B 2 a iii 3	Fugitivas	4.3E-04	±50%	Gg/10^3m^3 GLP	IPCC, 2006
	Crudo en ducto	1B 2 a iii 3	Fugitivas	4.9E-07		Gg/10^3m^3 Crudo en ducto	IPCC, 2000
	Crudo en ducto	1B 2 a iii 3	Fugitivas	4.9E-07	±100%	Gg/10^3m^3 Crudo en ducto	IPCC, 2006
	Crudo en carro tanque	1.B.2.a.i	Venteo	2.3E-06		Gg/10^3m^3 Crudo en carro tanque	IPCC, 2000
	Crudo en carro tanque	1.B.2.a.i	Venteo	2.3E-06	±50%	Gg/10^3m^3 Crudo en carro tanque	IPCC, 2006

Tabla 40. Factores de emisión de N_2O por las Actividades de Transporte de Crudo y Líquidos derivados del Gas Natural.

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Transporte	GLP	1B 2 a ii	Todas	2.2E-09		Gg/10^3m^3 GLP	IPCC, 2000
	GLP	1B 2 a ii	Todas	2.2E-09	-10 a 1000%	Gg/10^3m^3 GLP	IPCC, 2006

Tabla 41. Factores de emisión de metano por las Actividades de Refinación de Petróleo

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Refinación	Todas	1.B.2.a.iii.4	Fugitivas	2.60E-06	±100%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	IPCC, 2006
	Refinería de 50,000 a 99,000 barriles/día	1.B.2.a.iii.4	Fugitivas de los sistemas de gas combustible	8.37E-06		Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería de 100,000 a 199,000 barriles/día	1.B.2.a.iii.4	Fugitivas de los sistemas de gas combustible	1.49E-05		Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería de 250,000 barriles/día	1.B.2.a.ii	Quemado	2.28E-08	+/-25.5%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería de 250,000 barriles/día	1.B.2.a.ii	Quemado en el oxidador de gas de cola	5.38E-09	+/-25.0%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería de 250,000 barriles/día	1B 2 a iii 4	Fugitivas	1.52E-05	+/-200%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería promedio USA	1B 2 a iii 4	Fugitivas de los sistemas de gas combustible	8.44E-03		Gg/ Refinería	USA, 2012
	Refinería promedio USA	1B 2 a i	Venteo	2.15E-04		Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	USA, 2012
	Refinería promedio USA	1B 2 a iii 4	Fugitivas totales	2.41E-05		Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	USA, 2012
	Refinería promedio USA	1B 2 a ii	Quema	2.70E-07		Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	USA, 2012

En la tabla 42 se muestran los factores de emisión de CO_2 para las actividades de refinación de petróleo. Se presentan factores para emisiones fugitivas, quema y venteo calculados a partir de la información del el Compendio API (2009) para el caso de refinación de petróleo y del inventario de EUA de 2010 (USA, 2012) para la oxidación de asfalto

. **Tabla 42. Factores de emisión de CO_2 por las Actividades de Refinación de Petróleo**

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Refinación	Refinería de 250,000 barriles/día	1.B.2.a.i	Venteo	1.76E-01	+/-12.3%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería de 250,000 barriles/día	1.B.2.a.ii	Quemado	1.06E-02	+/-35.2%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería de 250,000 barriles/día	1.B.2.a.ii	Quemado en el oxidador de gas de cola	1.23E-03	+/-5.65%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Refinería de 250,000 barriles/día	1B 2 a iii 4	Fugitivas	1.11E-07	+/-300%	Gg/10^3m^3 Petróleo refinado	API, 2009
	Oxidación de asfalto	1B 2 a i	Venteo	6.89E-03		Gg/10^3m^3 Asfalto Oxidado	USA, 2012

En la tabla 43 se presentan los factores de emisión de N_2O para las actividades de refinación de petróleo. Se presentan sólo los factores para quema calculados a partir de la información del el Compendio API (2009) para el caso de refinación de petróleo.

Tabla 43. Factor de emisión de N_2O por las Actividades de Refinación de Petróleo

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de Emisión	Incerti-dumbre	Unidades de Medición	Referen-cia
Refinación	Refinería de 250,000 barriles/día	1.B.2.a.ii	Quemado en el oxidador de gas de cola	8.75E-10	+/-150%	$Gg/10^3m^3$ Petróleo refinado	API, 2009

Los factores de emisión presentados de la tabla 18 a la 43, permiten una mejor estimación de las emisiones de metano, dióxido de carbono y óxido nitroso si se comparan con los presentados como nivel 1 en la Guía IPCC 2006 porqué ya es posible separar las actividades de perforación de gas y petróleo, tener un mayor desglose de las actividades de todas las demás sub categorías y poder calcular por separado la aportación de las fuentes de emisión definidas para esta categoría, a saber: venteo, quema y fugitivas. Esto último permitirá realizar el reporte con mayor facilidad.

Además se incluyen factores de emisión para el caso de operaciones en plataformas y en terminales de importación de gas natural licuado que no estaban considerados en la Guía IPCC 2006.

Es necesario aclarar que la aplicación de estos factores a la industria petrolera mexicana se justifica dadas las similitudes que se tienen con la industria canadiense y norteamericana pues las tecnologías que se aplican en México provienen principalmente de esta región del mundo o de compañías globales. Obviamente esto no aplica más que a las operaciones.

4.5 Revisión de eficiencia de quemadores.

Se llevó a cabo una revisión de otros factores de emisión y estudios de eficiencia en quemadores de campo. Es clave la revisión de la eficiencia de los quemadores, puesto que estas emisiones representan aproximadamente el 70 % de las emisiones fugitivas de PEMEX.

En la tabla 44 se presentan los factores de emisión del American Petroleum Institute (API) y del IPCC para CO_2, CH_4 y N_2O, así como las eficiencias que se consideraron en su desarrollo. En la Tabla 45, se incluyen otros factores y eficiencias para CO_2 y metano.

Se puede observar, que para países desarrollados se consideran eficiencias de destrucción de hidrocarburos de 98 % para las actividades de Exploración y Producción, mientras que para los países en transición, tanto el API como la Asociación Regional de Empresas de Petróleo, Gas y Biocombustibles de Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) consideran eficiencias de destrucción menores a 98 % y en el caso de ARPEL de 95 %.

Por otro lado, en Canadá desde el año 1996 (Strosher, 1996, Johnson, 2002, Chambers, 2003), se han hecho investigaciones tanto en Túnel de Viento como en campo sobre las eficiencias de quemadores de campo que queman gas asociado y gas dulce, encontrándose como se muestra en la tabla 46, eficiencias de 62 a 98.7 % en campo y de 86 a 99.9 % en túnel de viento.

En la tabla 46 se observan dos columnas para la eficiencia global y unas de eficiencia de destrucción de metano, por lo que cabe mencionar que la que se denomina de combustión se calcula solamente en los productos de combustión, mientras que la eficiencia de destrucción global implica la realización de un balance de masa comparando el carbono presente en los hidrocarburos no quemados en los gases de combustión con el carbono presente en el gas sin quemar.

Tabla 44. Eficiencias y factores de emisión reportados por API/IPCC

Institución y año	Factor aplica para tipo de país:	Proceso	Eficiencia de destrucción global	Factor de emisión CO_2	Incerti-dumbre %	Factor de emisión CH_4	Incerti-dumbre %	Factor de emisión N_2O	Incerti-dumbre %	Unidades
API/IPCC/2009	Desarrollado	Producción de gas	98	1.2	± 25	7.6 E-04	± 25	2.1 E-05	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas producido
API/IPCC/2009		Proceso de gas dulce	98	1.8	± 25	1.20E-03	± 25	2.5 E-05	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas procesado
API/IPCC/2009		Proceso de gas amargo	98	3.6	± 25	2.4 E -03	± 25	5.4 E-05	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas procesado
API/IPCC/2009		Producción de crudo convencional	98	41	± 50	2.5 E-02	± 50	6.4 E-04	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo producido
API/IPCC/2009		Producción de crudo pesado	98	22	± 75	1.4 E-01	± 75	4.6 E-04	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo producido
API/EPA/ 2009		Refinación	98	ND	ND	2-28 E-05	ND	ND	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo procesado
API/IPCC/2009	Transición/en desarrollo	Producción de gas	<98	1.2 a 1.6	± 75	7.6 E-04 a 1.0 E-03	± 75	2.1 E-05 a 2.9 E-05	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas producido
API/IPCC/2009		Proceso de gas dulce	<98	1.8 a 2.5	± 75	1.2 E-03 a 1.6 E-03	± 75	2.5 E-05 a 3.4 E-05	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas procesado
API/IPCC/2009		Proceso de gas amargo	<98	3.6 a 4.9	± 75	2.4 E -03 a 3.3 E-03	± 75	5.4 E-05 a 7.4 E-05	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas procesado
API/IPCC/2009		Producción de crudo convencional	<98	41 a 56	± 75	2.5 E-02 a 3.4 E-02	± 75	6.4 E-04 a 8.8 E-04	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo producido
API/IPCC/2009		Producción de crudo pesado	<98	22 a 30	-67 a +150	1.4 E-01 a 1.9 E-01	-67 a +150	4.6 E-04 a 6.3 E-04	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo producido

Fuente. API (2009)

Las eficiencias medidas tanto en túnel de viento como en quemadores elevados de campo mostraron una dependencia este parámetro de cuatro variables: poder calorífico neto, velocidad del viento, diámetro del quemador y velocidad de salida de los gases antes de ser quemados. Se encontró que la eficiencia se reduce a medida que aumenta la velocidad del viento y que también se reduce cuando se diluye el gas natural quemado con nitrógeno o CO_2.

A partir de las investigaciones publicadas, es posible desarrollar un factor de eficiencia de quemadores para las condiciones de México en función de las variables ya mencionadas, y en principio, sería inferior al 98 %.

Tabla 45. Factores de emisión internacionales para quema de gas.

Institución y Año	Proceso	Eficiencia de destrucción global %	Factor de emisión CH_4	Incertidumbre %	Unidades
ARPEL/1998	Quema de gas amargo	98	9.9	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas producido
ARPEL/1998	Quema de gas dulce	98	8.6	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas procesado
CAPP/2003	Quema de gas dulce	98	10.85	-10 a 1000	Gg/10^6 m^3 gas procesado
CAPP/2003	Quema de gas asociado	98	13.6	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo producido
BP/2000	Quema de gas asociado y no asociado	98	ND	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo producido
SHELL/2007	Quema de gas asociado	98	14	-10 a 1000	Gg/10^3 m^3 crudo procesado
SHELL/2007	Quema de gas no asociado	98	18	ND	kg/ton gas quemado
SHELL/2007	Quema en Refinerías	99	7.2	ND	kg/ton gas quemado
AP-42 EPA (1995)	Producción de gas	98	1.53	-10 a 1000	kg/ton gas quemado

Fuente: elaboración propia a partir de ARPEL (1998), CAPP (2003), BP (2000), Shell (2007) y EPA (1995)

Tabla 46. Eficiencia reportada en estudios de laboratorio y campo en quemadores.

Investigador principal y año	Fluido y proceso	Eficiencia de combustión global %	Eficiencia de destrucción global %	Eficiencia de destrucción de CH_4 %	Poder calorífico neto	Velocidad del viento
Strosher/1996	Gas natural en túnel de viento (a escala)	98.2	ND	ND	ND	Flama de difusión
Strosher/1996	Gas natural con 23 % condensado en túnel de viento	89.5	ND	ND	ND	Flama de difusión
Strosher/1996	Gas natural con 23 % condensado en túnel de viento	86.2	ND	ND	ND	0.5 a 1.0
Strosher/1996	Gas asociado amargo en quemador de campo	84.1	ND	ND	36.75	2.0
Strosher/1996	Gas asociado amargo en quemador de campo	70.6	ND	ND	58.71	3.5 a 7.2
Strosher/1996	Gas asociado amargo en quemador de campo	67.2	ND	ND	58.71	2.3
Strosher/1996	Gas asociado amargo en quemador de campo	66.1	ND	ND	58.71	2.3
Strosher/1996	Gas asociado amargo con condensados en quemador de campo	62.2	ND	ND	ND	ND
Strosher/1996	Gas asociado amargo con condensados en quemador de campo	62.7	ND	ND	ND	ND
Strosher/1996	Gas asociado amargo en quemador de campo	63.9	ND	ND	58.71	1.5 a 1.9
Strosher/1996	Gas asociado amargo en quemador de campo	65.0	ND	ND	58.71	1.5 a 1.9
Strosher/1996	Gas asociado amargo en quemador de campo	71.0	ND	ND	58.71	1.5 a 1.9
Chambers/2003	Gas asociado amargo en quemador de campo	ND	93.71	93.13	32.10	1.4 a 3.5
Chambers/2003	Gas asociado amargo en quemador de campo	ND	92.62	92.28	32.10	1.1 a 3.7
Chambers/2003	Gas asociado amargo en quemador de campo	ND	92.36	92.02	34.96	1.5 a 3.3
Chambers/2003	Gas asociado amargo en quemador de campo	ND	90.61	86.13	47.27	6.0 a 9.2
Chambers/2003	Gas asociado amargo en quemador de campo	ND	80.32	55.02	47.27	5.0 a 6.5
Chambers/2003	Gas asociado dulce en quemador de campo	ND	98.71	98.10	39.78	0.3 a 2.1
Johnson/2002	Gas natural en túnel de viento	ND	88.0 a 99.8	ND	37.50	2.0 a 10.0
Johnson/2002	Mezcla propano 40 % y CO2 60 %	ND	87.5 a 99.8	ND	37.50	2.0 a 8.0
Johnson/2002	Mezcla propano 40 % y N2 60 %	ND	83.0 a 99.8	ND	37.50	2.0 a 10.0
Johnson/2002	Mezcla etano 60 % y CO2 60 %	ND	87.0 a 99.8	ND	39.90	2.0 a 11.0

Fuente: Elaboración propia a partir de Strosher (1996), Chambers et al (2003) y Johnson et al (2002)

4.6 Metodología General para la Estimación de las Emisiones Fugitivas.

Para poder desarrollar una metodología de estimación de emisiones se sugiere seguir los siguientes pasos:

- Definir el sistema en el cual se va a realizar la estimación.
- Analizar el sistema para encontrar las fuentes de emisión.
- Evaluar los datos de actividad y los factores de emisión disponibles para representar apropiadamente cada fuente de emisión.

Lo anterior quiere decir que la forma analítica para el cálculo de emisiones es:

$$Emisiones\ de\ GEI = \sum A_j \times FE_{ij}$$

donde:

A_j = Dato de actividad j

$FE_{j,i}$ = Factor de emisión para el GEI_i en la actividad j

El dato de actividad puede ser la cantidad de elementos específicos que tienen fugas, como válvulas o controladores, pero también puede ser la cantidad de material transportado o producido o la cantidad de materia prima procesada. En el caso de los energéticos, la cantidad de material se puede expresar por su contenido energético. El factor de emisión es la cantidad que representa la cantidad de fugas o emisiones de un GEI_i en un elemento específico del proceso o en un proceso completo.

En un sistema tan complejo como lo es el de gas natural y petróleo se pueden definir subsistemas lo que obviamente impactará en la definición de los datos de actividad y los factores de emisión.

Obviamente, la calidad del método de estimación de emisiones depende de la adecuada resolución de los tres pasos descritos con anterioridad, pero debe de tomarse en cuenta que el método dependerá en última instancia de la disponibilidad de información lo cual a su vez depende de la organización del sector del gas natural y petróleo de cada país.

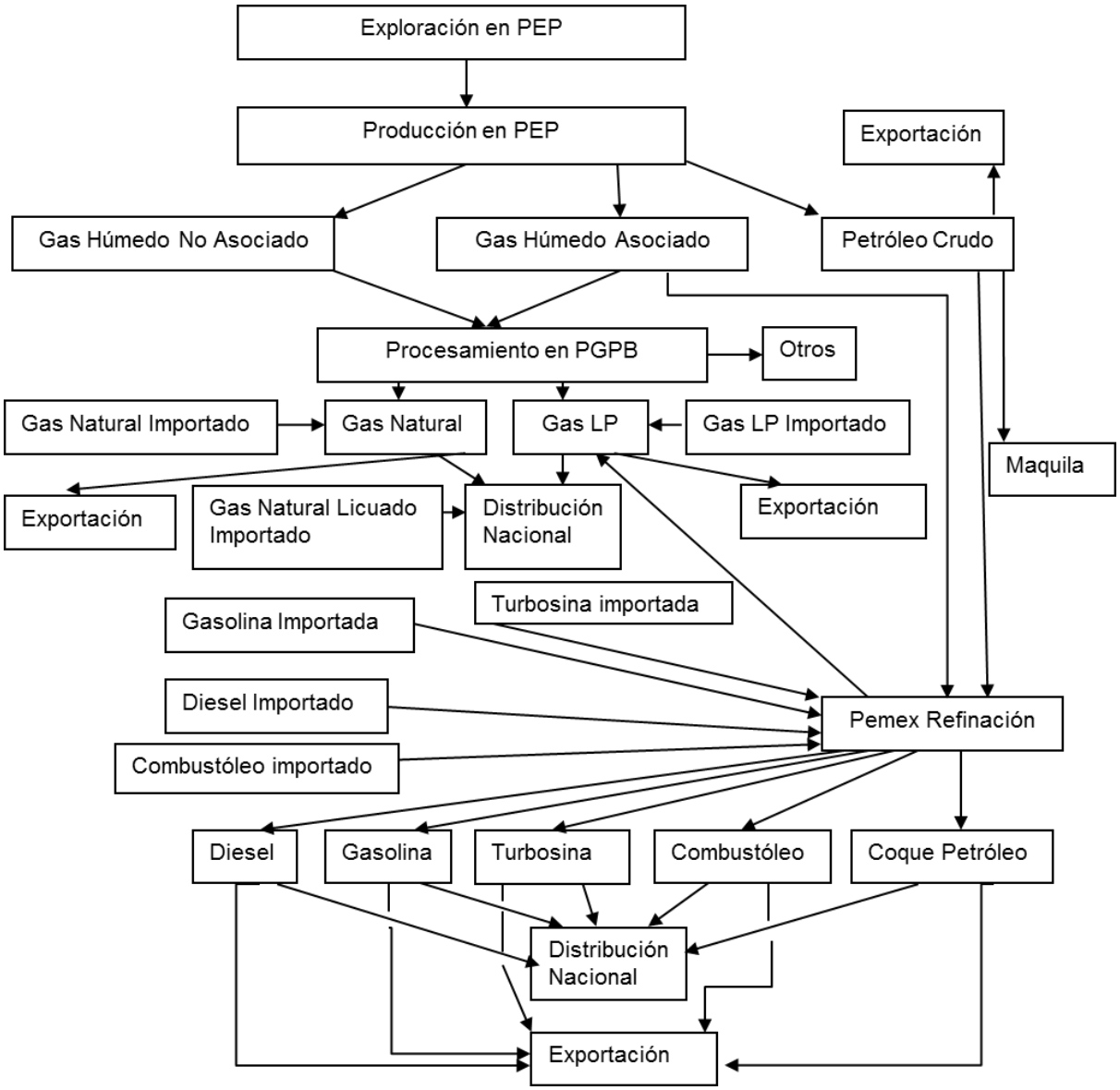

Fig. 24. Principales Actividades y Productos de los Sectores del Gas Natural y del Petróleo en México.

4.7 Definición del Sistema de Gas Natural y del Sistema de Petróleo.

En la Fig. 24 se muestran las principales actividades y productos de los sectores del gas natural y del petróleo en México. Puede observarse que la mayor parte de las actividades las realiza Pemex a través de sus filiales Pemex Exploración y Exportación (PEP), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), Pemex Refinación (PR) y Pemex Petroquímica (PPQ). Sin embargo, la importación de gas natural licuado, la transmisión y la distribución de gas natural seco y de gas LP la realizan en una proporción importante las compañías privadas.

4.8 Análisis del Sistema de Petróleo.

En la Fig. 25 se detallan los procesos que se tienen en el sector de petróleo en México y que son responsables de la mayor parte de las emisiones. Los límites del sistema son por un lado los pozos de exploración y producción de petróleo, que maneja PEP, y por el otro la refinación y distribución de petrolíferos que maneja Pemex-Refinación.

Los subsistemas más importantes son:

- La perforación y terminación de pozos de petróleo.
- Las instalaciones de producción de petróleo que incluyen los pozos en tierra y las plataformas marinas, incluyendo los separadores gas-líquido.
- Las instalaciones de almacenamiento y exportación de petróleo crudo.
- Las estaciones de bombeo y las tuberías de transmisión de petróleo crudo.
- Las refinerías de petróleo.
- Las estaciones de almacenamiento de petrolíferos.
- El sistema de distribución de petrolíferos.

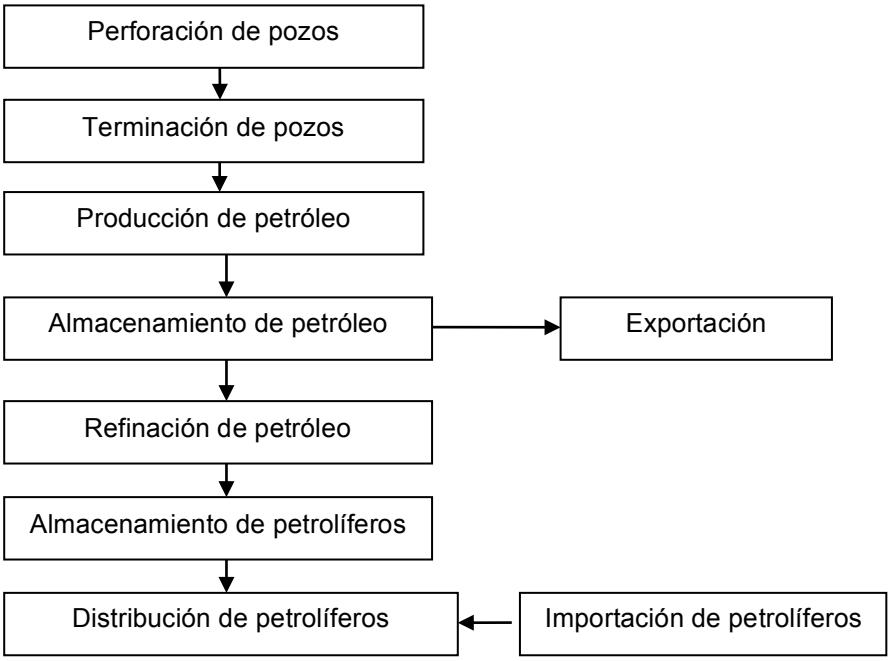

Fig. 25 Sistema de Petróleo.

La asignación de las emisiones entre los sistemas de gas natural y los sistemas de petróleo no es algo trivial dado que hay pozos que producen al mismo tiempo petróleo y gas asociado. Para ese caso, el IPCC (2006) asigna las emisiones por perforación y terminación de pozos así como las emisiones de producción al sistema petróleo, pero las emisiones por el transporte del gas natural asociado para su procesamiento y posterior aprovechamiento se asignan al sistema de gas natural. Por lo tanto, el venteo, la quema y las otras emisiones fugitivas de metano en los sistemas de producción de petróleo se clasifican precisamente en el sistema de petróleo y aportaran una cantidad importante de las emisiones.

El IPCC (2006) clasifica la distribución de todos los productos líquidos como pertenecientes al sistema de petróleo. Por esta razón se clasificó a las terminales de gasificación de gas

natural licuado (GNL), manejadas por compañías privadas, dentro del sistema de petróleo. La misma clasificación se asignó al almacenamiento y transporte de gas LP.

En la refinación de petróleo además de las emisiones por quema y las emisiones fugitivas se tienen emisiones del CO_2 producido por reacción química en las plantas de hidrógeno y por la regeneración del catalizador en las plantas de craqueo catalítico en lecho fluidizado (FCC). El API (2009) clasifica estas emisiones como venteos y proporciona métodos de cálculo para su estimación.

Debe considerarse con cuidado la clasificación de estas emisiones en el inventario nacional de gases con efecto invernadero. Por una parte, las emisiones de CO_2 de las plantas de hidrógeno pueden ya estar consideradas en la sección de combustión, si en el balance nacional de energía el gas natural utilizado como materia prima está considerado junto con el gas natural utilizado en combustión. En este punto es importante evitar una duplicación de las emisiones.

Por parte de la regeneración del catalizador en las plantas de FCC, no se reporta en el balance nacional el autoconsumo de coque, por lo que el cálculo de estas emisiones no se duplicará. Sin embargo, si la energía que se genera en el reactor de FCC por la quema del coque adherido al catalizador se aprovecha su reporte debe hacerse en la sección correspondiente a combustión.

Otra posible fuente importante de venteo de CO_2 es el emitido en las plantas de azufre de las refinerías, específicamente en los oxidadores de gas de cola.

No es de esperarse que las emisiones de metano en los sistemas de distribución de petrolíferos sean importantes.

4.9 Análisis del Sistema de Gas Natural y Gas LP.

En las Fig. 26 y 27 se definen los procesos que se tienen en el sector de gas natural y gas LP en México y que son responsables de la mayor parte de las emisiones. Los límites del sistema son por un lado los pozos de exploración y producción de gas natural y por el otro los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP.

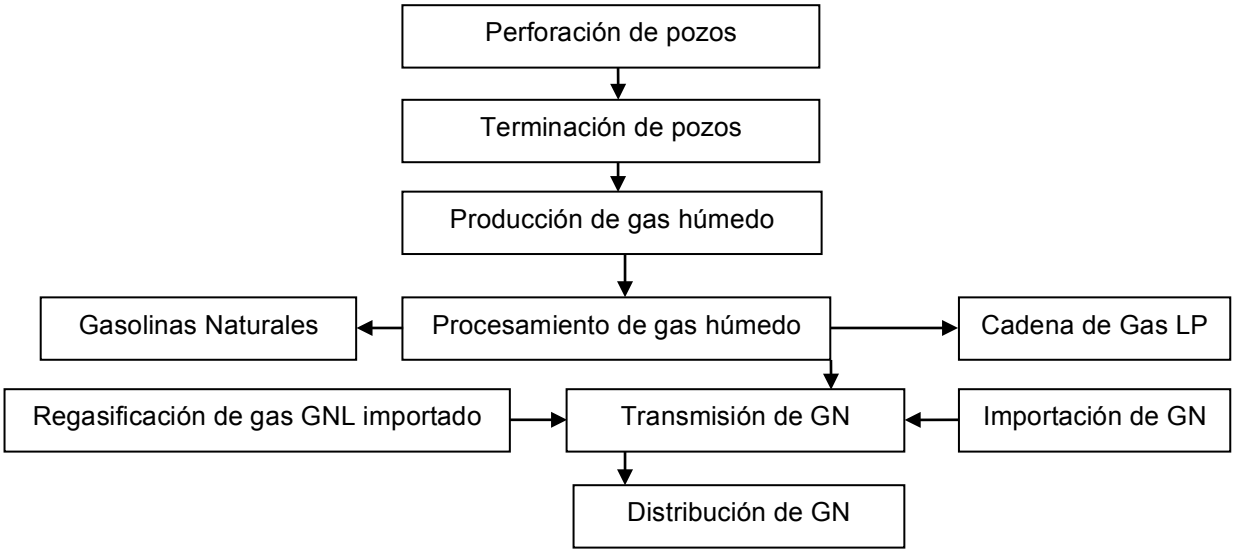

Fig. 26 Sistema de Gas Natural

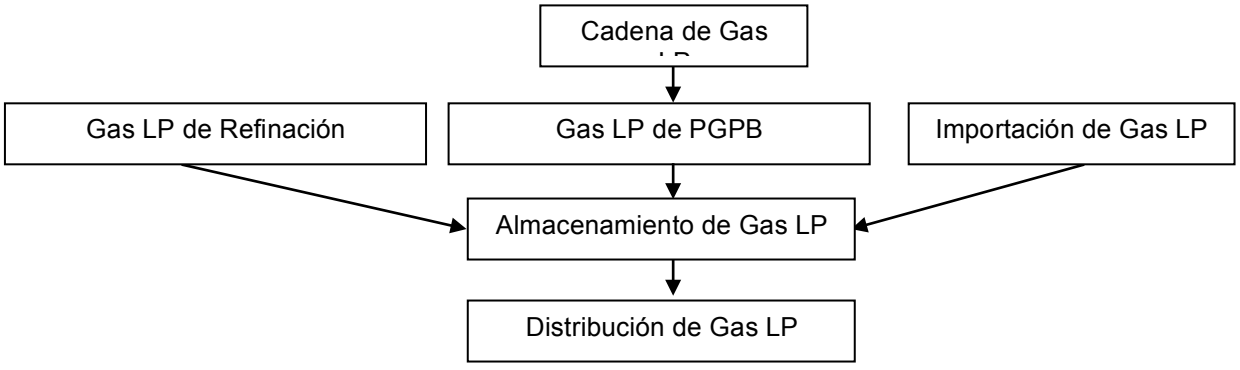

Fig. 27 Sistema de Gas LP

Los subsistemas más importantes son:

- La perforación y terminación de pozos.
- Las instalaciones de producción que incluyen los pozos y los separadores gas-líquido.
- Las instalaciones de procesamiento de gas natural en las cuáles se le extraen los componentes licuables y los gases ácidos.
- Las estaciones de compresión y las tuberías de transmisión de gas natural.
- Las estaciones de medición y las tuberías de distribución de gas natural seco.
- Las estaciones de regasificación de gas natural licuado importado (clasificadas en el sistema petróleo por el IPCC).
- Las terminales de almacenamiento de gas LP (clasificadas en el sistema petróleo por el IPCC).
- El sistema de distribución de gas LP (clasificado en el sistema petróleo por el IPCC).

Como ya se mencionó con anterioridad el método dependerá en última instancia de la disponibilidad de información, lo cual a su vez depende de la organización del sector del gas natural y petróleo de cada país. Para el caso de las emisiones fugitivas de metano en el sistema de gas natural, la Unión Internacional de Gas (IGU, por sus siglas en inglés) propone un mínimo de ocho subsistemas que representan las actividades principales de la industria.

Para cada una de estas actividades como se muestra en la Tabla 47 corresponde un dato de actividad que es una cantidad física representativa de la actividad y que tiene un valor específico para cada país.

Obviamente, a la lista de datos de actividad corresponde una lista de factores de emisión. Para tomar en cuenta la disparidad en la manera de operar la industria del gas natural en cada país la IGU reporta una serie de tres valores, a saber: un valor bajo, un valor medio y un valor alto.

Este método es el considerado el método por defecto por la IGU a falta de mediciones o estudios específicos para un país en particular. Tiene la desventaja que no separa en emisiones fugitivas, venteos, quema y posiblemente combustión y que no está lo suficientemente claro si las emisiones son de metano o de gas natural. Tampoco se da una definición clara de las condiciones a las cuales se especifica el volumen aun cuando es de suponerse que son las condiciones normales de la industria del gas natural.

Además, faltan las emisiones por perforación, terminación y mantenimiento de pozos que se sugiere que son despreciables.

Por último, están agrupadas las emisiones por producción y procesamiento lo cual no es conveniente para el caso de México en donde a la producción de gas natural no asociado se le suma una buena cantidad de la producción de gas asociado para su procesamiento, transporte y aprovechamiento.

A pesar de todos estos inconvenientes hay algunos valores del sistema de gas natural que se pueden tomar como referencia.

Tabla 47. Subsistemas, Datos de Actividad y Factores de Emisión del Sistema de Gas Natural según la IGU.

Subsistema	Dato de actividad	Factor de emisión de metano			
		Bajo	Medio	Alto	Dimensión del FE
Producción/ Procesamiento	Producción neta de gas (producción comercializada)	0.05	0.2	0.7	% de la producción neta de gas
Transmisión en tuberías de alta presión	Longitud de las tuberías de alta presión	200	2000	20,000	m^3/km/año
Estaciones de compresión	Capacidad instalada de compresión	6,000	20,000	100,000	m^3/MW/año
Almacenamiento subterráneo	Capacidad de almacenamiento de gas de las estaciones subterráneas	0.05	0.1	0.7	% de la capacidad de almacenamiento de gas
Plantas de GN licuado (licuefacción o gasificación)	Procesamiento de gas (licuefacción o gasificación)	0.005	0.05	0.1	% del procesamiento de gas(licuefacción o gasificación)
Estaciones de medición y regulación	Número de estaciones que reducen de alta a baja presión	1,000	5,000	50,000	m^3/estación/año
Red de distribución	Longitud de la red de distribución	100	1,000	10,000	m^3/km/año
Consumo de gas	Número de equipos a gas natural	2	5	20	m^3/equipo/año

4.10 Selección de los Factores de Emisión.

Con base en las Fig. 26 y 27 se pueden establecer los principales subsistemas del sistema de gas natural aplicables para México y con base en la Fig. 25 los subsistemas correspondientes al sistema de petróleo.

Los factores de emisión se seleccionaron a partir de los siguientes criterios:

- Que el factor de emisión se hubiera desarrollado con base en información del sector petrolero mexicano.
- Que se tuviera información pública del dato de actividad en el periodo 1990-2010.
- Que esta información de dato de actividad fuera consistente.
- Que el factor de emisión correspondiera a sistemas de gas natural y petróleo similares al mexicano, en particular el norteamericano y el canadiense.
- Que la publicación del factor de emisión fuera reciente.
- Que el valor del factor de emisión fuera del mismo orden de magnitud en dos o más publicaciones.
- Que en lo posible el valor del factor de emisión tuvieran información de la incertidumbre.
- Que el valor del factor de emisión fuera conservador.

Los datos de actividad se seleccionaron a partir de la información pública disponible para el sistema de energético mexicano. En algunos casos se consignaron los valores de un factor de emisión aun cuando no se contara con el dato de actividad en todo el periodo, por considerar que es una fuente de emisión importante y en consecuencia señalar la necesidad de completar la información estadística.

En la tabla 48 se muestran los factores de emisión seleccionados para estimar las emisiones por quema, fugitivas y venteos de metano. Así mismo, en la tabla 49 se muestran los factores de emisión seleccionados para estimar las emisiones por quema, fugitivas y venteos de CO_2. Los factores de emisión para este contaminante se seleccionaron en lo posible de la misma referencia que los seleccionados para metano para mantener la consistencia. En la tabla 50 se muestran los factores correspondientes a la quema para N_2O. En estas tablas sólo se presenta la incertidumbre si esta se reporta en la referencia original; el análisis de incertidumbre se explica en la sección 4.14.

En la tabla 51 se enlistan los criterios y limitaciones que se tuvieron para la selección de los factores de emisión de metano.

En la tabla 52 se enlistan los criterios y limitaciones que se tuvieron para la selección de los factores de emisión de CO_2.

En la tabla 53 se enlistan los criterios y limitaciones que se tuvieron para la selección de los factores de emisión de N_2O.

En las tablas de la 51 a la 53 se presentan los ocho criterios utilizados para la selección de los FE. En las secciones 4.11 y 4.12 se explica el desarrollo de los FE que aparecen marcados como propuestos por el IMP.

Tabla 48. Factores de Emisión Seleccionados para Metano.

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos perforados de gas	5.50E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
Terminación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos terminados de gas	1.65E-03		Gg/pozo terminado	USA, 2012
Mantenimiento normal de pozos	1B 2 b i	Venteo	Número pozos mantenidos de gas	5.52E-05		Gg/pozo mantenido	USA, 2012
Mantenimiento con purga de líquido (limpieza)	1B 2 b i	Venteo	Número pozos purgados (limpiados) de gas	4.85E-02		Gg/pozo purgado	USA, 2012
Venteos de oxidadores térmicos en proceso de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas húmedo procesado	1.15E-06		$Gg/10^6m^3$ gas húmedo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Terminales de Importación de GNL	1B 2 a i	Venteo	Millones de metros cúbicos importados de gas natural licuado.	3.75E-05		$Gg/10^6m^3$ gas importado	IGU, 2000

Tabla 48. Factores de Emisión Seleccionados para Metano (Cont.).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Transporte de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas transportados.	3.20E-04	±75%	$Gg/10^6m^3$ gas transportado	IPCC, 2006
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	Número de pozos de gas perforados	2.43E-07	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas húmedo procesado	7.06 E-05		$Gg/10^6m^3$ gas húmedo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Producción de gas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	Millones de metros cúbicos producidos de gas no asociado	2.30E-03	+/- 53%	$Gg/10^6m^3$ gas no asociado producido	IPCC, 2006
Proceso de gas	1B 2 b iii 3	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas procesados	1.69E-03		$Gg/10^6m^3$ gas procesado	USA, 2012
Transporte de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas transportados	4.8E-04	±100%	$Gg/10^6m^3$ gas transportado	IPCC, 2006

Tabla 48. Factores de Emisión Seleccionados para Metano (Cont.).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Compresión de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Capacidad de compresión	1.50E-02		Gg/ MW instalados	IGU, 2000
Estaciones de medición	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Número de estaciones de medición	3.75E-03		Gg/estación	IGU, 2000
Terminales Importación GNL	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Número de terminales de importación	1.02		Gg/terminal	USA, 2012
Distribución de gas natural	1B 2 b iii 5	Fugitivas	Longitud de la red de distribución	9.62E-04		Gg/km ducto de distribución	USA, 2012
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a i	Venteo	Número pozos perforados de petróleo	5.50E-05		Gg/pozo perforado	USA, 2012
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Número pozos perforados de petróleo	2.43E-07	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas enviado a la atmósfera	6.29 E-02		$Gg/10^6 m^3$ gas enviado a la atmósfera	Propuesto por el IMP en este estudio

Tabla 48. Factores de Emisión Seleccionados para Metano (Cont.).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Refinación de petróleo crudo	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de crudo procesado	2.61 E-04		$Gg/10^3m^3$ petróleo crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de GLP transportado	6.17 E-08		$Gg/10^3m^3$ de GLP transportado	Propuesto por el IMP en este estudio
Terminación de pozos de petróleo	1B 2 a i	Venteo	Número pozos terminados de petróleo	1.41E-05		Gg/pozo terminado	USA, 2012
Producción de crudo en tierra	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo producido en tierra	3.45E-03		$Gg/10^3m^3$ Crudo producido	Propuesto por el IMP en este estudio
Producción de crudo costa afuera	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo producido costa afuera	2.24E-03		$Gg/10^3m^3$ Crudo producido	API, 2009

Tabla 48. Factores de Emisión Seleccionados para Metano (Fin).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Transporte de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	Exportación de crudo	1.29E-05		$Gg/10^3m^3$ crudo en buque tanque	USA, 2012
Carga de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	Exportación de crudo	1.38E-05		$Gg/10^3m^3$ crudo cargado	CORINAIR, 2007
Venteo en oxidadores térmicos en refinerías	1 B 2 a i	Venteo	Crudo procesado	2.05E-07		$Gg/10^3m^3$ Petróleo crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Producción crudo en tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Crudo producido en tierra	7.92E-04	±95.5%	$Gg/10^3m^3$ crudo producido	API, 2009
Producción de crudo costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Crudo producido costa afuera	5.903E-04		$Gg/10^3m^3$ crudo producido	API, 2009
Refinación de petróleo	1B 2 a iii 4	Fugitivas	Crudo procesado	1.52E-05	+/-200%	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	API, 2009
Transporte de crudo por ductos	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Crudo transportado por ductos	5.4E-06	±100%	$Gg/10^3m^3$ crudo transportado	IPCC, 2006

Tabla 49. Factores de Emisión Seleccionados para CO_2.

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos perforados de gas	4.08E-07		Gg/pozo de gas perforado	USA, 2012
Terminación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos terminados de gas	1.23E-05		Gg/pozo de gas terminado	USA, 2012
Mantenimiento normal de pozos	1B 2 b i	Venteo	Número pozos mantenidos de gas	4.10E-08		Gg/pozo de gas mantenido	USA, 2012
Mantenimiento con purga de líquido (limpieza)	1B 2 b i	Venteo	Número pozos purgados (limpiados) de gas	3.60E-04		Gg/pozo purgado	USA, 2012
Terminales de Importación de GNL	1B 2 a i	Venteo	Millones de metros cúbicos importados de gas natural licuado.	2.86E-03		$Gg/10^6 m^3$ gas importado	USA, 2012
Transporte de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas transportados.	3.10E-06	±75%	$Gg/10^6 m^3$ gas transportado	IPCC, 2006

Tabla 49. Factores de Emisión Seleccionados para CO_2 (Cont.).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	Número de pozos de gas perforados	4.86E-04	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas procesados	1.865E-03		$Gg/10^6m^3$ gas húmedo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Producción de gas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	Millones de metros cúbicos producidos de gas no asociado	8.20E-05	+/- 100%	$Gg/10^6m^3$ gas no asociado producido	IPCC, 2006
Proceso de gas	1B 2 b iii 3	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas procesados	1.29E-04		$Gg/10^6m^3$ gas procesado	USA, 2012
Venteo en oxidadores térmicos en proceso de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas procesados	3.70E-02		$Gg/10^6m^3$ gas procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Transporte de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas transportados	8.80E-07	±100%	$Gg/10^6m^3$ gas transportado	IPCC, 2006

Tabla 49. Factores de Emisión Seleccionados para CO_2 (Cont.).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Compresión de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Capacidad de compresión instalada	2.75E-05		Gg/MW instalado	IGU, 2000
Estaciones de medición	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Número de estaciones de medición	6.88E-06		Gg/estación de medición	IGU, 2000
Terminales de Importación de GNL	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Número de terminales de importación	3.50E-02		Gg/terminal	USA, 2012
Distribución de gas natural	1B 2 b iii 5	Fugitivas	Longitud de la red de distribución	2.68E-05		Gg/km ducto de distribución	USA, 2012
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a i	Venteo	Número pozos perforados de petróleo	1.14E-07	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Número pozos perforados de petróleo	4.86E-04	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas enviado a la atmósfera	1.86 E+00		$Gg/10^6 m^3$ gas enviado a la atmósfera	Propuesto por el IMP en este estudio

Tabla 49. Factores de Emisión Seleccionados para CO_2 (Cont.).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Refinación de petróleo	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de crudo procesado	1.132E-02		$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de gas LP transportado por ducto	2.719E-03		$Gg/10^3m^3$ LP transportado	Propuesto por el IMP en este estudio
Terminación de pozos de petróleo	1B 2 a i	Venteo	Número de pozos de petróleo terminados	7.59E-07		Gg/pozo terminado	USA, 2012
Producción de crudo convencional	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo ligero y súper ligero producidos	9.50E-05	+/- 50%	$Gg/10^3m^3$ Crudo ligero y superligero producido	IPCC, 2006
Producción de crudo pesado	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros de petróleo pesado producidos	5.30E-03	+/- 75%	$Gg/10^3m^3$ Crudo pesado producido	IPCC, 2006

Tabla 49. Factores de Emisión Seleccionados para CO_2 (Cont.).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Transporte de crudo en buque tanques	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo exportado	9.71E-07		$Gg/10^3m^3$ crudo en buque tanque	USA, 2012
Carga de crudo en buque tanques	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo exportado	1.04E-06		$Gg/10^3m^3$ crudo en buque tanque	CORINAIR, 2007
Venteo en oxidadores térmicos en refinerías	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	5.61 E-04		$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Plantas de desintegración catalítica en refinación de petróleo	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	5.26 E-02		$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Plantas de hidrógeno en refinación de petróleo	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	2.40 E-02		$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio

Tabla 49. Factores de Emisión Seleccionados para CO_2 (Fin).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Producción crudo en tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo producido en tierra	1.10E-07	+/- 100%	$Gg/10^3m^3$ Producción	IPCC, 2006
Producción crudo costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo producido costa afuera	6.70E-06	+/- 100%	$Gg/10^3m^3$ Producción	IPCC, 2006
Refinación de petróleo	1B 2 a iii 4	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	1.11E-07	+/-300%	$Gg/10^3m^3$ Petróleo crudo procesado	API, 2009
Transporte de crudo por ductos	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de crudo transportado en ducto	4.90E-07	±100%	$Gg/10^3m^3$ crudo transportado en ducto	IPCC, 2006

Tabla 50. Factores de Emisión Seleccionados para N_2O

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Número pozos perforados de petróleo	4.66E-10		Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas enviado a la atmósfera	2.30 E-05		$Gg/10^6m^3$ gas enviado a la atmósfera	IPCC, 2006
Refinación de petróleo	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de crudo procesado	1.94E-07		$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Oxidadores térmicos en refinerías	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	8.75 E-10	+/- 150%	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	API, 2009
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de GLP transportado	2.20 E-09	-10 A +1000 %	$Gg/10^3m^3$ de GLP transportado	IPCC, 2006
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	Número de pozos de gas perforados	4.66E-10	+/- 100%	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Millones de m^3 de gas seco producido	3.20E-08		$Gg/10^6m^3$ gas seco producido	Propuesto por el IMP

Tabla 51. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para Metano.

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Perforación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
Terminación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	No	No	Si
Mantenimiento normal pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	No	Supone que cada pozo es mantenido una vez al año	Si	Si	Si	No	No	Si
Mantenimiento c/purga de líquido (limpieza)	1B 2 b i	Venteo	No	Supone que la mitad de los pozos son de baja presión	Si	Si	Si	No	No	Si
Venteos de oxidadores térmicos en el proceso de gas	1B 2 b i	Venteo	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Terminales de Importación de GNL	1B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	No	Si	Puede variar en tres órdenes de magnitud según IGU	No	Es el valor bajo del IGU
Transporte de gas	1B 2 b i	Venteo	No	Selección del volumen transportado en lugar de los km de tubería	Si	Si	Si	Puede variar en tres órdenes de magnitud según IGU	Si	Coincide con el valor medio del IGU

Tabla 51. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para Metano (Cont.)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	No	No	NA	Si	Si	Único	Si	NA
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Producción de gas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en tres órdenes de magnitud según IGU	Si	Coincide con el valor medio del IGU
Proceso de gas	1B 2 b iii 3	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
Transporte de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	No	Selección del volumen transportado en lugar de los km de tubería	Si	Si	Si	Puede variar en tres órdenes de magnitud según IGU	Si	Si
Compresión de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	No	Falta la capacidad de compresión de PEP	Si	El FE de emisión representa a la industria mundial del gas	Si	Puede variar en tres órdenes de magnitud según IGU	No	Es el valor medio del IGU
Estaciones de medición	1B 2 b iii 4	Fugitivas	No	Sólo se tiene el dato de 1997	NA	No	Si	Puede variar en tres órdenes de magnitud según IGU	No	Es el valor medio del IGU
Terminales Importación GNL	1B 2 a iii 3	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Único	No	NA
Distribución de gas natural	1B 2 b iii 5	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en tres órdenes de magnitud según IGU	No	Coincide con el valor medio del IGU

Tabla 51. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para Metano (Cont.)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a i	Venteo	No	No	NA	Si	Si	Si	No	Si
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	No	No	NA	Si	Si	Único	Si	NA
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Refinación de petróleo crudo	1B 2 a ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Terminación de pozos de petróleo	1B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	Único	No	NA
Producción de crudo en tierra	1B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Producción de crudo costa afuera	1B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Transporte de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	Único	No	NA
Carga de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	El FE de emisión representa a la industria europea	Si	Único	No	NA
Venteo en oxidadores térmicos de refinerías	1 B 2 a i	Venteo	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Producción crudo en tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en cuatro órdenes de magnitud	Si	Si

Tabla 51. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para Metano (Fin)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Producción de crudo costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en dos órdenes de magnitud	Si	No
Refinación de petróleo	1B 2 a iii 4	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en dos órdenes de magnitud	Si	No
Transporte de crudo por ductos	1B 2 a iii 3	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Único	Si	NA

Tabla 52. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para CO_2.

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Perforación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Terminación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Mantenimiento normal pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Mantenimiento c/purga de líquido (limpieza)	1B 2 b i	Venteo	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Terminales de Importación de GNL	1B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	Se tomó el valor de FE de USA, 2010	Si	Único	No	NA
Transporte de gas	1B 2 b i	Venteo	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Producción de gas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Proceso de gas	1B 2 b iii 3	Fugitivas	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							

Tabla 52. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para CO_2 (Cont.)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Venteo de oxidadores térmicos en proceso de gas	1B 2 b i	Venteo	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
	Según el IPCC se deben reportan los venteos de CO_2 de las plantas endulzadoras. En México, este gas ácido es alimentado las plantas de azufre de las plantas procesadoras de gas en donde finalmente es venteado en los oxidadores térmicos. El FE reportado se estimó con base en los datos de emisiones de los oxidadores de PGPB. Es una sub categoría clave. Son necesarios estudios más detallados de las plantas de oxidación térmica del sistema petrolero mexicano, pues existe la oportunidad de captura económica de CO_2 de estas plantas.									
Transporte de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Compresión de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Se estimó a partir del FE de metano y considerando la misma proporción de CO_2/CH_4 que en el transporte de gas. **Factor de escala 1.83E-03**.							
Estaciones de medición	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Se estimó a partir del FE de metano y considerando la misma proporción de CO_2/CH_4 que en el transporte de gas. **Factor de escala 1.83E-03**.							
Terminales Importación GNL	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Distribución de gas natural	1B 2 b iii 5	Fugitivas	Se estimó a partir del FE de metano y considerando la misma proporción de CO_2/CH_4 que en el transporte de gas. **Factor de escala 1.83E-03**.							
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a i	Venteo	No	No	NA	Si	Si	Si	Si	No
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Refinación de petróleo crudo	1B 2 a ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Terminación de pozos de petróleo	1B 2 a i	Venteo	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							

Tabla 52. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para CO_2 (Cont.)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Producción de crudo convencional	1B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en cuatro órdenes de magnitud	Si	No
Producción de crudo pesado	1B 2 a i	Venteo	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en dos órdenes de magnitud	Si	Si
Transporte de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	Se estimó a partir del FE de metano de esta sub categoría y considerando la proporción de CO_2/CH_4 que se tiene en los vapores generados en la carga del buque tanque Ta'Kuntah, cuya composición se obtuvo de la licitación pública Internacional TLC No. 18575111-504-11 **Factor de escala 7.53E-02**.							
Carga de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	Se estimó a partir del FE de metano de esta sub categoría y considerando la proporción de CO_2/CH_4 que se tiene en los vapores generados en la carga del buque tanque Ta'Kuntah, cuya composición se obtuvo de la licitación pública Internacional TLC No. 18575111-504-11 **Factor de escala 7.53E-02**.							
Venteo en oxidadores térmicos de refinerías	1 B 2 a i	Venteo	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
	Según el IPCC se deben reportan los venteos de CO_2 de las plantas endulzadoras. En México, este gas ácido es alimentado las plantas de azufre de las refinerías en donde finalmente es venteado en los oxidadores térmicos. El FE reportado se estimó con base en los datos de emisiones de los oxidadores de PR. Es una sub categoría clave. Son necesarios estudios más detallados de las plantas de oxidación térmica del sistema petrolero mexicano, pues existe la oportunidad de captura económica de CO_2 de estas plantas.									
Plantas de Desintegración catalítica en Refinación de petróleo	1 B 2 a i	Venteo	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
	En esta sub categoría se deben reportan los venteos de CO_2 de las plantas de craqueo catalítico de acuerdo al compendio API, 2009. En el balance nacional de energía no se reportan auto consumos de coque en las refinerías, por lo que las emisiones de esta sub categoría no se duplicarían en el INEGEI. El FE reportado se estimó con base en los datos de diseño de las planta FCC de Minatitlán. Es una sub categoría clave pues en el ejemplo del API las emisiones por venteo de CO_2 en el regenerador de FCC son 2/3 de la emisiones por combustión de la refinería. Son necesarios estudios más detallados de las catalíticas del sistema petrolero mexicano, pues existe la oportunidad de captura económica de CO_2 de estas plantas.									

Tabla 52. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para CO_2 (Fin)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Plantas de hidrógeno en refinación de petróleo	1 B 2 a i	Venteo	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
	En esta sub categoría se deben reportan los venteos de CO_2 de las plantas de hidrógeno de acuerdo al compendio APII, 2009. En el balance nacional de energía se reportan auto consumos de gas natural en las refinerías, por lo que las emisiones de esta sub categoría se podrían duplicar en el INEGEI. El FE reportado se estimó con base en los datos de diseño de las planta hidrógeno de Madero y Minatitlán. Es una sub categoría clave pues en el ejemplo del API las emisiones por venteo de CO_2 en las plantas de hidrógeno son 1/3 de la emisiones por combustión de la refinería. Son necesarios estudios más detallados de las plantas de hidrógeno del sistema petrolero mexicano, pues existe la oportunidad de captura económica de CO_2 de estas plantas.									
Producción crudo convencional	1B 2 a iii 2	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en cuatro órdenes de magnitud	Si	No
Producción de crudo pesado	1B 2 a iii 2	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en dos órdenes de magnitud	Si	No
Refinación de petróleo	1B 2 a iii 4	Fugitivas	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en dos órdenes de magnitud	Si	No
Transporte de crudo por ductos	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Congruente con el FE de metano de esta sub categoría. Se tomó de la misma referencia.							

Tabla 53. Criterios, Suposiciones y Limitaciones en la Selección de los Factores de Emisión para N_2O.

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Factor de emisión nacional	Información pública completa	Dato de actividad consistente	Sistema similar al mexicano	Publicación reciente	Orden de magnitud similar	Reporte de incertidum-bre	Conser-vador
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	No	No	NA	Si	Si	Único	Si	NA
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	No	Si	Si	Si	Si	Único	Si	NA
Refinación de petróleo crudo	1B 2 a ii	Quemado	Si	Si	Si	NA	NA	NA	NA	Si
Venteo en oxidadores térmicos en refinerías	1B 2 a ii	Quemado	No	Si	Si	Si	Si	Único	Si	NA
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	No	Si	Si	Si	Si	Único	Si	NA
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	No	No	NA	Si	Si	Único	Si	NA
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	No	Si	Si	Si	Si	Puede variar en cuatro órdenes de magnitud	Si	No

4.11 Obtención de factores de emisión por venteo.

4.11.1 Venteo en oxidadores térmicos.

De acuerdo al IPCC (IPCC, 2006) se deben reportan los venteos de CO_2 derivados de las endulzadoras de gas en las plantas de proceso de gas. En México, el gas ácido, gas con un alto contenido de CO_2 y H_2S y con poco metano, que sale de dichas endulzadoras es enviado a las Plantas Superclaus donde se recupera azufre; al gas residual de estas plantas se le conoce como “gas de cola” y se envía a los incineradores térmicos con el fin de destruir cualquier agente tóxico presente, sobre todo el H_2S que no logra reducirse en las Plantas Superclaus. Además, los oxidadores térmicos se utilizan también en la refinación de petróleo, aunque el gas ácido tiene un menor contenido de CO_2.

El FE reportado se estimó con base en los datos de flujo y composición del gas de cola alimentado a los oxidadores de PGPB y de PR. Se consideró en primer término el contenido de CO_2 y de metano así como una eficiencia de conversión en el oxidador del 98% (EPA, 2000) y se calcularon las emisiones de estos dos GEI. No se tomó en cuenta para este cálculo el flujo de gas combustible auxiliar utilizado en estos oxidadores. Con la cantidad de CO_2 y metano finalmente emitidos se derivó el FE para cada subsidiaria en relación con la cantidad de materia prima procesada, gas natural húmedo para el caso de PGPB y petróleo crudo para el caso de PR.

En la tabla 54 se presentan las emisiones de CO_2 y metano de 2001 a 2011 para PEMEX Refinación y PEMEX Gas y Petroquímica Básica de 2001 a 2010, calculadas con los criterios del párrafo anterior, así como los factores de emisión obtenidos para cada una de estas subsidiarías.

Las emisiones de N_2O en oxidadores térmicos fueron calculadas a partir del FE sugerido por API (2009) de 8.75×10^{-10} $Gg/10^3$ m^3 de crudo procesado.

Tabla 54. Obtención de Factores de Emisión de CO_2 y CH_4 por venteo en oxidadores térmicos

Año	Volumen de crudo procesado en Refinerías de PEMEX	Volumen de gas procesado en Centros Procesadores de Gas	Emisiones calculadas por balance de masa en Refinerías de PEMEX		Emisiones calculadas por balance de masa en Centros Procesadores de Gas de PEMEX		Factores de emisión calculados para Refinerías de PEMEX		Factores de emisión calculados para CPG de PEMEX	
	miles de m^3/año	Miles de m^3/año	Gigagramos/año		Gg/10^6 m^3 gas enviado a la atmósfera		Gg/103 m^3 crudo procesado		Gg/10^6 m^3 gas húmedo procesado	
			CO_2	CH_4	CO_2	CH_4	CO_2	CH_4	CO_2	CH_4
2001	66,180.000	38,024.130	28.332	1.082E-02	1548.877	5.863E-02	4.281E-04	1.635E-07	4.073E-02	1.542E-06
2002	68,008.000	38,966.290	30.292	8.750E-03	1540.233	4.614E-02	4.454E-04	1.287E-07	3.953E-02	1.184E-06
2003	72,329.000	39,823.220	42.104	1.215E-02	1466.279	4.054E-02	5.821E-04	1.680E-07	3.682E-02	1.018E-06
2004	73,194.000	41,073.960	44.909	6.980E-03	1481.940	3.728E-02	6.136E-04	9.536E-08	3.608E-02	9.076E-07
2005	73,986.000	40,092.340	38.590	7.300E-03	1415.467	3.743E-02	5.216E-04	9.867E-08	3.531E-02	9.336E-07
2006	72,078.000	42,925.740	47.756	2.038E-02	1444.782	3.839E-02	6.626E-04	2.827E-07	3.366E-02	8.943E-07
2007	71,432.000	44,269.280	43.332	1.029E-02	1386.305	3.780E-02	6.066E-04	1.441E-07	3.132E-02	8.539E-07
2008	70,769.000	43,944.470	42.636	1.156E-02	1622.389	9.373E-02	6.025E-04	1.633E-07	3.692E-02	2.133E-06
2009	73,374.000	45,849.990	39.359	3.378E-02	1789.345	4.723E-02	5.364E-04	4.604E-07	3.903E-02	1.030E-06
2010	69,111.000	46,222.530	42.326	2.377E-02	1891.389	4.450E-02	6.124E-04	3.439E-07	4.092E-02	9.627E-07
Promedio	**71,046.10**	**42,119.20**	**39.96**	**0.01**	**1558.700**	**4.817E-02**	**5.611E-04**	**2.049E-07**	**3.703E-02**	**1.146E-06**
Mínimo	**66,180.00**	**38,024.13**	**28.33**	**0.01**	**1386.305**	**3.728E-02**	**4.281E-04**	**9.536E-08**	**3.132E-02**	**8.539E-07**
Máximo	**73,986.00**	**46,222.53**	**47.76**	**0.03**	**1891.389**	**9.373E-02**	**6.626E-04**	**4.604E-07**	**4.092E-02**	**2.133E-06**
Desviación Estándar	**2,413.83**	**2,766.65**	**5.87**	**0.01**	**156.850**	**1.643E-02**	**7.290E-05**	**1.133E-07**	**2.950E-03**	**3.803E-07**

Fuente: Elaboración propia con información de volúmenes procesados y emisiones de PEMEX.

4.11.2 Venteo en plantas de hidrógeno.

Según el Compendio API (API, 2009) se debe reportar como venteo la cantidad de CO_2 formada en las reacciones que se llevan a cabo en las plantas de hidrógeno de las refinerías. La producción de hidrógeno se logra en las refinerías por la reacción de reformación de metano con agua en presencia de un catalizador. En esta reacción se produce CO_2 pero sobre todo CO. Este gas es convertido completamente en el segundo reactor, conocido como reactor de cambio, a CO_2 y más hidrógeno en presencia de agua y un catalizador. Estas dos reacciones dan como resultado una mezcla de hidrógeno y CO_2 que se alimenta a un separador, para obtener por una parte el hidrógeno necesario en los proceso de endulzamiento de gasolina y diesel, y en otra el CO_2 que es venteado en la chimenea de la planta reformadora.

El FE para CO_2 se obtuvo a partir de los datos de diseño de la planta de hidrógeno de la refinería de Minatitlán. A partir de ellos fue posible obtener el flujo y composición del gas enviado a la chimenea y que sale del reactor de cambio. Con esta información se derivaron los FE en función de la cantidad de crudo procesado por la refinería. El factor de emisión obtenido es de 2.05 x 10^{-7} Gg de $CO_2/10^3$ m^3 de crudo procesado

Para evitar la duplicidad en el conteo de las emisiones, se debe revisar con cuidado si la cantidad de gas natural utilizado como materia prima en las plantas de hidrógeno no está considerado en el balance nacional de energía como auto consumo y por lo tanto las emisiones de las plantas de hidrógeno ya fueron calculadas en la categoría de combustión en el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

4.11.3 Venteo en plantas de craqueo catalítico.

Según el Compendio API (API, 2009) se debe reportar como venteo la cantidad de CO_2 formado en la regeneración del catalizador de las plantas de craqueo catalítico en lecho fluidizado (FCC) de las refinerías. Durante la operación del reactor se deposita coque en los poros del catalizador y por lo tanto es necesaria su reactivación, la cual se efectúa mediante combustión del coque, en presencia de aire en exceso, en otra sección del reactor. El gas resultante contiene una concentración importante de CO_2 y sale a temperaturas altas. En la mayoría de las ocasiones la energía presente en este gas es aprovechada para generar vapor. Una vez frio el gas es venteado en la chimenea de la planta de FCC:

El FE para CO_2 se obtuvo a partir de los datos de diseño de las plantas de FCC de las refinerías de Madero y Minatitlán. A partir de ellos fue posible obtener el flujo y composición del gas enviado a la chimenea y que sale del reactor FCC. Con esta información se derivó el FE en función de la cantidad de crudo procesado por las refinerías. El factor de emisión obtenido es de 5.625×10^{-2} Gg de $CO_2/10^3$ m^3 de crudo procesado.

4.11.4 Venteo en producción de crudo.

El FE para metano por la producción de petróleo costa afuera fue obtenido a partir del factor propuesto por API (2009), al cual se le restaron las emisiones por venteo en baterías, ya que en plataformas de PEMEX no es práctica común tener tanques de almacenamiento de crudo, puesto que el crudo se envía por medio de un oleogasoducto a la Terminal Marítima de Dos Bocas, a las monoboyas de Cayo Arcas y a los FPSO de Ta´Kuntah y Yuum´Kak´Naab. El gas separado se envía a Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta y cualquier vapor producido en plataformas, es enviado a quemadores de campo,

para los cuales se proponen ya factores de emisión en este estudio. El factor de emisión propuesto para esta categoría es de 2.24 x 10^{-3} Gg/10^3 m3 de petróleo crudo producido.

Para las emisiones de metano por la producción tierra adentro se derivó el FE de los datos disponibles en API, 2009, considerando las emisiones de dispositivos neumáticos, compresores y válvulas de liberación de presión que son de 1.6 x 10^{-3} Gg/10^3 m^3 de crudo producido.

Las emisiones por vaporización repentina (flasheo) por la producción tierra adentro fueron calculadas en este estudio a partir de mediciones experimentales reportadas por Gidney et al (2009) y Hendler et al (2009). El factor de emisión estimado es de 1.85 x 10^{-3} 3 Gg/10^3 m^3 de crudo producido.

De esta manera, las emisiones por producción de crudo tierra adentro son iguales a la suma de los dos FE anteriores, es decir de 3.45 x 10^{-3} Gg/10^3 m^3 de crudo producido.

4.12 Obtención de factores de emisión para quema de gas.

4.12.1 Emisiones por producción de crudo y gas en PEMEX.

Se obtuvo información de los análisis típicos de gas para cada una de las principales corrientes de gas que se envían al quemador elevado en cada uno de los Activos e instalaciones de PEP.

En la tabla 55 se presentan los análisis típicos del gas amargo enviado a quemadores en las Regiones Marinas Noreste y Suroeste, en la tabla 56 se muestran las composiciones típicas para el gas amargo en los Activos de la Región Norte y en la tabla 57 se presentan las composiciones de los gases enviados a la atmósfera en la región Sur.

Se conocen los volúmenes enviados a la atmósfera para cada uno de los gases presentados entre el año 2001 y 2011, las que se muestran en la tabla 58 para el caso de los Activos de las Regiones Marinas, en la tabla 59 para los Activos de la Región Norte y en la tabla 60 para los Activos de la Región Sur.

A partir de la información anterior, se realizó un balance de masa para cada uno de los gases enviados a quemador con las composiciones mostradas en las tablas 56 a 57, esto es, se obtuvo el contenido de carbono para cada gas quemado y se calcularon las emisiones de CO_2 considerando una eficiencia de quemado de 83.72 %. Las emisiones de CH_4 se calcularon a partir del contenido de metano de cada uno de los gases y considerando la eficiencia mencionada de 83.72 %, es decir, solamente se convierte a CO_2 el 83.72 % en peso del metano contenido en el gas enviado a la atmósfera.

El valor seleccionado de eficiencia se sustenta en estudios experimentales realizados por Chambers en 2003 los que se muestran, junto con otros estudios efectuados, en la Tabla 61; en esta tabla se enfatiza el promedio de los valores de eficiencia de destrucción de metano obtenidos para quemadores de campo por Chambers. Cabe mencionar que se utilizó el promedio de estos valores, debido a que:

a) Fue un estudio realizado en campo.
b) El gas que se quemó era gas asociado amargo, al igual que en PEMEX.
c) El estudio de Chambers (2003) fue realizado con un balance de materia a partir de mediciones de flujos y composiciones en las corrientes de entrada al quemador de campo y en las corrientes de entrada al quemador y de salida del quemador. Chambers define la eficiencia para el metano como:

$$E = \left[1 - \frac{Carbono\ en\ CH4\ emitido}{Carbono\ contenido\ en\ gases\ quemados}\right] \times 100$$

Y la de destrucción global como:

$$E = \left[1 - \frac{Carbono\ en\ Hidrocarburos\ emitidos}{Carbono\ contenido\ en\ gases\ quemados}\right] \times 100$$

a diferencia del estudio de Strosher (1996) que solo consideró mediciones en la salida de las emisiones de gases y no en la entrada, ya que define la eficiencia como:

$$EC = \frac{100 \cdot C(CO_2)}{(\cdot\, C(CO_2) + (C(CO) + C(HC) + C(carbón\ negro))}$$

d) El poder calorífico del gas asociado quemado en cada caso es similar a los poderes caloríficos del gas asociado quemado en instalaciones de PEMEX.

En la tabla 62 se presentan los resultados de realizar los balances de masa para cada uno de los Activos e Instalaciones de PEP. Se incluyen los volúmenes de gas quemado en PEMEX Exploración y Producción, las emisiones calculadas así como los factores de emisión anuales para CO_2 y CH_4 y los factores de emisión promedio obtenidos. Los factores de emisión para quema son de 1.856 Gg de $CO_2/10^6$ m^3 de gas quemado y de 6.292 x 10^{-2} Gg de $CH_4/10^6$ m^3 de gas quemado

Para las emisiones de N_2O por quema en PEP, se utilizó el factor de emisión del IPCC (2006) de 2.30 x 10^{-5} $Gg/10^6$ m^3 de gas quemado.

Tabla 55. Composiciones de gas amargo quemado en las Regiones Marinas

Compuesto	Unidades	Región y Activo o Instalación									
		Marina Noreste							Marina Suroeste		
		Cantarell 1990 a 2002	Cantarell 2002 a 2006	Cantarell 2007	Cantarell 2008 a 2010	Ku-Maloob-Zaap	Cantarell	Ciudad PEMEX y Atasta	Abkatún Pol-Chuc	Litoral de Tabasco	Terminal Marítima Dos Bocas
		Gas amargo	Gas amargo	Gas amargo	Gas amargo	Gas amargo	Gas ácido	Gas amargo	Gas amargo	Gas amargo	Gas amargo
Metano	% mol	64.678	63.440	57.690	54.698	62.780	3.250	63.460	67.887	76.327	63.630
Etano	% mol	12.749	15.180	10.780	9.362	13.620	0.140	11.520	12.926	10.424	15.640
Propano	% mol	7.802	7.065	5.150	4.212	7.090	0.000	5.570	6.818	0.000	7.080
i-butano	% mol	1.282	0.940	0.620	0.492	0.000	0.020	0.680	1.114	4.635	0.870
n-butano	% mol	2.976	2.760	1.690	1.318	3.880	0.010	1.730	2.613	0.645	2.160
i-pentano	% mol	1.123	0.695	0.370	0.302	0.000	0.000	0.360	0.730	1.379	0.440
n-pentano	% mol	1.390	0.985	0.460	0.382	1.860	0.000	0.430	0.915	0.311	0.450
Hexanos	% mol	1.905	0.660	0.040	0.284	0.890	0.000	0.110	0.957	0.372	0.020
Nitrógeno	% mol	0.287	5.300	19.830	25.968	3.570	0.000	11.370	0.749	0.477	0.630
Hidrógeno	% mol	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Dióxido de carbono	% mol	1.793	1.605	2.010	1.808	3.490	60.790	2.880	2.243	2.818	3.300
Ácido sulfhídrico	% mol	1.397	1.365	1.360	1.174	2.610	35.790	1.890	3.048	2.329	2.480
Densidad @ 1 kg/cm^2 y 20 °C	kg/m^3	1.030	0.984	0.952	0.955	1.012	1.591	0.937	0.974	0.866	0.923
Poder Calorífico Neto	MJ/m^3	47.990	44.576	34.576	31.496	44.629	9.040	37.626	45.347	40.317	42.283

Fuente: Elaboración propia a partir de: Manifiestos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos 2010 y 2011 de los Activos Integrales Cantarell, Ku-Maloob-Zaap. Y Abkatún-Pol-Chuc. Licitaciones Públicas de PEMEX Exploración y Producción y A-Mendoza et al., (2006), Camacho et al, (2009)

Tabla 56. Composiciones de gas amargo quemado en la Región Norte

Compuesto	Unidades	Región y Activo o Instalación					
		Norte					
		Aceite Terciario del Golfo	Poza Rica	Poza Rica	Altamira	Cerro Azul	Reynosa-Burgos
		Gas dulce	Gas amargo	Gas seco	Gas amargo	Gas amargo	Gas dulce
Metano	% mol	83.318	64.263	97.790	51.870	56.125	86.440
Etano	% mol	7.340	14.063	1.040	17.087	9.558	7.700
Propano	% mol	4.207	7.883	0.400	15.363	7.748	3.220
i-butano	% mol	0.518	0.917	0.120	3.733	0.790	0.660
n-butano	% mol	1.375	2.551	0.130	3.700	2.090	0.700
i-pentano	% mol	0.361	0.551	0.050	1.740	0.588	0.160
n-pentano	% mol	0.356	0.620	0.020	1.863	0.735	0.180
Hexanos	% mol	0.475	0.517	0.060	1.220	0.658	0.140
Nitrógeno	% mol	0.919	1.286	0.130	0.530	2.155	0.290
Hidrógeno	% mol	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Dióxido de carbono	% mol	0.866	6.394	0.260	1.753	18.415	0.510
Ácido sulfhídrico	% mol	0.000	0.954	0.000	1.140	1.145	0.000
Densidad @ 1 kg/cm^2 y 20 °C	kg/m^3	0.809	0.999	0.667	1.188	1.111	0.768
Poder Calorífico Neto	MJ/m^3	40.160	43.600	34.570	56.670	37.830	38.920

Fuente: Elaboración propia a partir de Manifiestos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos 2010 y 2011 de los Activos, Aceite Terciario del Golfo, y Poza Rica Altamira. Licitaciones públicas de PEMEX Exploración y Producción y Estudio de impacto ambiental de la estación de procesamiento y manejo de gas El Raudal (2003)

Tabla 57. Composiciones de gas amargo quemado en la Región Sur

Compuesto	Unidades	Región y Activo o Instalación									
		Sur									
		5 Presidentes	5 Presidentes	Bellota-Jujo	Bellota-Jujo	Macuspana	Muspac	Muspac	Samaria-Luna	Veracruz	Veracruz
		Gas amargo	Gas dulce	Gas amargo	Gas dulce	Gas dulce	Gas amargo	Gas amargo alto contenido de CO_2	Gas dulce	Gas amargo	Gas dulce
Metano	% mol	68.467	80.137	62.247	71.018	80.620	69.688	34.686	72.866	80.193	98.543
Etano	% mol	9.772	9.557	11.157	11.395	9.070	9.188	6.045	9.668	1.760	0.498
Propano	% mol	7.268	5.140	4.907	6.293	5.170	3.747	3.373	4.330	1.383	0.167
i-butano	% mol	1.984	0.825	0.708	0.885	1.340	0.647	0.553	0.706	0.463	0.052
n-butano	% mol	3.670	1.392	1.572	1.983	1.530	1.377	1.312	1.370	0.737	0.043
i-pentano	% mol	1.458	0.310	0.453	0.523	0.600	0.453	0.385	0.338	0.383	0.032
n-pentano	% mol	1.432	0.244	0.240	0.525	0.060	0.506	0.087	0.017	0.453	0.012
Hexanos	% mol	1.951	0.262	0.165	0.293	0.380	0.535	0.057	0.003	3.183	0.080
Nitrógeno	% mol	0.139	1.885	15.677	6.003	0.030	6.135	2.262	7.908	6.580	0.334
Hidrógeno	% mol	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Dióxido de carbono	% mol	2.149	0.249	1.786	1.085	1.200	6.982	48.845	1.458	2.797	0.249
Ácido sulfhídrico	% mol	1.710	0.000	1.088	0.000	0.000	0.735	2.395	1.440	1.907	0.000
Densidad @ 1 kg/cm^2 y 20 °C	kg/m^3	1.037	0.827	0.927	0.903	0.843	0.925	1.340	0.858	0.877	0.660
Poder Calorífico Neto	MJ/m^3	49.240	41.010	36.060	41.490	41.980	37.000	21.658	37.370	37.550	34.120

Fuente: Elaboración propia a partir de Manifiestos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos 2010 de los Activos 5 Presidentes, Bellota-Jujo, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna. Licitaciones públicas de PEMEX Exploración y Producción.

Tabla 58. Volúmenes de gas enviados a la atmósfera en las Regiones Marinas. (Millones de m3/año)

Año	Región y Activo o Instalación						
	Marina Noreste				Marina Suroeste		
	Cantarell	Ku-Maloob-Zaap	Cantarell	Ciudad PEMEX y Atasta	Abkatún Pol-Chuc	Litoral de Tabasco	Terminal Marítima Dos Bocas
	Gas amargo	Gas amargo	Gas ácido	Gas amargo	Gas amargo	Gas amargo	Gas amargo
2001	2,191.164	461.103	0.000	0.000	219.568	49.393	8.481
2002	1,518.919	251.989	0.000	0.000	109.871	10.702	7.987
2003	1,744.568	275.582	0.000	0.000	48.408	3.283	12.505
2004	506.401	230.185	0.000	0.000	50.692	4.413	81.250
2005	455.490	276.978	0.000	0.345	172.976	18.150	233.148
2006	1,265.152	291.518	0.000	0.941	162.102	16.328	17.832
2007	3,568.023	503.498	0.000	1.376	163.127	64.441	28.644
2008	12,851.301	567.163	91.978	0.515	76.629	23.455	71.005
2009	11,826.462	646.733	51.611	0.000	147.876	26.440	17.406
2010	6,549.828	232.179	26.135	0.000	149.247	0.000	0.725
2011	3,852.330	222.602	44.705	0.000	122.228	0.000	17.474

Fuente: Elaboración propia a partir de información de PEMEX.

Tabla 59. Volúmenes de gas enviados a la atmósfera en la Región Norte. (Millones de m^3/año)

Año	Región y Activo o Instalación					
	Norte					
	Aceite Terciario del Golfo	Poza Rica	Poza Rica	Altamira	Cerro Azul	Reynosa-Burgos
	Gas dulce	Gas amargo	Gas seco	Gas amargo	Gas amargo	Gas dulce
2001	1.560	15.591	0.000	0.000	156.588	0.117
2002	3.634	15.894	0.000	0.174	112.537	1.280
2003	4.604	16.383	0.000	0.316	142.708	0.011
2004	4.180	27.004	0.000	0.052	143.474	0.326
2005	1.985	18.533	0.173	0.053	149.006	0.000
2006	8.220	24.989	0.000	0.053	157.240	0.000
2007	2.224	18.493	4.100	0.051	158.665	0.000
2008	61.394	105.174	4.706	0.053	148.971	0.000
2009	87.886	108.572	8.404	0.051	174.604	0.000
2010	4.119	70.810	6.725	0.053	155.411	0.000
2011	0.947	0.187	1.491	0.053	68.903	0.000

Fuente: Elaboración propia a partir de información de PEMEX.

Tabla 60. Volúmenes de gas enviados a la atmósfera en la Región Sur. (Millones de m^3/año)

Año	Región y Activo o Instalación									
	Sur									
	5 Presidentes	5 Presidentes	Bellota-Jujo	Bellota-Jujo	Macuspana	Muspac	Muspac	Samaria-Luna	Veracruz	Veracruz
	Gas amargo	Gas dulce	Gas amargo	Gas dulce	Gas dulce	Gas amargo	Gas amargo alto contenido de CO_2	Gas dulce	Gas amargo	Gas dulce
2001	4.525	41.478	22.359	0.400	0.157	710.119	0.000	14.648	0.000	0.000
2002	2.270	4.780	20.087	0.329	1.064	441.838	179.816	21.305	0.068	0.000
2003	3.092	32.622	31.918	0.459	4.509	387.683	381.735	23.653	0.032	0.000
2004	3.774	27.313	16.721	0.389	6.431	280.552	275.616	40.712	0.018	0.000
2005	2.787	71.150	129.686	4.316	4.056	103.042	83.769	64.485	0.014	0.000
2006	2.785	62.852	138.103	0.662	37.470	9.017	0.000	93.214	0.003	0.000
2007	2.050	79.247	109.166	0.082	68.469	34.775	0.003	43.772	0.000	0.001
2008	1.962	75.763	127.871	0.000	34.864	10.175	0.000	29.701	0.000	0.012
2009	2.532	58.477	103.215	0.000	22.261	9.197	0.736	68.721	0.000	0.024
2010	2.589	80.115	74.539	2.432	2.384	8.129	0.000	77.137	0.000	0.000
2011	0.901	86.659	36.186	0.882	0.007	0.767	0.000	85.158	2.856	0.000

Fuente: Elaboración propia a partir de información de PEMEX.

Tabla 61. Eficiencias de quemado obtenidas en estudios experimentales.

Investigador principal y año	Fluido	Experimento llevado a cabo en :	Eficiencia de combustión global	Eficiencia de destrucción global	Eficiencia de destrucción global	Eficiencia de destrucción de CH_4	Poder calorífico neto MJ/m^3	Velocidad del viento
			%	%	%	%	MJ/m^3	m/s
Strosher/1996	Gas natural dulce	Túnel de viento	98.2	ND	ND	ND	ND	Flama de difusión
Strosher/1996	Gas natural con 23 % condensado	Túnel de viento	89.5	ND	ND	ND	ND	Flama de difusión
Strosher/1996	Gas natural con 23 % condensado	Túnel de viento	86.2	ND	ND	ND	ND	0.5 a 1.0
Promedio Gas natural (túnel de viento)			***91.3***	***ND***	***ND***	***ND***	***ND***	***ND***
Johnson/2002	Gas natural dulce	Túnel de viento	ND	88.0 a 99.8	ND	ND	37.50	2.0 a 10.0
Johnson/2002	Mezcla propano 40 % y CO_2 60 %	Túnel de viento	ND	87.5 a 99.8	ND	ND	37.50	2.0 a 8.0
Johnson/2002	Mezcla propano 40 % y N_2 60 %	Túnel de viento	ND	83.0 a 99.8	ND	ND	37.50	2.0 a 10.0
Johnson/2002	Mezcla etano 60 % y CO_2 60 %	Túnel de viento	ND	87.0 a 99.8	ND	ND	39.90	2.0 a 11.0
Strosher/1996	Gas asociado amargo	Quemador elevado	84.1	ND	ND	ND	36.75	2.0
Strosher/1996	Gas asociado amargo	Quemador elevado	70.6	ND	ND	ND	58.71	3.5 a 7.2
Strosher/1996	Gas asociado amargo	Quemador elevado	67.2	ND	ND	ND	58.71	2.3
Strosher/1996	Gas asociado amargo	Quemador elevado	66.1	ND	ND	ND	58.71	2.3
Strosher/1996	Gas asociado amargo y condensados	Quemador elevado	62.2	ND	ND	ND	ND	ND
Strosher/1996	Gas asociado amargo y condensados	Quemador elevado	62.7	ND	ND	ND	ND	ND
Strosher/1996	Gas asociado amargo	Quemador elevado	63.9	ND	ND	ND	58.71	1.5 a 1.9
Strosher/1996	Gas asociado amargo	Quemador elevado	65.0	ND	ND	ND	58.71	1.5 a 1.9
Strosher/1996	Gas asociado amargo	Quemador elevado	71.0	ND	ND	ND	58.71	1.5 a 1.9
Promedio gas asociado en quemador elevado			***68.1***	***ND***	***ND***	***ND***	***55.6***	***ND***
Chambers/2003	Gas asociado amargo	Quemador elevado	ND	93.71	93.71	93.13	32.10	1.4 a 3.5
Chambers/2003	Gas asociado amargo	Quemador elevado	ND	92.62	92.62	92.28	32.10	1.1 a 3.7
Chambers/2003	Gas asociado amargo	Quemador elevado	ND	92.36	92.36	92.02	34.96	1.5 a 3.3
Chambers/2003	Gas asociado amargo	Quemador elevado	ND	90.61	90.61	86.13	47.27	6.0 a 9.2
Chambers/2003	Gas asociado amargo	Quemador elevado	ND	80.32	80.32	55.02	47.27	5.0 a 6.5
Promedio gas asociado en quemador elevado				***89.92***	***89.92***	***83.72***	***38.74***	***ND***
Chambers/2003	Gas asociado dulce	Quemador elevado	ND	98.71		98.10	39.78	0.3 a 2.1

Fuente: elaboración propia a partir de Strosher, (1996), Johnson (2002) y Chambers, (2003)

Tabla 62. Obtención de Factores de emisión para CO_2 y CH_4 por quema de gas en las operaciones de producción de crudo y gas en PEMEX Exploración y Producción.

Año	Volumen de gas enviado a la atmósfera	Emisiones de PEP calculadas por balance de masa		Factores de emisión calculados	
	Millones de metros cúbicos/año	Gigagramos/año		$Gg/10^6$ m^3 gas enviado a la atmósfera	
		CO_2	CH_4	CO_2	CH_4
2001	4,198.268	9,438.80	289.15	2.248	6.887E-02
2002	2,842.905	5,894.85	185.79	2.074	6.535E-02
2003	3,228.797	6,578.46	205.80	2.037	6.374E-02
2004	1,802.095	3,598.96	113.46	1.997	6.296E-02
2005	1,870.718	3,817.95	124.00	2.041	6.628E-02
2006	2,473.627	5,139.52	167.01	2.078	6.751E-02
2007	4,933.040	8,614.86	310.83	1.746	6.301E-02
2008	14,316.261	22,018.10	833.70	1.538	5.823E-02
2009	13,428.994	20,822.40	787.16	1.551	5.862E-02
2010	7,484.456	11,605.87	439.27	1.551	5.869E-02
2011	4,571.380	7,129.52	269.08	1.560	5.886E-02
Promedio	**5,559.14**	**9,514.48**	**338.66**	**1.856**	**6.292E-02**
Mínimo	**1,802.09**	**3,598.96**	**113.46**	**1.538**	**5.823E-02**
Máximo	**14,316.26**	**22,018.10**	**833.70**	**2.248**	**6.887E-02**
Desviación Estándar	**4,216.82**	**6,055.75**	**239.64**	**0.257**	**3.684E-03**
Incertidumbre				**+/- 27.66 %**	**+/- 11.71 %**

Fuente: Elaboración propia. Datos de volúmenes de gas de PEMEX.

4.12.2 Emisiones por quemado en Refinerías de PEMEX.

De la misma manera que para el caso de PEP, fueron obtenidos factores de emisión para instalaciones de PEMEX Refinación. Se obtuvo información de los análisis típicos de gas para cada una de las principales corrientes de gas que se envían al quemador elevado en las Refinerías de PEMEX. En la tabla 63 se presentan las composiciones obtenidas y en la tabla 64 se presentan los volúmenes de gas enviados a la atmósfera para cada una de estas corrientes entre los años 2001 y 2011.

Finalmente en la tabla 65 se presentan los factores de emisión calculados para CO_2 y CH_4 tanto en función del volumen de gas enviado a quemadores como del volumen de crudo procesado.

Para calcular las emisiones de CO_2 y CH_4 asociadas a cada uno de los tipos de gas enviados a la atmósfera y cuyo total para cada año se muestra en esta tabla, se utilizó el mismo procedimiento que en el caso de PEP, es decir, se realizó un balance de masa para cada tipo de gas con las composiciones, flujos y densidades conocidas, y se consideró una eficiencia de destrucción de metano e hidrocarburos en el quemador de 83.72 % conforme a lo ya explicado en el apartado anterior.

Los factores de emisión mostrados fueron obtenidos dividiendo las emisiones anuales de CO_2 y CH_4 entre los volúmenes anuales de gas quemado o entre los volúmenes de crudo procesado.

Se sugiere utilizar el factor de emisión en función del volumen de crudo procesado, ya que este último dato de actividad se encuentra fácilmente disponible en los anuarios estadísticos de PEMEX.

Tabla 63. Composiciones típicas de gases enviados a quemador en Refinerías de PEMEX

Componente o Variable	Unidades	Gas amargo	Gas ácido	Gas natural	Reformado	Hidrógeno
Metano	% mol	14.320	1.410	40.158	4.750	0.750
Etano	% mol	10.470	0.000	12.950	0.000	0.000
Etileno	% mol	0.000	0.000	1.430	0.000	0.000
Propano	% mol	6.940	0.000	8.043	0.000	0.000
Propileno	% mol	0.000	0.000	0.318	0.000	0.000
i-Butano	% mol	3.330	0.000	1.700	0.000	0.000
n-Butano	% mol	0.000	0.000	1.586	0.000	0.000
Butileno	% mol	0.000	0.000	0.220	0.000	0.000
i-Pentano	% mol	1.550	0.000	0.200	0.000	0.000
n-Pentano	% mol	0.000	0.000	0.100	0.000	0.000
Hexanos	% mol	1.240	0.000	0.000	0.000	0.000
Nitrógeno	% mol	0.000	0.730	1.252	0.160	0.000
Hidrógeno	% mol	52.590	11.390	35.368	43.730	98.730
Monóxido de carbono	% mol	0.000	0.000	0.000	7.080	0.000
Dióxido de carbono	% mol	0.000	0.000	0.120	6.200	0.420
Ácido sulfhídrico	% mol	8.600	86.450	0.052	0.000	0.100
Densidad @ 1 kg/cm^2 y 20 °C	kg/m^3	0.626	1.447	0.717	0.534	0.094
Poder Calorífico Neto	MJ/m^3	32.283	19.374	36.860	6.890	10.350

Fuente: Elaboración propia con base en Licitaciones públicas de PEMEX Refinación , Estudios de Impacto Ambiental de las Plantas desulfuradoras de gasolinas catalíticas ULSG1 y ULSG2 de las Refinerías "Miguel Hidalgo", "Héctor Lara Sosa", "Antonio M. Amor", "Lázaro Cárdenas", "Antonio Dovalí Jaime" y "Francisco I. Madero", y en Diagramas de Flujo de Proceso de diseño de la Planta de Hidrógeno.

Tabla 64. Volúmenes de gas enviados a quemadores en Refinerías de PEMEX (Millones de m^3/año)

Año	Gas amargo	Gas ácido	Gas natural	Reformado	Hidrógeno	Total
2001	100.550	39.550	386.600	4.820	0.000	531.520
2002	120.480	34.670	296.340	2.700	26.270	480.460
2003	116.700	46.290	376.560	0.000	7.460	547.010
2004	133.690	34.320	196.780	0.000	5.530	370.320
2005	112.410	58.240	228.770	0.410	19.180	419.010
2006	172.200	39.310	310.650	0.000	33.870	556.030
2007	210.330	10.460	376.290	0.000	21.020	618.100
2008	150.260	10.520	333.310	0.000	40.340	534.430
2009	97.400	8.590	467.170	0.000	99.970	673.130
2010	73.320	6.890	548.060	0.000	106.850	735.120
2011	60.630	6.130	758.140	0.000	228.650	1,053.550

Fuente: Elaboración propia con información de PEMEX.

Tabla 65. Obtención de Factores de emisión para CO_2, CH_4 por quema de gas en las operaciones de Refinación del Petróleo

Año	Proceso de crudo	Volumen de gas enviado a la atmósfera	Emisiones de PEP calculadas por balance de masa		Factores de emisión calculados por volumen enviado a la atmósfera		Factores de emisión calculados por volumen de crudo procesado	
	miles de m^3/año	Millones de m^3/año	Gigagramos/año		$Gg/10^6$ m^3 gas enviado a la atmósfera		$Gg/10^3$ m^3 crudo procesado	
			CO_2	CH_4	CO_2	CH_4	CO_2	CH_4
2001	66,180.248	531.520	770.26	17.94	1.449	3.375E-02	1.164E-02	2.711E-04
2002	68,008.444	480.460	646.63	14.43	1.346	3.003E-02	9.508E-03	2.122E-04
2003	72,328.535	547.010	775.42	17.75	1.418	3.246E-02	1.072E-02	2.455E-04
2004	73,194.190	370.320	500.05	10.39	1.350	2.807E-02	6.832E-03	1.420E-04
2005	73,985.566	419.010	534.20	11.48	1.275	2.741E-02	7.220E-03	1.552E-04
2006	72,078.075	556.030	735.85	15.81	1.323	2.844E-02	1.021E-02	2.194E-04
2007	71,431.985	618.100	880.02	19.09	1.424	3.089E-02	1.232E-02	2.673E-04
2008	70,769.230	534.430	735.10	16.39	1.375	3.067E-02	1.039E-02	2.316E-04
2009	73,374.163	673.130	886.87	21.29	1.318	3.163E-02	1.209E-02	2.902E-04
2010	69,110.773	735.120	987.72	24.35	1.344	3.312E-02	1.429E-02	3.523E-04
2011	68,028.416	1,053.550	1,315.34	33.12	1.248	3.144E-02	1.934E-02	4.869E-04
Promedio	**70,771.78**	**592.61**	**797.04**	**18.37**	**1.352**	**3.072E-02**	**1.132E-02**	**2.612E-04**
Mínimo	**66,180.25**	**370.32**	**500.05**	**10.39**	**1.248**	**2.741E-02**	**6.832E-03**	**1.420E-04**
Máximo	**73,985.57**	**1,053.55**	**1,315.34**	**33.12**	**1.449**	**3.375E-02**	**1.934E-02**	**4.869E-04**
Desviación Estándar	**2,459.45**	**176.47**	**215.03**	**6.03**	**0.059**	**1.977E-03**	**3.268E-03**	**9.090E-05**
Incertidumbre					**+/- 8.72 %**	**+/- 12.87 %**	**+/- 69.82%**	**+/- 61.53 %**

Fuente: Elaboración propia. Volúmenes procesados de crudo y volúmenes de gas enviado a la atmósfera con información de PEMEX

Para las emisiones de N_2O por quema en Refinerías de PEMEX, se utilizó el factor de emisión del IPCC (2006) de 2.30 x 10^{-5} $Gg/10^6$ m^3 de gas quemado. Este factor fue aplicado al volumen de gas enviado a la atmósfera. Posteriormente se obtuvo el valor del Factor de emisión en función del volumen de crudo procesado y finalmente se obtuvo un promedio y su desviación estándar del 2001 al 2011.

4.12.3 Emisiones por quemado en Proceso de Gas en PEMEX.

De la misma manera que para el caso de PEP, fueron obtenidos factores de emisión para instalaciones de PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Se obtuvo información de los análisis típicos de gas para cada una de las principales corrientes de gas que se envían al quemador elevado en los Centros Procesadores de Gas de PEMEX. En la tabla 66 se presentan las composiciones obtenidas y en la tabla 67 se presentan los volúmenes de gas enviados a la atmósfera para cada una de estas corrientes entre los años 2001 y 2011.

Finalmente en la tabla 68 se presentan los factores de emisión calculados para CO_2 y CH_4 tanto en función del volumen de gas enviado a quemadores como del volumen de gas húmedo procesado.

Para calcular las emisiones de CO_2 y CH_4 asociadas a cada uno de los tipos de gas enviados a la atmósfera y cuyo total para cada año se muestra en la tabla 68, se utilizó el mismo procedimiento que en el caso de PEP, es decir, se realizó un balance de masa para cada tipo de gas con las composiciones, flujos y densidades conocidas, y se consideró una eficiencia de destrucción de metano e hidrocarburos en el quemador de 83.72 % conforme a lo ya explicado en el apartado 4.12.1.

Los factores de emisión mostrados fueron obtenidos dividiendo las emisiones anuales de CO_2 y CH_4 entre los volúmenes anuales de gas quemado o entre los volúmenes de gas húmedo procesado. Se sugiere utilizar el factor de emisión en función del volumen de gas húmedo procesado, ya que este último dato de actividad se encuentra fácilmente disponible en los anuarios estadísticos de PEMEX.

Para las emisiones de N_2O por quema en Refinerías de PEMEX, se sugiere utilizar el factor de emisión del IPCC (2006) de 3.30 x 10^{-8} $Gg/10^6$ m^3 de gas seco producido.

Tabla 66. Composiciones típicas de gases enviados a quemador en Centros Procesadores de Gas de PEMEX

Componente o Variable	Unidades	Gas amargo	Gas ácido	Gas natural
Metano	% mol	61.110	0.500	84.000
Etano	% mol	16.000	0.000	9.000
Propano	% mol	9.000	0.000	0.045
i-Butano	% mol	1.000	0.000	0.000
n-Butano	% mol	2.150	0.000	0.000
i-Pentano	% mol	1.140	0.000	0.000
n-Pentano	% mol	1.500	0.000	0.000
Hexanos	% mol	0.250	0.000	0.000
Nitrógeno	% mol	2.500	0.000	4.000
Hidrógeno	% mol	0.000	0.000	0.000
Dióxido de carbono	% mol	2.800	62.950	2.755
Ácido sulfhídrico	% mol	2.500	36.550	0.000
Densidad @ 1 kg/cm^2 y 20 °C	kg/m^3	0.799	1.620	0.746
Poder Calorífico Neto	MJ/m^3	40.000	9.685	33.910

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe trimestral de precios Interorganismos de PEMEX (2011) y NOM-001-SECRE-2010

Tabla 67. Volúmenes de gas enviados a quemadores en Centros Procesadores de Gas de PEMEX (Millones de m^3/año)

Año	Gas amargo	Gas ácido	Gas natural	Total
2001	8.300	89.580	21.370	119.250
2002	3.700	30.670	8.790	43.160
2003	6.990	4.610	7.790	19.390
2004	5.800	3.020	6.780	15.600
2005	0.900	16.120	5.230	22.250
2006	1.170	6.550	21.610	29.330
2007	6.030	19.590	15.730	41.350
2008	15.140	7.790	57.390	80.320
2009	6.020	8.030	58.330	72.380
2010	6.060	4.340	14.910	25.310
2011	11.920	10.310	31.770	54.000

Fuente: Elaboración propia con información de PEMEX.

Tabla 68. Obtención de Factores de emisión para CO_2 y CH_4 por quema de gas en las operaciones de Proceso de Gas en México

Año	Proceso de gas húmedo	Volumen de gas enviado a quema	Emisiones de PGPB calculadas por balance de masa		Factores de emisión calculados por volumen enviado quema		Factores de emisión calculados por volumen de gas húmedo procesado	
	miles de m^3/año	Millones de m^3/año	Gigagramos/año		Gg/10^6 m^3 gas enviado a la atmósfera		Gg/10^6 m^3 gas húmedo procesado	
			CO_2	CH_4	CO_2	CH_4	CO_2	CH_4
2001	28,989.040	119.240	132.852	2.586	1.114	2.169E-02	4.583E-03	8.922E-05
2002	30,137.650	43.160	49.364	1.083	1.144	2.510E-02	1.638E-03	3.595E-05
2003	31,313.890	19.390	29.338	1.240	1.513	6.394E-02	9.369E-04	3.959E-05
2004	32,588.760	15.600	24.081	1.056	1.544	6.770E-02	7.389E-04	3.241E-05
2005	32,529.230	22.250	24.965	0.541	1.122	2.432E-02	7.675E-04	1.663E-05
2006	35,605.620	29.330	41.945	2.004	1.430	6.833E-02	1.178E-03	5.628E-05
2007	36,658.230	41.360	54.037	1.874	1.306	4.531E-02	1.474E-03	5.112E-05
2008	35,876.280	80.330	124.541	6.264	1.550	7.797E-02	3.471E-03	1.746E-04
2009	36,923.850	72.380	109.407	5.629	1.512	7.777E-02	2.963E-03	1.524E-04
2010	37,400.760	25.310	38.448	1.795	1.519	7.094E-02	1.028E-03	4.800E-05
2011	46,798.770	54.000	81.100	3.748	1.502	6.941E-02	1.733E-03	8.009E-05
Promedio	**34,983.83**	**47.49**	**64.55**	**2.53**	**1.387**	**5.568E-02**	**1.865E-03**	**7.058E-05**
Mínimo	**28,989.04**	**15.60**	**24.08**	**0.54**	**1.114**	**2.169E-02**	**7.389E-04**	**1.663E-05**
Máximo	**46,798.77**	**119.24**	**132.85**	**6.26**	**1.550**	**7.797E-02**	**4.583E-03**	**1.746E-04**
Desviación Estándar	**4,649.90**	**30.47**	**38.76**	**1.81**	**0.172**	**2.124E-02**	**1.202E-03**	**4.822E-05**

Fuente: Elaboración propia.
Volúmenes procesados de gas húmedo y volúmenes de gas enviado a la atmósfera proporcionados por PEMEX

4.12.4 Emisiones por quemado en almacenamiento y transporte de gas LP en PEMEX.

Se obtuvieron el análisis típico de gas LP en México, mismo que se muestra en la tabla 69:

Tabla 69. Composiciones típicas de gas LP en México

Componente o Variable	Unidades	Gas LP PEMEX Refinación	Gas LP PEMEX PGPB
Metano	% mol	0.09	0.11
Etano	% mol	1.35	1.64
Propano	% mol	23.65	62.75
Propileno	% mol	17.52	0.00
i-Butano	% mol	18.00	18.00
n-Butano	% mol	20.97	16.87
Butileno	% mol	14.44	0.01
i-Pentano	% mol	0.70	0.02
n-Pentano	% mol	0.30	0.60
Hexano + pesados	% mol	0.00	0.00
Densidad @ 1 kg/cm^2 y 20 °C	kg/m^3	553.38	530.90
Poder Calorífico Neto	MJ/m^3	25,906	24,790

Fuente: Elaboración propia con datos de Bueno et al 2004 y Estudio: Efecto de los Componentes de Gas LP en la acumulación por ozono en la ZMVM y sus implicaciones para PEMEX GAS Y Petroquímica Básica.

Los factores de emisión para la quema de gas LP en su almacenamiento y transporte fueron calculados a partir de los volúmenes enviados a quemadores de campo y también considerando una eficiencia de 83.72 %, al igual que en los casos de la quema de gas en PEP, Refinación y PGPB, como se muestra en la tabla 70.

Los factores de emisión mostrados fueron obtenidos dividiendo las emisiones anuales de CO_2 y CH_4 entre los volúmenes anuales de gas LP quemado o entre los volúmenes de gas LP transportado

Tabla 70. Obtención de Factores de emisión para CO_2 y CH_4 por quema de gas en las operaciones de almacenamiento y transporte de gas LP en México

Año	Volumen de gas LP transportado = Producción + importaciones de GLP	Volumen de gas LP enviado a la atmósfera	Emisiones de PEMEX calculadas por balance de masa		Factores de emisión calculados por volumen enviado a la atmósfera		Factores de emisión calculados por volumen de gas LP transportado	
	miles de m^3/año	Miles de m^3/año	Gigagramos/año		Gg/10^6 m^3 gas enviado a la atmósfera		Gg/10^6 m^3 gas húmedo procesado	
			CO_2	CH_4	CO_2	CH_4	CO_2	CH_4
2001	19,406.308	57.534	67.390	0.0015	1.171	2.658E-05	3.473E-03	7.879E-08
2002	19,585.010	31.786	37.247	0.0008	1.172	2.659E-05	1.902E-03	4.315E-08
2003	19,299.627	86.020	100.653	0.0023	1.170	2.654E-05	5.215E-03	1.183E-07
2004	19,761.803	28.702	33.640	0.0008	1.172	2.660E-05	1.702E-03	3.863E-08
2005	18,609.940	53.060	62.114	0.0014	1.171	2.655E-05	3.338E-03	7.571E-08
2006	18,419.633	87.554	102.693	0.0023	1.173	2.662E-05	5.575E-03	1.266E-07
2007	17,923.115	63.803	74.735	0.0017	1.171	2.658E-05	4.170E-03	9.461E-08
2008	17,341.063	30.506	35.695	0.0008	1.170	2.654E-05	2.058E-03	4.669E-08
2009	16,806.230	10.894	12.766	0.0003	1.172	2.659E-05	7.596E-04	1.724E-08
2010	16,921.336	4.689	5.670	0.0001	1.209	2.774E-05	3.351E-04	7.687E-09
2011	15,886.806	18.683	21.924	0.0005	1.173	2.664E-05	1.380E-03	3.133E-08
Promedio	**18,178.26**	**43.02**	**50.41**	**0.00**	**1.175**	**2.669E-05**	**2.719E-03**	**6.170E-08**
Mínimo	**15,886.81**	**4.69**	**5.67**	**0.00**	**1.170**	**2.654E-05**	**3.351E-04**	**7.687E-09**
Máximo	**19,761.80**	**87.55**	**102.69**	**0.00**	**1.209**	**2.774E-05**	**5.575E-03**	**1.266E-07**
Desviación Estándar	**1,242.28**	**27.23**	**31.87**	**0.00**	**0.011**	**3.331E-07**	**1.676E-03**	**3.802E-08**

Fuente: Elaboración Propia. Producción e importaciones de PEMEX del Sistema de Información Energética: http://sie.gob.mx.
Volumen de gas LP enviado a la atmósfera con información de PEMEX

4.13 Prueba de la metodología.

Para realizar la prueba de la metodología se desarrolló una hoja de cálculo que permite estimar las emisiones de todas las categorías clasificadas como fugitivas por el IPCC, en el periodo 1990-2010 y para los tres principales GEI, a saber CO_2, metano y N_2O.

Con esta herramienta se pueden estimar las emisiones de 30 sub categorías, en las cuales se incluyen el venteo, el quemado y las fugas en todo el ciclo de producción y procesamiento del crudo de petróleo y el gas natural en nuestro país. En la tabla 71 se muestran las sub categorías con las que se probó la metodología para el sistema Petróleo y en la tabla 72 se muestran las sub categorías correspondientes al sistema gas. De las 35 sub categorías mostradas, se calcularon 30 porqué para las cinco restantes no se cuenta con información publicada de factores de emisión como es el caso de las actividades de exploración y las clasificadas bajo el rubro de “otros” por el IPCC o porque tienen emisiones no significativas como en el caso de las actividades de distribución de petrolíferos en las que no se mite ni metano ni CO_2, sino solamente compuestos orgánicos volátiles.

Además de incluir los factores de emisión, se deben alimentar en la hoja de cálculo datos de actividad año con año para cada una de las 30 subcategorías, lo que permitió verificar su aplicabilidad, ya que la mayoría de los datos de actividad se encuentran disponibles.

La herramienta efectúa la suma por categorías tanto para el sistema de petróleo como para el sistema de gas y efectúa la totalización. Lo anterior para los tres gases importantes para las emisiones fugitivas de este sector: CO_2, metano y N_2O. Además, calcula las emisiones por subcategoría en equivalentes de CO_2 y desde luego los totales para el sistema de petróleo y gas así como el gran total en estas unidades. Puede seleccionarse el Potencial

de Calentamiento disponibles para metano y N_2O de acuerdo a la versión del informe de situación del cambio climático del IPCC.

En la tabla 73 se muestra la estimación de las emisiones fugitivas para todo el sistema de gas y petróleo para el año 1990 en CO_{2eq}. En ese año se estima una emisión total de 23,289 Gg de CO_{2eq}. Las principales fuentes en el sistema Petróleo fueron: el venteo en la producción y refinación de petróleo, el quemado en la producción y refinación de petróleo y las fugas en la producción de petróleo. Por su parte las principales fuentes del sistema Gas fueron: el venteo en la purga de pozos de gas y en la producción y procesamiento del gas así como las fugas en la producción, el procesamiento y el transporte de gas natural.

En la Fig. 28 se muestran las emisiones totales, las del sistema de Petróleo y las del sistema de Gas en el periodo 1990-2010. Las emisiones totales se incrementaron aproximadamente un 95%, en tanto que las emisiones del sistema Petróleo aumentaron un 92% y las emisiones del sistema Gas lo hicieron en aproximadamente un 111%. Puede observarse que las emisiones del sistema Petróleo constituyeron aproximadamente el 82% de las emisiones totales tanto en el año 1990 como en el año 2010.

En la Fig. 29 se muestran las emisiones para las principales categorías, es decir el venteo, la quema y las fugas tanto para el sistema Petróleo como para el sistema Gas. Puede observarse que en el año 1990 la categoría que más contribuyó al inventario fue el venteo en la producción de petróleo (57%), seguida por la quema de gas en el sistema petróleo (17%); en tanto que en el año 2010, la contribución más importante fue la de la categoría quema de gas en el sistema petróleo (46%) seguida por el venteo en la producción de petróleo (30%). Estas dos categorías del sistema Petróleo constituyeron el 75% de las emisiones fugitivas nacionales tanto en 1990 como en 2010. También se puede notar que las emisiones totales siguen la tendencia de las emisiones por quema de gas asociado, las cuales muestran una gran variación a lo largo del tiempo.

Tabla 71. Listado de subcategorías para el cálculo de las emisiones fugitivas en el sector petróleo.

Nombre del Sector	Descripción	Número consecutivo de subcategoría
Petróleo y gas	**Comprende las emisiones fugitivas de todas las actividades de la industria del petróleo y gas natural. Las principales fuentes de emisión deben incluir las fugas de los equipos, las pérdidas por evaporación, el quemado, el venteo y las pérdidas por accidentes.**	
Petróleo	**Comprende las emisiones por venteo, quemado y todas las demás emisiones fugitivas asociadas con la exploración, producción, transmisión, mejora y refinación de petróleo así como la distribución de los petrolíferos.**	
Venteo	**Venteo del gas natural asociado por falta de infraestructura para aprovecharlo así como venteo de gas residual y vapores en las instalaciones que manejan petróleo.**	
	Perforación de Pozos de Petróleo Crudo	1
	Terminación de Pozos de Petróleo Crudo	2
	Producción de Petróleo Crudo	3
	Transporte de Petróleo Crudo	4
	Carga de Petróleo Crudo	5
	Refinerías de Petróleo Crudo	6
	Terminales de GNL	7
Quemado	**Quemado de gas natural asociado por falta de infraestructura para aprovecharlo o quemado de corrientes de gas residual o vapores en las instalaciones petroleras.**	
	Perforación de Pozos de Petróleo Crudo	8
	Producción de Petróleo Crudo	9
	Refinerías de Petróleo Crudo	10
	Oxidadores de Gas de Cola en Refinerías	11
	Transporte de GLP por ducto	12
Todas las demás fugitivas	**Emisiones en las instalaciones que manejan petróleo por fugas de equipos, evaporaciones en tanques, descontrol de pozos, tratamiento biológico de tierras, migración de gas alrededor de los cabezales de pozo y todas las otras emanaciones de gas y vapores de proceso no consideradas como venteo o quemado incluyendo la ruptura de tuberías y conexiones.**	
Exploración	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por perforación, prueba y terminación de pozos de petróleo.	13
Producción y Mejora de Petróleo Crudo	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) que ocurren en el pozo y las instalaciones superficiales hasta el inicio del sistema de trasporte de crudo. Se incluyen las emisiones fugitivas por mantenimiento de pozos, sistemas de reinyección de gas y sistemas de disposición de aguas congénitas. Se incluyen las emisiones de las plantas de mejora de crudo.	14
Transporte de Petróleo Crudo	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) relacionadas con el transporte de petróleo crudo a los mercados, a las refinerías o las plantas de mejora del crudo. El sistema de transporte incluye tuberías, buques tanque y carros tanque. Las pérdidas por evaporación en los sistemas de almacenamiento y las actividades de carga y descarga así como las fugas de equipos son las principales fuentes de emisión.	15
Terminales de Importación de GNL	Emisiones fugitivas en la regasificación de gas natural licuado	16
Refinación	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) en las refinerías de petróleo que procesen petróleo crudo, líquidos del gas natural y crudo sintético para producir principalmente combustibles y lubricantes (petrolíferos).	17
Distribución de Petrolíferos	Este rubro comprende emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por el transporte y distribución de productos refinados incluyendo las grandes terminales y las estaciones de servicio. Las pérdidas por evaporación en los sistemas de almacenamiento y las actividades de carga y descarga así como las fugas de equipos son las principales fuentes de emisión.	18
Otros	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas de manejo de petróleo y derivados no consideradas en los cinco anteriores rubros. Se incluyen emisiones por derrames y otros accidentes como el descontrol de pozos así como las emisiones en instalaciones de tratamiento de crudo residual y de disposición de residuos de los pozos.	19

Tabla 72. Listado de sub categorías para el cálculo de las emisiones fugitivas en el sector gas.

Nombre del Sector	Explicación	Número consecutivo de sub-categoría
Petróleo y gas	**Comprende las emisiones fugitivas de todas las actividades de la industria del petróleo y gas natural. Las principales fuentes de emisión deben incluir las fugas de los equipos, las pérdidas por evaporación, el quemado, el venteo y las pérdidas por accidentes.**	
Gas Natural	**Comprende las emisiones por venteo, quemado y todas las demás emisiones fugitivas asociadas con la exploración y producción de gas natural no asociado, la transmisión y procesamiento de gas natural tanto asociado como no asociado así como la distribución de gas natural al consumo final.**	
Venteo	**Venteo del gas natural no asociado por fallas en la infraestructura para aprovecharlo así como venteo de gas residual y vapores en las instalaciones que manejan gas natural.**	
	Perforación de pozos de Gas	20
	Terminación de pozos de Gas	21
	Mantenimiento de pozos de Gas	22
	Limpieza de pozos de Gas	23
	Proceso de Gas	24
	Transporte de Gas	25
Quemado	**Quemado de gas natural no asociado por fallas en la infraestructura para aprovecharlo o quemado de corrientes de gas residual o vapores en las instalaciones de manejo de gas natural.**	
	Proceso de Gas	27
	Perforación de pozos de Gas	26
Todas las demás fugitivas	**Emisiones en las instalaciones que manejan gas natural por fugas en los equipos, pérdidas en sistemas de almacenamiento, descontrol de pozos, tratamiento biológico de tierras, migración de gas alrededor de los cabezales de pozo y todas las otras emanaciones de gas y vapores de proceso no consideradas como venteo o quemado incluyendo la ruptura de tuberías y conexiones.**	
Exploración	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por perforación, prueba y terminación de pozos de gas.	28
Producción de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) que ocurren en el pozo y las instalaciones superficiales hasta las plantas de proceso o el inicio del sistema de transporte de gas. Se incluyen las emisiones fugitivas por mantenimiento de pozos y en instalaciones superficiales para aprovechar el gas, deshidratarlo y tratarlo y disponer de los gases ácidos en instalaciones previas a las plantas de proceso y en los sistemas de disposición de aguas congénitas.	29
Proceso de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) en las plantas de que procesan gas natural asociado y no asociado para producir gas combustible, gas licuado de petróleo, metano, etano y condensados del gas natural.	30
Transporte y almacenamiento de gas natural.	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas utilizados para transportar gas natural a los consumidores finales (consumidores industriales y sistemas de distribución de gas natural). Se deben incluir las emisiones fugitivas de los sistemas de almacenamiento de gas natural incluidos los de gas natural licuado. Si hay plantas intermedias de extracción de condesados sus emisiones se deben reportar en el procesamiento de gas (Sección 1.B.2.b.iii.3). Las emisiones fugitivas por el transporte de líquidos del gas natural se deben reportar en la categoría 1.B.2.a.iii.3.	
	Transporte de gas natural	31
	Compresión de gas natural.	32
	Estaciones de medición de gas natural	33
Distribución de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por la distribución de gas natural.	34
Otros	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas de manejo de gas natural no consideradas en los cinco anteriores rubros. Se incluyen emisiones por el descontrol de pozos, rupturas o perforaciones de tuberías y conexiones y otros accidentes.	35

Tabla 73. Emisiones Fugitivas en el Sector del Petróleo y Gas en el Año de 1990.

Nombre del Sector	Descripción	Gg CO_2eq
Petróleo y gas	**Comprende las emisiones fugitivas de todas las actividades de la industria del petróleo y gas natural. Las principales fuentes de emisión deben incluir las fugas de los equipos, las pérdidas por evaporación, el quemado, el venteo y las pérdidas por accidentes.**	**23,288.796**
Petróleo	**Comprende las emisiones por venteo, quemado y todas las demás emisiones fugitivas asociadas con la exploración, producción, transmisión, mejora y refinación de petróleo así como la distribución de los petrolíferos.**	**19,194.909**
Venteo	**Venteo del gas natural asociado por falta de infraestructura para aprovecharlo así como venteo de gas residual y vapores en las instalaciones que manejan petróleo.**	**13,187.128**
	Perforación de Pozos de Petróleo Crudo	0.127
	Terminación de Pozos de Petróleo Crudo	0.017
	Producción de Petróleo Crudo	8,460.821
	Transporte de Petróleo Crudo	20.255
	Carga de Petróleo Crudo	21.692
	Refinerías de Petróleo Crudo	4,684.217
	Terminales de GNL	0.000
Quemado	**Quemado de gas natural asociado por falta de infraestructura para aprovecharlo o quemado de corrientes de gas residual o vapores en las instalaciones petroleras.**	**3,953.974**
	Perforación de Pozos de Petróleo Crudo	0.054
	Producción de Petróleo Crudo	2,887.701
	Refinerías de Petróleo Crudo	1,023.746
	Oxidadores de Gas de Cola en Refinerías	0.016
	Transporte de GLP por ducto	42.456
Todas las demás fugitivas	**Emisiones en las instalaciones que manejan petróleo por fugas de equipos, evaporaciones en tanques, descontrol de pozos, tratamiento biológico de tierras, migración de gas alrededor de los cabezales de pozo y todas las otras emanaciones de gas y vapores de proceso no consideradas como venteo o quemado incluyendo la ruptura de tuberías y conexiones.**	**2,054.633**
Exploración	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por perforación, prueba y terminación de pozos de petróleo.	-
Producción y Mejora de Petróleo Crudo	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) que ocurren en el pozo y las instalaciones superficiales hasta el inicio del sistema de trasporte de crudo. Se incluyen las emisiones fugitivas por mantenimiento de pozos, sistemas de reinyección de gas y sistemas de disposición de aguas congénitas. Se incluyen las emisiones de las plantas de mejora de crudo.	2,018.425
Transporte de Petróleo Crudo	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) relacionadas con el transporte de petróleo crudo a los mercados, a las refinerías o las plantas de mejora del crudo. El sistema de transporte incluye tuberías, buques tanque y carros tanque. Las pérdidas por evaporación en los sistemas de almacenamiento y las actividades de carga y descarga así como las fugas de equipos son las principales fuentes de emisión.	16.830
Terminales de Importación de GNL	Emisiones fugitivas en la regasificación de gas natural licuado	0.000
Refinación	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) en las refinerías de petróleo que procesen petróleo crudo, líquidos del gas natural y crudo sintético para producir principalmente combustibles y lubricantes (petrolíferos).	19.379
Distribución de Petrolíferos	Este rubro comprende emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por el transporte y distribución de productos refinados incluyendo las grandes terminales y las estaciones de servicio. Las pérdidas por evaporación en los sistemas de almacenamiento y las actividades de carga y descarga así como las fugas de equipos son las principales fuentes de emisión.	-
Otros	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas de manejo de petróleo y derivados no consideradas en los cinco anteriores rubros. Se incluyen emisiones por derrames y otros accidentes como el descontrol de pozos así como las emisiones en instalaciones de tratamiento de crudo residual y de disposición de residuos de los pozos.	-

Tabla 73. Emisiones Fugitivas en el Sector del Petróleo y Gas en el Año de 1990 (Fin).

Nombre del Sector	Descripción	Gg CO_2eq
Petróleo y gas	**Comprende las emisiones fugitivas de todas las actividades de la industria del petróleo y gas natural. Las principales fuentes de emisión deben incluir las fugas de los equipos, las pérdidas por evaporación, el quemado, el venteo y las pérdidas por accidentes.**	**23,288.796**
Gas Natural	**Comprende las emisiones por venteo, quemado y todas las demás emisiones fugitivas asociadas con la exploración y producción de gas natural no asociado, la transmisión y procesamiento de gas natural tanto asociado como no asociado así como la distribución de gas natural al consumo final.**	**4,093.887**
Venteo	**Venteo del gas natural no asociado por fallas en la infraestructura para aprovecharlo así como venteo de gas residual y vapores en las instalaciones que manejan gas natural.**	**1,963.211**
	Perforación de pozos de Gas	0.025
	Terminación de pozos de Gas	0.381
	Mantenimiento de pozos de Gas	1.113
	Limpieza de pozos de Gas	489.053
	Proceso de Gas	1,272.594
	Transporte de Gas	200.044
Quemado	**Quemado de gas natural no asociado por fallas en la infraestructura para aprovecharlo o quemado de corrientes de gas residual o vapores en las instalaciones de manejo de gas natural.**	**115.293**
	Proceso de Gas	115.283
	Perforación de pozos de Gas	0.011
Todas las demás fugitivas	**Emisiones en las instalaciones que manejan gas natural por fugas en los equipos, pérdidas en sistemas de almacenamiento, descontrol de pozos, tratamiento biológico de tierras, migración de gas alrededor de los cabezales de pozo y todas las otras emanaciones de gas y vapores de proceso no consideradas como venteo o quemado incluyendo la ruptura de tuberías y conexiones.**	**2,015.383**
Exploración	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por perforación, prueba y terminación de pozos de gas.	-
Producción de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) que ocurren en el pozo y las instalaciones superficiales hasta las plantas de proceso o el inicio del sistema de transporte de gas. Se incluyen las emisiones fugitivas por mantenimiento de pozos y en instalaciones superficiales para aprovechar el gas, deshidratarlo y tratarlo y disponer de los gases ácidos en instalaciones previas a las plantas de proceso y en los sistemas de disposición de aguas congénitas.	310.065
Proceso de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) en las plantas de que procesan gas natural asociado y no asociado para producir gas combustible, gas licuado de petróleo, metano, etano y condensados del gas natural.	1,223.297
Transporte y almacenamiento de gas natural.	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas utilizados para transportar gas natural a los consumidores finales (consumidores industriales y sistemas de distribución de gas natural). Se deben incluir las emisiones fugitivas de los sistemas de almacenamiento de gas natural incluidos los de gas natural licuado. Si hay plantas intermedias de extracción de condesados sus emisiones se deben reportar en el procesamiento de gas (Sección 1.B.2.b.iii.3). Las emisiones fugitivas por el transporte de líquidos del gas natural se deben reportar en la categoría 1.B.2.a.iii.3.	**422.572**
	Transporte de gas natural	299.954
	Compresión de gas natural.	37.088
	Estaciones de medición de gas natural	85.530
Distribución de gas natural	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) por la distribución de gas natural.	59.448
Otros	Emisiones fugitivas (excluyendo venteo y quema) de los sistemas de manejo de gas natural no consideradas en los cinco anteriores rubros. Se incluyen emisiones por el descontrol de pozos, rupturas o perforaciones de tuberías y conexiones y otros accidentes.	-

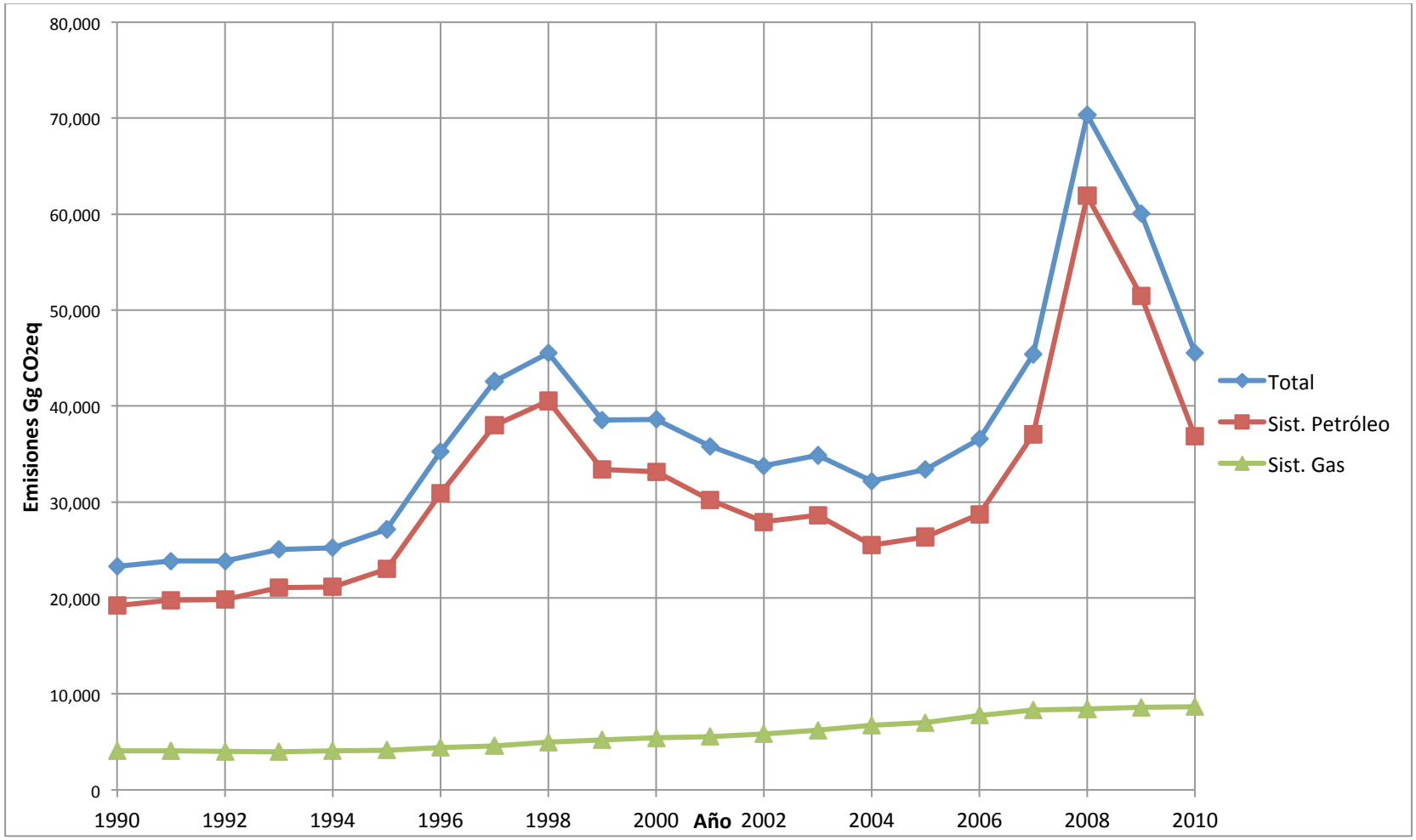

Figura 28. Emisiones fugitivas totales del Sistema de Petróleo y Gas en México.

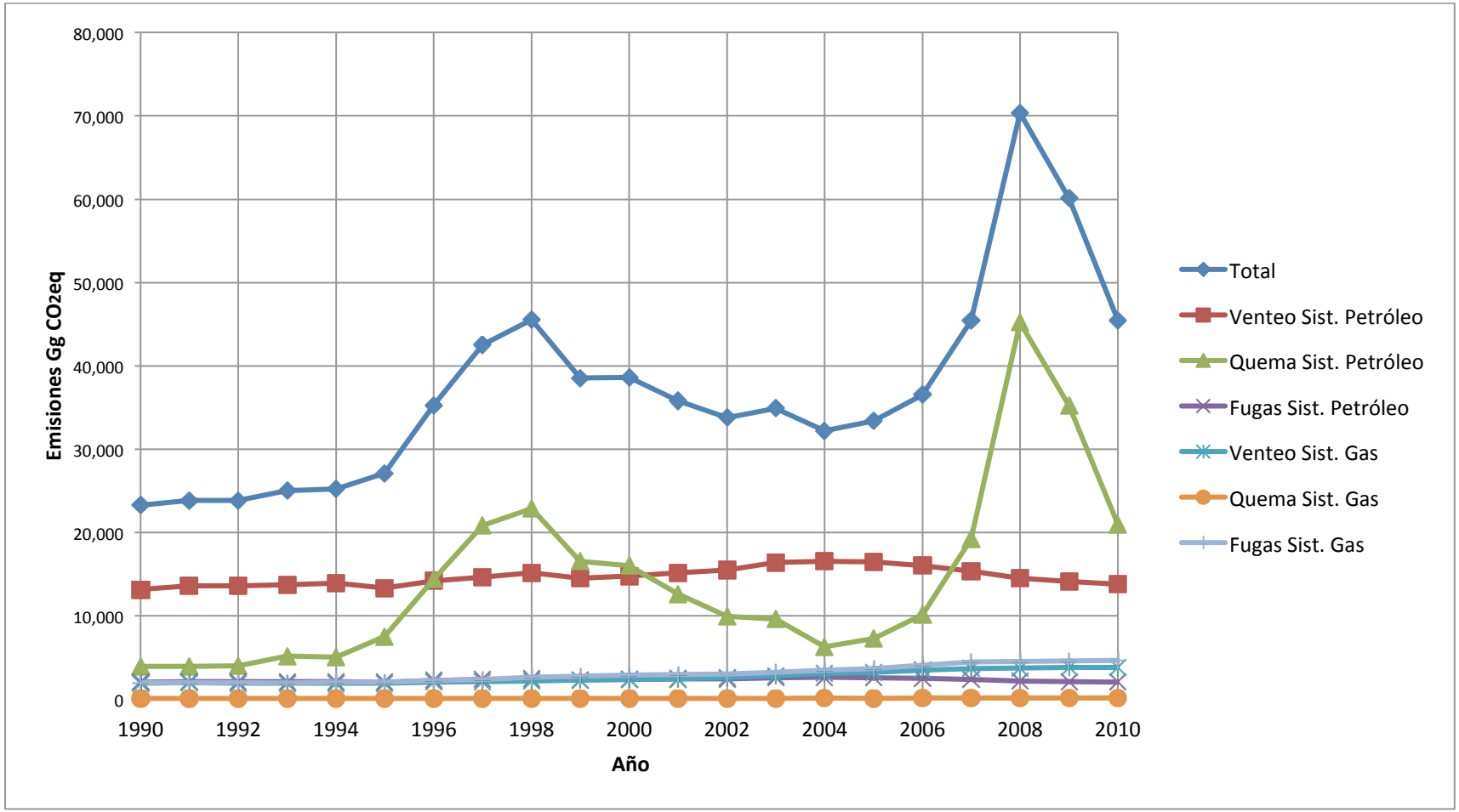

Figura 29. Emisiones fugitivas por categorías principales del Sistema de Petróleo y Gas en México.

4.14 Análisis de incertidumbre

Para realizar el análisis de incertidumbre, es necesario, de acuerdo con la metodología del IPCC (2006), es necesario llevar a cabo los siguientes pasos:

- Determinar las incertidumbres de las variables individuales usadas en el inventario, es decir, de los factores de emisión y de los datos de actividad.
- Agregar las incertidumbres al inventario total.
- Determinar la incertidumbre de la tendencia.
- Identificar fuentes significativas para priorizar esfuerzos de recolección de datos y de mejora del inventario.

Enseguida se explicarán los pasos llevados a cabo para cada una de esta etapas.

4.14.1 Determinación de incertidumbres en las variables individuales usadas en el inventario.

A los factores de emisión seleccionados se les asignó una incertidumbre conforme a los siguientes criterios:

Si el factor de emisión fue obtenido de una publicación, se utilizó el valor referido en ésta, con la consideración de que en algunos casos presentaban incertidumbres negativas mayores a 100 %, lo que no es posible, ya que de presentarse, implicaría que las emisiones fueran menores que cero. Para este caso, se les asignó una incertidumbre a los factores de emisión de –90 %.

Cuando no se disponía de la incertidumbre en un factor de emisión publicado, el IMP sugirió un valor de incertidumbre fundamentado en el juicio experto de un factor de emisión similar publicado.

Finalmente, para los factores de emisión propuestos por el IMP, se calculó la incertidumbre de manera individual, ya sea a partir de dos veces la desviación estándar de los factores obtenidos para cada año entre 2001 y 2011 y en algunos casos para las incertidumbres negativas a partir del FE mínimo obtenido.

El las Tablas 74, 75 y 76 se muestran los factores de emisión y los criterios para la selección de incertidumbre en cada uno de ellos.

Para la estimar incertidumbre de los datos de actividad se siguieron los siguientes criterios:

La mayoría de los datos de actividad se encuentran publicados, sin embargo, no se cuenta con la información de sus incertidumbres. De acuerdo con el IPPC (2000), la incertidumbre de los datos de actividad asociados con fuentes de combustión estacionaria de industrias intensivas en energía para sistemas estadísticos bien desarrollados es 2 a 3 % para encuestas y de 3 a 5 % para extrapolaciones (Cuadro 2006, Guía de buenas prácticas 2000 del IPCC). Los datos de actividad usados para estimar las emisiones fugitivas son similares a los usados para combustión. Ya que los datos de actividad fueron obtenidos de sistemas estadísticos bien desarrollados, tales como el Anuario Estadístico de PEMEX, La Memoria de Labores de PEMEX y El Sistema de Información Energética, se utilizaron los valores extremos superiores de estos criterios, es decir, se usó una incertidumbre de 3 % para datos de actividad no extrapolados y de 5 % para datos de actividad extrapolados.

Tabla 74. Factores de emisión seleccionados para Metano incluyendo incertidumbre y criterio de selección

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre del factor de emisión y criterio	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos perforados de gas	5.50E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo perforado	USA, 2012
Terminación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos terminados de gas	1.65E-03	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo terminado	USA, 2012
Mantenimiento normal de pozos	1B 2 b i	Venteo	Número pozos mantenidos de gas	5.52E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo mantenido	USA, 2012
Mantenimiento con purga de líquido (limpieza)	1B 2 b i	Venteo	Número pozos purgados (limpiados) de gas	4.85E-02	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo purgado	USA, 2012
Venteos de oxidadores térmicos en proceso de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas húmedo procesado	1.15E-06	± 66.38 % Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE obtenido para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011	$Gg/10^6 m^3$ gas húmedo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Terminales de Importación de GNL	1B 2 a i	Venteo	Millones de metros cúbicos importados de gas natural licuado.	3.75E-05	-90 a +100 % Valores calculados por el IMP a partir de los datos publicados por IGU, 2000 considerando los extremos del FE	$Gg/10^6 m^3$ gas importado	IGU, 2000

Tabla 74. Factores de emisión seleccionados para Metano incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre del factor de emisión y criterio	Dimensión del FE	Referencia
Transporte de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas transportados.	3.20E-04	±75% Valores publicados	Gg/10^6m^3 gas transportado	IPCC, 2006
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	Número de pozos de gas perforados	2.43E-07	-90 a +100% CAPP (2004) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP.	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas húmedo procesado	7.06 E-05	-76.43 a +136.65% Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011 para la incertidumbre con signo positivo y a partir de las emisiones mínimas en este mismo periodo para la incertidumbre con signo negativo.	Gg/10^6m^3 gas húmedo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Producción de gas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	Millones de metros cúbicos producidos de gas no asociado	2.30E-03	+/- 53% Valores publicados	Gg/10^6m^3 gas no asociado producido	IPCC, 2006
Proceso de gas	1B 2 b iii 3	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas procesados	1.69E-03	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para fugitivas en transporte de gas	Gg/10^6m^3 gas procesado	USA, 2012

Tabla 74. Factores de emisión seleccionados para Metano incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre del factor de emisión y criterio	Dimensión del FE	Referencia
Transporte de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas transportados	4.8E-04	-90 a +100 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP.	$Gg/10^6m^3$ gas transportado	IPCC, 2006
Compresión de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Capacidad de compresión	1.50E-02	-70 a +400 % Valores calculados por el IMP a partir de los datos publicados por IGU, 2000 considerando los extremos del FE	Gg/ MW instalados	IGU, 2000
Estaciones de medición	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Número de estaciones de medición	3.75E-03	-80 a +900 % Valores calculados por el IMP a partir de los datos publicados por IGU, 2000 considerando los extremos del FE	Gg/estación	IGU, 2000
Terminales Importación GNL	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Número de terminales de importación	1.02	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para fugitivas en transporte de gas	Gg/terminal	USA, 2012
Distribución de gas natural	1B 2 b iii 5	Fugitivas	Longitud de la red de distribución	9.62E-04	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para fugitivas en transporte de gas	Gg/km ducto de distribución	USA, 2012
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a i	Venteo	Número pozos perforados de petróleo	5.50E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo perforado	USA, 2012

Tabla 74. Factores de emisión seleccionados para Metano incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre del factor de emisión y criterio	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Número pozos perforados de petróleo	2.43E-07	-90 a +100 % CAPP (2004) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP.	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas enviado a la atmósfera	6.29 E-02	±11.71%. Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE obtenido para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011.	$Gg/10^6m^3$ gas enviado a la atmósfera	Propuesto por el IMP en este estudio
Refinación de petróleo crudo	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de crudo procesado	2.61 E-04	±69.6%. Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE obtenido para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011	$Gg/10^3m^3$ petróleo crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de GLP transportado	6.293 E-08	-87.54 a +123.23% Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011 para la incertidumbre con signo positivo y a partir de las emisiones mínimas en este mismo periodo para la incertidumbre con signo negativo	$Gg/10^3m^3$ de GLP transportado	Propuesto por el IMP en este estudio
Terminación de pozos de petróleo	1B 2 a i	Venteo	Número pozos terminados de petróleo	1.41E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo terminado	USA, 2012

Tabla 74. Factores de emisión seleccionados para Metano incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Producción de crudo en tierra	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo producido en tierra	3.45E-03	-57 a +149 % Incertidumbre calculada a partir de propagación de incertidumbres individuales de FE publicados en API (2009) y TECQ (2009)	$Gg/10^3m^3$ Crudo producido	API, 2009, TCEQ, 2009
Producción de crudo costa afuera	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo producido costa afuera	2.24E-03	±65.84%. Incertidumbre calculada a partir de propagación de incertidumbres individuales de FE publicados en API, 2009	$Gg/10^3m^3$ Crudo producido	API, 2009
Transporte de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	Exportación de crudo	1.29E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para emisiones fugitivas de crudo transportado por ductos	$Gg/10^3m^3$ crudo en buque tanque	USA, 2012
Carga de crudo en buque tanque	1 B 2 a i	Venteo	Exportación de crudo	1.38E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para emisiones fugitivas de crudo transportado por ductos	$Gg/10^3m^3$ crudo cargado en buque tanques	CORINAIR, 2007
Venteo en oxidadores térmicos en refinerías	1 B 2 a i	Venteo	Crudo procesado	2.05E-07	-53.47 a +110.57% Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011 para la incertidumbre con signo positivo y a partir de las emisiones mínimas en este mismo periodo para la incertidumbre con signo negativo	$Gg/10^3m^3$ Petróleo crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio

Tabla 74. Factores de emisión seleccionados para Metano incluyendo incertidumbre y criterio de selección (fin)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Producción crudo en tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Crudo producido en tierra	7.92E-04	±95.5% Valor publicado	$Gg/10^3m^3$ crudo producido	API, 2009
Producción de crudo costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Crudo producido costa afuera	5.903E-04	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por API, 2009 para emisiones fugitivas de crudo producido en tierra	$Gg/10^3m^3$ crudo producido	API, 2009
Refinación de petróleo	1B 2 a iii 4	Fugitivas	Crudo procesado	1.52E-05	-90 a +200 % API (2009) publica como incertidumbre ±200%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	API, 2009
Transporte de crudo por ductos	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Crudo transportado por ductos	5.4E-06	-90 a +200 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±200%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	$Gg/10^3m^3$ crudo transportado por ductos	IPCC, 2006

Tabla 75. Factores de emisión seleccionados para CO_2 incluyendo incertidumbre y criterio de selección.

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos perforados de gas	4.08E-07	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo de gas perforado	USA, 2012
Terminación de pozos de gas	1B 2 b i	Venteo	Número pozos terminados de gas	1.23E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo de gas terminado	USA, 2012
Mantenimiento normal de pozos	1B 2 b i	Venteo	Número pozos mantenidos de gas	4.10E-08	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo de gas mantenido	USA, 2012
Mantenimiento con purga de líquido (limpieza)	1B 2 b i	Venteo	Número pozos purgados (limpiados) de gas	3.60E-04	-90 a +122 % Valores propuestos por el IMP calculado a partir de los datos publicados en USA (2012) Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	Gg/pozo purgado	USA, 2012
Terminales de Importación de GNL	1B 2 a i	Venteo	Millones de metros cúbicos importados de gas natural licuado.	2.86E-03	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para fugitivas en transporte de gas	$Gg/10^6m^3$ gas importado	USA, 2012
Transporte de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas transportados.	3.10E-06	±75% Valores publicados	$Gg/10^6m^3$ gas transportado	IPCC, 2006

Tabla 75. Factores de emisión seleccionados para CO_2 incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	Número de pozos de gas perforados	4.86E-04	-90 a +100% CAPP (2004) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP.	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas procesados	1.865E-03	-60.37 a +128.96% Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011 para la incertidumbre con signo positivo y a partir de las emisiones mínimas en este mismo periodo para la incertidumbre con signo negativo.	$Gg/10^6m^3$ gas húmedo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Producción de gas	1 B 2 b iii 2	Fugitivas	Millones de metros cúbicos producidos de gas no asociado	8.20E-05	-90 a +100 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP.	$Gg/10^6m^3$ gas no asociado producido	IPCC, 2006
Proceso de gas	1B 2 b iii 3	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas procesados	1.29E-04	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para fugitivas en producción de gas	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	USA, 2012
Venteo en oxidadores térmicos en proceso de gas	1B 2 b i	Venteo	Millones de metros cúbicos de gas procesados	3.70E-02	+/- 15.94% Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	Propuesto por el IMP en este estudio

Tabla 75. Factores de emisión seleccionados para CO_2 incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Transporte de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Millones de metros cúbicos de gas transportados	8.80E-07	-90 a +100 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	$Gg/10^6m^3$ gas transportado	IPCC, 2006
Compresión de gas	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Capacidad de compresión instalada	2.75E-05	-70 a +400 % Valores calculados por el IMP a partir de los datos publicados por IGU, 2000 considerando los extremos del FE	Gg/MW instalado	IGU, 2000
Estaciones de medición	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Número de estaciones de medición	6.88E-06	-80 a +900 % Valores calculados por el IMP a partir de los datos publicados por IGU, 2000 considerando los extremos del FE	Gg/estación de medición	IGU, 2000
Terminales de Importación de GNL	1B 2 b iii 4	Fugitivas	Número de terminales de importación	3.50E-02	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para fugitivas en transporte de gas	Gg/terminal	USA, 2012
Distribución de gas natural	1B 2 b iii 5	Fugitivas	Longitud de la red de distribución	2.68E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para fugitivas en transporte de gas	Gg/km ducto de distribución	USA, 2012
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a i	Venteo	Número pozos perforados de petróleo	1.14E-07	-90 a +100 % CAPP (2004) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004

Tabla 75. Factores de emisión seleccionados para CO_2 incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Número pozos perforados de petróleo	4.86E-04	-90 a +100 % CAPP (2004) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas enviado a la atmósfera	1.86 E+00	±27.66%. Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE	$Gg/10^6m^3$ gas enviado a la atmósfera	Propuesto por el IMP en este estudio
Refinación de petróleo	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de crudo procesado	1.132E-02	±28.86%. Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE obtenido para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de gas LP transportado por ducto	2.77E-03	-50.24 a +120.87% Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011 para la incertidumbre con signo positivo y a partir de las emisiones mínimas en este mismo periodo para la incertidumbre con signo negativo	$Gg/10^3m^3$ LP transportado	Propuesto por el IMP en este estudio
Terminación de pozos de petróleo	1B 2 a i	Venteo	Número de pozos de petróleo terminados	7.59E-07	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de crudo y de gas	Gg/pozo terminado	USA, 2012

Tabla 75. Factores de emisión seleccionados para CO_2 incluyendo incertidumbre y criterio de selección (cont).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Producción de crudo convencional	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo ligero y súper ligero producidos	9.50E-05	+/- 50% Valores publicados	$Gg/10^3m^3$ Crudo ligero y superligero producido	IPCC, 2006
Producción de crudo pesado	1B 2 a i	Venteo	Miles de metros de petróleo pesado producidos	5.30E-03	+/- 75% Valores publicados	$Gg/10^3m^3$ Crudo pesado producido	IPCC, 2006
Transporte de crudo en buque tanques	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo exportado	9.71E-07	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para emisiones fugitivas de crudo transportado por ductos	$Gg/10^3m^3$ crudo en buque tanque	USA, 2012
Carga de crudo en buque tanques	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de crudo exportado	1.04E-06	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por IPCC, 2006 para emisiones fugitivas de crudo transportado por ductos	$Gg/10^3m^3$ crudo en buque tanque	CORINAIR, 2007
Venteo en oxidadores térmicos en refinerías	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	5.61 E-04	±25.98%. Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE obtenido para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio

Tabla 75. Factores de emisión seleccionados para CO_2 incluyendo incertidumbre y criterio de selección (fin).

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Plantas de desintegración catalítica en refinación de petróleo	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	5.26 E-02	±15.8%. Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE obtenido para las emisiones de estas fuentes en México entre 200	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Plantas de hidrógeno en refinación de petróleo	1 B 2 a i	Venteo	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	2.40 E-02	±15.5%. Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE obtenido para las emisiones de estas fuentes en México entre 200	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Producción crudo en tierra	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo producido en tierra	1.10E-07	-90 a +100 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	$Gg/10^3m^3$ Producción	IPCC, 2006
Producción crudo costa afuera	1B 2 a iii 2	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo producido costa afuera	6.70E-06	-90 a +100 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	$Gg/10^3m^3$ Producción	IPCC, 2006
Refinación de petróleo	1B 2 a iii 4	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	1.11E-07	-90 a +100 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	$Gg/10^3m^3$ Petróleo crudo procesado	API, 2009
Transporte de crudo por ductos	1B 2 a iii 3	Fugitivas	Miles de metros cúbicos de crudo transportado en ducto	4.90E-07	-90 a +300 % IPCC (2006) publica como incertidumbre ±300%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	$Gg/10^3m^3$ crudo transportado en ducto	IPCC, 2006

Tabla 76 Factores de emisión seleccionados para N_2O incluyendo incertidumbre y criterio de selección

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Perforación de pozos de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Número pozos perforados de petróleo	4.66E-10	-90 a +100% CAPP (2004) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Producción de crudo	1B 2 a ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas enviado a la atmósfera	2.30 E-05	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de gas	$Gg/10^6m^3$ gas enviado a la atmósfera	IPCC, 2006
Refinación de petróleo	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de crudo procesado	1.94E-07	-90 a +100 % Valores propuestos por el IMP similar a la incertidumbre del FE publicado por CAPP, 2004 para quemado en perforación de pozos de gas	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	Propuesto por el IMP en este estudio
Oxidadores térmicos en refinerías	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de petróleo crudo procesado	8.75 E-10	+/- 150% Valores publicados	$Gg/10^3m^3$ Crudo procesado	API, 2009

Tabla 76 Factores de emisión seleccionados para N_2O incluyendo incertidumbre y criterio de selección (fin)

Subsistema	Código IPCC	Tipo de Emisión	Dato de actividad	Valor	Incertidumbre	Dimensión del FE	Referencia
Transporte de Gas LP por ducto	1B 2 a ii	Quemado	Miles de metros cúbicos de GLP transportado	2.20 E-09	-10 a +1000 % Valores publicados	$Gg/10^3m^3$ de GLP transportado	IPCC, 2006
Perforación de pozos de gas	1B 2 b ii	Quemado	Número de pozos de gas perforados	4.66E-10	-90 a +100 % CAPP (2004) publica como incertidumbre ±100%. Se ajustó el valor negativo a -90 % para que las emisiones no tomaran valores de cero mediante juicio experto del IMP	Gg/pozo perforado	CAPP, 2004
Proceso de gas	1B 2 b ii	Quemado	Millones de metros cúbicos de gas seco producido	3.20E-08	-90 a +100 % Valores calculados por el IMP a partir de 2 veces la desviación estándar del FE para las emisiones de estas fuentes en México entre 2001 y 2011 para la incertidumbre con signo positivo y a partir de las emisiones mínimas en este mismo periodo para la incertidumbre con signo negativo	$Gg/10^6m^3$ gas seco producido	Propuesto por el IMP en este estudio

Tabla 77. Cálculo de la Incertidumbre con el Método 1 del IPCC

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Categoría del IPCC	Gas	Emisiones o absorciones del año de base	Emisiones o absorciones del año *t*	Incertidumbre de los datos de la actividad	Incertidumbre del factor de emisión / parámetro de estimación	Incertidumbre combinada	Contribución a la varianza por categoría en el año *t*	Sensibilidad del tipo A	Sensibilidad del tipo B	Incertidumbre en la tendencia de las emisiones nacionales introducida por la incertidumbre del factor de emisión / parámetro de estimación	Incertidumbre en la tendencia de emisiones nacionales introducidas por la incertidumbre de los datos de la actividad
		Datos de entrada	Datos de entrada	Datos de entrada Nota A	Datos de entrada Nota A	$\sqrt{E^2+F^2}$	$\frac{(G \bullet D)^2}{(\sum D)^2}$	Nota B	$\left\|\frac{D}{\sum C}\right\|$	$I \bullet F$ Nota C	$J \bullet E \bullet \sqrt{2}$ Nota D
		Equivalente de Gg CO_2	Equivalente de Gg CO_2	%	%	%		%	%	%	%
P. ej., 1.A.1. Energía Industrias Combustible 1	CO_2										
P. ej., 1.A.1. Energía Industrias Combustible 2	CO_2										
Etc.	…										
Total		$\sum C$	$\sum D$				$\sum H$				
					Porcentaje de incertidumbre del inventario total:		$\sqrt{\sum H}$				Incertidumbre de la tendencia:

Fuente: IPCC (2006)

4.14.2 Cálculo de las incertidumbres.

Para la agregación de la incertidumbre al inventario de emisiones fugitivas, se siguieron los procedimientos establecidos en las Directrices 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (IPCC, 2006), En particular, el capítulo 3 concerniente a incertidumbre. Se utilizó el Método 1 con todas las consideraciones por defecto.

La Tabla 77 muestra la hoja de cálculo propuesta en el cuadro 3.2 de dicha guía. Las notas explicativas son las siguientes:

Nota A	Se conocen tanto las incertidumbres de los factores de emisión como las de los datos de actividad, por lo que, se calcularon tanto las incertidumbres positivas como las negativas y por esta razón se modificó la hoja de cálculo como se muestra en la tabla 78
Nota B	Se calcula con la ecuación: $$I = Abs\left[\frac{100(0.01D_x + \sum D_i - (0.01C_x + \sum C_j))}{(0.01C_x + \sum C_i)} - \frac{100(\sum D_i - \sum C_{i)}}{\sum C_i}\right]$$
	Donde: $C_x, D_x =$ Entrada de la fila x del cuadro desde la columna correspondiente, que representa una categoría específica $\sum C_i, \sum D_i =$ Suma de todas las categorías (filas) del inventario de la columna correspondiente
Nota C	Se usaron los valores por defecto. Es decir, se presupone correlación entre los factores de emisión y $K_x = I_x F_x$
Nota D	Se usaron los valores por defecto. Es decir, no se presupone correlación ente los datos de actividad $$L_x = J_x E_x \sqrt{2}$$

En la Tabla 78 se muestran la aplicación del análisis de incertidumbre para el año 2010. La descripción de cada celda se muestra enseguida:

Nombre	Descripción		Nombre	Descripción	
A	CATEGORIA IPCC		H(-)	Contribución de la Varianza por categoría de fuente en el año t	
B	GAS		H(+)	Contribución de la Varianza por categoría de fuente en el año t	
C	Emisiones año del base		I	Sensibilidad tipo A	
D	Emisiones del año t		J	Sensibilidad tipo B	
E	incertidumbre de los datos de actividad		K(-)	Incertidumbre en la tendencia de emisiones nacionales dada por la incertidumbre del factor de emisión/parámetro de estimación	
F(-)	Incertidumbre del factor de emisión		K(+)	Incertidumbre en la tendencia de emisiones nacionales dada por la incertidumbre del factor de emisión/parámetro de estimación	
F(+)	Incertidumbre del factor de emisión		L	Incertidumbre en la tendencia de emisiones nacionales dada por la incertidumbre de datos de actividad	
G(-)	Incertidumbre Combinada		M(-)	Incertidumbre dada en la tendencia en el total de emisiones nacionales	
G(+)	Incertidumbre Combinada		M(+)	Incertidumbre dada en la tendencia en el total de emisiones nacionales	

Tabla 78. Análisis de Incertidumbre con el método 1 para emisiones fugitivas de petróleo y gas en México.

Análisis de incertidumbre para el año 2010																	
A	B	C	D	E	F(-)	F(+)	G(-)	G(+)	H(-)	H(+)	I	J	K(-)	K(+)	L	M(-)	M(+)
CATEGORIA IPCC	GAS	Gg CO_{2eq}	Gg CO_{2eq}	(+/-)%	(-)%	(+)%	(-)%	(+)%	Valor ($\times 10^4$)	Valor ($\times 10^4$)	%	%	(-)%	(+)%	(+/-)%	%	(-)%
1.B Emisiones fugitivas Generadas por las actividades de la Industria del Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 a i Venteo en Instalaciones de Petróleo																	
Perforación de Pozos de Petróleo Crudo	CO_2	0.00	0.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.13	0.89	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Terminación de Pozos de Petróleo Crudo	CO_2	0.00	0.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.02	0.28	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo Ligero	CO_2	7.07	6.13	3.00	50.00	50.00	50.09	50.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo Pesado	CO_2	389.29	450.25	3.00	75.00	75.00	75.06	75.06	0.55	0.55	0.01	0.02	1.00	1.00	0.08	1.01	1.01
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo Tierra	CO_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	3,168.4	2,664.2	3.00	57.00	149.00	57.08	149.03	11.17	76.14	0.15	0.11	8.62	22.53	0.49	74.53	507.92
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo Costa Afuera	CO_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	4,896.0	5,299.7	3.00	65.84	65.84	65.91	65.91	58.92	58.92	0.18	0.23	12.04	12.04	0.97	1.46	1.46
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transporte de Petróleo Crudo	CO_2	0.07	0.08	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	20.18	21.35	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.08	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga de Petróleo Crudo	CO_2	0.08	0.08	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	21.61	22.86	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.08	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Análisis de incertidumbre para el año 2010																	
A	B	C	D	E	F(-)	F(+)	G(-)	G(+)	H(-)	H(+)	I	J	K(-)	K(+)	L	M(-)	M(+)
CATEGORIA IPCC	GAS	Gg CO_{2eq}	Gg CO_{2eq}	(+/-)%	(-)%	(+)%	(-)%	(+)%	Valor ($\times 10^4$)	Valor ($\times 10^4$)	%	%	(-)%	(+)%	(+/-)%	%	(-)%
1.B Emisiones fugitivas Generadas por las actividades de la Industria del Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 a i Venteo en Instalaciones de Petróleo																	
Refinerías de Petróleo Crudo (FCC)	CO_2	3,195.2	3,638.6	3.00	15.80	15.80	16.08	16.08	1.65	1.65	0.11	0.16	1.76	1.76	0.66	3.55	3.55
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Refinerías de Petróleo Crudo (H2)	CO_2	1,454.7	1,656.5	3.00	15.50	15.50	15.79	15.79	0.33	0.33	0.05	0.07	0.79	0.79	0.30	0.71	0.71
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Refinerías de Petróleo Crudo (oxidadores térmicos)	CO_2	34.05	38.78	3.00	25.98	25.98	26.15	26.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.01	0.00	0.00
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Refinerías Crudo	CO_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.26	0.30	3.00	53.47	110.57	53.55	110.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Terminales de GNL	CO_2	0.00	0.01	0.00	90.00	100.00	90.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	4.45	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 a ii Quema en instalaciones de Petróleo																	
Perforación de Pozos de Petróleo Crudo	CO_2	0.05	0.37	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	0.00	5.00	90.00	200.00	90.14	200.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo	CO_2	1,683.3	11,515.4	3.00	27.66	27.66	27.82	27.82	49.57	49.57	0.35	0.49	9.76	9.76	2.10	99.73	99.73
	CH_4	1,198.1	8,196.6	3.00	11.71	11.71	12.09	12.09	4.74	4.74	0.25	0.35	2.94	2.94	1.49	0.11	0.11
	N_2O	6.46	44.23	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.01	0.01	0.00	0.00	0.12	0.14	0.01	0.00	0.00
Refinerías de Petróleo Crudo	CO_2	687.17	782.52	3.00	28.86	28.86	29.02	29.02	0.25	0.25	0.02	0.03	0.69	0.69	0.14	0.50	0.50
	CH_4	332.93	379.13	3.00	69.60	69.60	69.66	69.66	0.34	0.34	0.01	0.02	0.81	0.81	0.07	0.66	0.66
	N_2O	3.64	4.15	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00

Análisis de incertidumbre para el año 2010																	
A	B	C	D	E	F(-)	F(+)	G(-)	G(+)	H(-)	H(+)	I	J	K(-)	K(+)	L	M(-)	M(+)
CATEGORIA IPCC	GAS	Gg CO_{2eq}	Gg CO_{2eq}	(+/-)%	(-)%	(+)%	(-)%	(+)%	Valor ($\times 10^4$)	Valor ($\times 10^4$)	%	%	(-)%	(+)%	(+/-)%	%	(-)%
1.B Emisiones fugitivas Generadas por las actividades de la Industria del Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 a ii Quema en instalaciones de Petróleo																	
Oxidadores de gas de cola en Refinerías	CO_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.02	0.02	3.00	90.00	150.00	90.05	150.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transporte de GLP por ducto	CO_2	41.60	46.01	3.00	87.68	123.28	87.73	123.32	0.01	0.02	0.00	0.00	0.13	0.19	0.01	0.02	0.03
	CH_4	0.02	0.02	3.00	87.54	123.23	87.59	123.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.01	0.01	3.00	10.00	1,000.0	10.44	1,000.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 a iii Todas las demás Emisiones Fugitivas en Instalaciones de Petróleo																	
1 B 2 a iii 2 Producción de Petróleo Crudo Ligero	CO_2	0.01	0.01	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo Pesado	CO_2	0.49	0.57	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo Costa Afuera	CO_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	1,290.3	1,396.6	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	7.64	9.43	0.00	0.06	0.00	0.00	0.25	0.06	0.06
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción de Petróleo Crudo Tierra	CO_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	727.67	611.86	3.00	95.00	95.00	95.05	95.05	1.63	1.63	0.03	0.03	3.30	3.30	0.11	10.92	10.92
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 a iii 3 Transporte de Petróleo Crudo	CO_2	0.07	0.05	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	16.76	11.83	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.09	0.00	0.01	0.01
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 a iii 3 Terminales de Importación de GNL	CO_2	0.00	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	42.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Análisis de incertidumbre para el año 2010																	
A	B	C	D	E	F(-)	F(+)	G(-)	G(+)	H(-)	H(+)	I	J	K(-)	K(+)	L	M(-)	M(+)
CATEGORIA IPCC	GAS	Gg CO_{2eq}	Gg CO_{2eq}	(+/-)%	(-)%	(+)%	(-)%	(+)%	Valor ($\times 10^4$)	Valor ($\times 10^4$)	%	%	(-)%	(+)%	(+/-)%	%	(-)%
1.B Emisiones fugitivas Generadas por las actividades de la Industria del Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 a iii Todas las demás Emisiones Fugitivas en Instalaciones de Petróleo																	
1 B 2 a.iii 4 Refinación	CO_2	0.01	0.01	3.00	90.00	300.00	90.05	300.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	19.37	22.06	3.00	90.00	200.00	90.05	200.02	0.00	0.01	0.00	0.00	0.06	0.14	0.00	0.00	0.02
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 b i Venteo en Instalaciones de Gas Natural																	
Perforación de pozos de Gas	CO_2	0.00	0.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.03	0.26	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Proceso de Gas	CO_2	1,271.77	1,711.64	3.00	15.94	15.94	16.22	16.22	0.37	0.37	0.03	0.07	0.53	0.53	0.31	0.38	0.38
	CH_4	0.83	1.11	3.00	66.38	66.38	66.45	66.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Terminación de pozos de Gas	CO_2	0.00	0.00	5.00	0.00	0.00	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.38	9.49	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.04	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mantenimiento de pozos de Gas	CO_2	0.00	0.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	1.11	3.51	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Limpieza de pozos de Gas	CO_2	0.17	0.55	5.00	90.00	122.00	90.14	122.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	488.88	1,544.05	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	9.36	11.54	0.03	0.07	2.28	2.53	0.47	0.05	0.07
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	46.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transporte de Gas	CO_2	0.09	0.25	3.00	75.00	75.00	75.06	75.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	199.95	548.68	3.00	75.00	75.00	75.06	75.06	0.82	0.82	0.01	0.02	0.51	0.51	0.10	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 b ii Quema en instalaciones de Gas Natural																	
Proceso de pozos de Gas	CO_2	64.04	86.19	3.00	60.37	128.96	60.44	128.99	0.01	0.06	0.00	0.00	0.10	0.22	0.02	0.01	0.05
	CH_4	50.90	68.51	3.00	76.43	136.65	76.49	136.68	0.01	0.04	0.00	0.00	0.10	0.18	0.01	0.00	0.00
	N_2O	0.34	0.46	3.00	90.00	150.00	90.05	150.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Análisis de incertidumbre para el año 2010																	
A	B	C	D	E	F(-)	F(+)	G(-)	G(+)	H(-)	H(+)	I	J	K(-)	K(+)	L	M(-)	M(+)
CATEGORIA IPCC	GAS	Gg CO_{2eq}	Gg CO_{2eq}	(+/-)%	(-)%	(+)%	(-)%	(+)%	Valor ($\times 10^4$)	Valor ($\times 10^4$)	%	%	(-)%	(+)%	(+/-)%	%	(-)%
1.B Emisiones fugitivas Generadas por las actividades de la Industria del Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 Petróleo y Gas Natural																	
1 B 2 b ii Quema en instalaciones de Gas Natural																	
Perforación de pozos de Gas	CO_2	0.01	0.11	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	0.00	0.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N_2O	0.00	0.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 a iii Todas las demás Emisiones Fugitivas en Instalaciones de Gas Natural																	
1B 2 b iii 2 Producción de gas natural	CO_2	0.53	2.10	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	309.54	1,236.92	3.00	53.00	53.00	53.08	74.95	2.08	4.15	0.03	0.05	1.44	1.44	0.23	0.02	0.02
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 b iii 3 Procesamiento de gas natural	CO_2	4.43	5.96	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
	CH_4	1,218.87	1,640.44	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	10.54	13.01	0.03	0.07	2.86	3.18	0.30	0.08	0.10
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 b iii 4 Transporte de gas natural.	CO_2	0.03	0.07	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	299.93	823.03	3.00	90.00	100.00	90.05	100.04	2.65	3.27	0.01	0.04	0.92	1.02	0.15	0.01	0.01
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Compresión de gas natural.	CO_2	0.00	0.01	5.00	70.00	400.00	70.18	400.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	37.08	119.41	5.00	70.00	400.00	70.18	400.03	0.03	1.10	0.00	0.01	0.14	0.81	0.04	0.00	0.01
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Estaciones de medición de gas natural.	CO_2	0.01	0.01	5.00	80.00	900.00	80.16	900.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	85.52	85.52	5.00	80.00	900.00	80.16	900.01	0.02	2.86	0.00	0.00	0.28	3.15	0.03	0.00	0.10
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 B 2 b iii 5 Distribución de gas natural	CO_2	0.08	1.00	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CH_4	59.37	755.26	5.00	90.00	100.00	90.14	100.12	2.24	2.76	0.03	0.03	2.47	2.74	0.23	0.06	0.08
	N_2O	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		**23,288.8**	**45,503.4**						**164.97**	**243.60**						**193.90**	**627.51**
						Porcentaje de incertidumbre en el inventario total			**12.84**	**15.61**				**Incertidumbre en la tendencia**		**13.92**	**25.05**

Se calcularon de la misma manera las incertidumbres para los inventarios de emisiones calculados con la metodología propuesta para los años 1991 a 2010 y los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 79.

Tabla 79. Incertidumbres anuales del inventario de emisiones y de la tendencia en relación al año base (1990)

Año	Emisiones totales	Incertidumbre del Inventario		Incertidumbre de la tendencia	
	Gg $CO_{2\ eq}$	(-) %	(+) %	(-) %	(+) %
1990	23,288.78			0.00	0.00
1991	23,873.16	18.50	26.74	1.02	1.02
1992	23,849.14	18.51	26.49	1.03	1.12
1993	25,073.58	17.76	24.80	1.60	2.72
1994	25,208.37	17.85	24.20	1.89	3.80
1995	27,154.76	16.46	22.33	3.32	5.96
1996	35,276.02	14.87	19.38	8.03	13.04
1997	42,561.51	14.18	17.50	12.84	20.72
1998	45,515.27	13.89	16.83	14.42	23.76
1999	38,566.70	14.39	17.86	10.09	17.59
2000	38,604.44	14.82	17.89	10.10	18.47
2001	35,798.02	15.99	18.99	8.19	16.39
2002	33,760.03	16.92	20.02	6.75	14.56
2003	34,868.13	17.43	20.21	7.09	15.87
2004	32,219.79	18.80	21.84	5.62	13.35
2005	33,384.29	17.93	21.11	5.86	13.74
2006	36,540.10	16.51	19.41	7.56	16.86
2007	45,393.64	14.08	16.20	13.62	26.54
2008	70,404.57	12.92	13.89	31.96	53.56
2009	60,073.02	12.55	14.06	24.39	41.52
2010	45,503.37	12.84	15.61	13.92	25.05

Valores mínimos
Valores máximos

Para cada año, se obtuvieron incertidumbres asimétricas, ya que se aplicó el Método 1 del IPCC (2006), tanto para valores positivos como negativos de incertidumbres en los factores de emisión, mientras que, para los datos de actividad, se consideraron incertidumbres simétricas.

Como se puede observar en la tabla 79, las emisiones menores calculadas se registraron en el año 1990, mientras que, el máximo se alcanzó en 2008.

Se presentó la menor incertidumbre negativa del inventario en el año 2009, mientras que la mayor ocurrió en 2004.

La incertidumbre del inventario positiva menor ocurrió en 2008 y la mayor en 1991. Estos comportamientos ocurren porque los datos de actividad presentan mayores incertidumbres en los años 90s y porque las incertidumbres de los factores de emisión son asimétricas y en muchos casos el valor absoluto de las positivas es mayor al de las negativas.

Finalmente, las incertidumbres de la tendencia presentan valores mínimos positivos y negativos en 1991 y máximos en 2008. Se puede observar que este tipo de incertidumbre crece con la diferencia entre las emisiones en el año evaluado y el año base y la mayor incertidumbre coincide con el máximo de emisiones.

Tabla 80. Identificación de las categorías principales del Inventario de emisiones fugitivas del sector petróleo y gas en México

No.	Fuente	Tipo de emisión	Gas	Emisiones 1990		Emisiones 2010		Índice de evaluación de la tendencia
				$E_{x,o}$ Gg CO_{2eq}	$L_{x,0}$ (fracción)	$E_{x,t}$ Gg CO_{2eq}	$L_{x,t}$ (fracción)	$T_{x,t}$ adimensional
1	Producción de petróleo crudo	Quemado	CO_2	1,683.17	0.0723	11,515.41	0.2531	0.353
2	Producción de petróleo crudo	Quemado	CH_4	1,198.07	0.0514	8,196.60	0.1801	0.251
3	Producción de petróleo crudo costa afuera	Venteo	CH_4	4,896.03	0.2102	5,299.71	0.1165	0.183
4	Plantas de desintegración catalítica en refinerías	Venteo	CO_2	3,195.23	0.1372	3,638.60	0.0800	0.112
5	Producción de petróleo crudo en tierra	Venteo	CH_4	3,168.43	0.1360	2,664.18	0.0585	0.151
6	Proceso de gas húmedo	Venteo	CO_2	1,271.77	0.0546	1,711.64	0.0376	0.033
7	Plantas de hidrógeno en refinerías	Venteo	CO_2	1,454.67	0.0625	1,656.52	0.0364	0.051
8	Proceso de gas húmedo	Fugas	CH_4	1,218.87	0.0523	1,640.44	0.0361	0.032
9	Limpieza de pozos de Gas	Venteo	CH_4	488.88	0.0210	1,544.05	0.0339	0.025
10	Producción de petróleo crudo costa afuera	Fugas	CH_4	1,290.26	0.0554	1,396.64	0.0307	0.048
11	Producción de gas natural	Fugas	CH_4	309.54	0.0133	1,236.92	0.0272	0.027
12	Transporte de gas natural.	Fugas	CH_4	299.93	0.0129	823.03	0.0181	0.010
13	Refinación de petróleo crudo	Quemado	CO_2	687.17	0.0295	782.52	0.0172	0.024
14	Producción de petróleo crudo en tierra	Fugas	CH_4	727.67	0.0312	611.86	0.0134	0.035
15	Transporte de gas natural.	Venteo	CH_4	199.95	0.0086	548.68	0.0121	0.007
16	Refinación de petróleo crudo	Quemado	CH_4	332.93	0.0143	379.13	0.0083	0.012
17	Compresión de gas natural.	Fugas	CH_4	37.08	0.0016	119.41	0.0026	0.002
18	Estaciones de medición de gas natural.	Fugas	CH_4	85.52	0.0037	85.52	0.0019	0.004
Suma de fuentes significativas				**22,545.17**	**0.9681**	**43,850.86**	**0.9637**	
TOTAL				**23,288.80**	**1.0000**	**45,503.42**	**1.0000**	

4.14.3 Identificación de variables significativas.

En la tabla 80 se muestra la identificación de las categorías principales en el Inventario de emisiones fugitivas del sector petróleo y gas en México para el año 2010. Se usó el método 1 para la evaluación del nivel con la ecuación 4.1 del capítulo 4 del Volumen 1de las Directrices del IPCC (2006) mostrada a continuación:

$$L_{x,t} = |E_{x,t}| / \sum_{y} |E_{y,t}|$$

$L_{x,t}$ = Índice de evaluación de nivel para *x* de fuente o sumidero del último año del inventario (año *t*).

$|E_{x,t}|$ = valor absoluto de la estimación de emisión o absorción de la categoría *x* de fuente o sumidero del año *t*

$\sum_{y} |E_{y,t}|$ = aporte total, que es la suma de los valores absolutos de emisiones y absorciones del año *t,* calculados según el nivel de agregación elegido por el país para el análisis de categorías principales. Puesto que se introducen tanto las emisiones como las absorciones con signo positivo, el aporte/nivel total puede ser mayor que el total de emisiones del país, menos las absorciones.

En la tabla 80, también se muestra la evaluación de la tendencia con se calculó con la ecuación 4.2 de las Directrices del IPCC (2006) del mismo capítulo y volumen mencionado y mostrada enseguida:

$$T_{x,t} = L_{x,0} \cdot \left| \left[\frac{(E_{x,t} - E_{x,0})}{E_{x,0}} \right] - \frac{(\sum_y E_{y,t} - \sum_y E_{y,0})}{\sum_y |E_{y,0}|} \right|$$

Donde:

$T_{x,t}$ = Índice de evaluación de tendencia de la categoría *x* de fuente o sumidero del año *t,* en comparación con el año de base (año 0)

$|E_{x,0}|$ = valor absoluto de la estimación de emisión o absorción de la categoría *x* de fuente o sumidero del año 0

$E_{x,t}$ *y* $E_{x,0}$ = valores reales de las estimaciones de la categoría *x* de fuente o sumidero de los años *t* y 0, respectivamente.

$\sum_y E_{y,t}$, $\sum_y E_{y,0}$ = estimaciones totales del inventario de los años *t* y 0, respectivamente

En la tabla 80, se ordenaron las categorías en función de sus emisiones en el año 2010 en orden descendente, Como se puede observar, las categorías de quemado en la producción de petróleo crudo (renglones 1, CO_2 y 2, CH_4 de dicha tabla), aportan el 43.3 % ($L_{x,2010}$ = 0.253+0.180=0.433) del total emitido en ese año y además presentan los mayores índices de evaluación de la tendencia ($T_{x,2010}$ = 0.353+0.251 = 0.604).

La importancia de las categorías del inventario ha cambiado a través del tiempo; en 1990 las categorías importantes por su nivel de aportación de emisiones fueron: los venteos de metano en la producción de petróleo, tanto costa afuera como costa adentro y el venteo de CO_2 de las plantas de desintegración catalítica en la refinación del petróleo ($L_{x,1990}$ = 0.210+0.137+0.136 =0.483). En el año 2010, estas categorías fueron desplazadas por el quemado de gas.

En la tabla 81, se muestran las categorías importantes en orden descendente de sus incertidumbres combinadas para el año 2010; estas incertidumbres combinadas incluyen el efecto de la incertidumbre en los datos de actividad y los factores de emisión.

Tabla 81. Incertidumbres combinadas de las 18 categorías principales de emisiones fugitivas para el año 2010 en el sector de petróleo y gas en México.

No.	Fuente	Tipo de emisión	Contaminante	Incertidumbre combinada	
				(-) %	(+) %
1	Compresión de gas natural.	Fugas	CH_4	70.18	400.03
2	Producción de petróleo crudo en tierra	Venteo	CH_4	57.08	149.03
3	Estaciones de medición de gas natural.	Fugas	CH_4	90.14	100.12
4	Limpieza de pozos de Gas	Venteo	CH_4	90.14	100.12
5	Proceso de gas natural	Fugas	CH_4	90.05	100.04
6	Producción de petróleo crudo costa afuera	Fugas	CH_4	90.05	100.04
7	Transporte de gas natural.	Fugas	CH_4	90.05	100.04
8	Producción de petróleo crudo en tierra	Fugas	CH_4	95.05	95.05
9	Transporte de gas natural.	Venteo	CH4	75.06	75.06
10	Refinación de petróleo crudo	Quemado	CH_4	69.66	69.66
12	Producción de petróleo crudo costa afuera	Venteo	CH_4	65.91	65.91
11	Producción de gas natural	Fugas	CH_4	53.08	74.95
13	Refinación de petróleo crudo	Quemado	CO_2	29.02	29.02
14	Producción de petróleo crudo	Quemado	CO_2	27.82	27.82
15	Proceso de gas húmedo	Venteo	CO_2	16.22	16.22
16	Plantas de desintegración catalítica en refinerías	Venteo	CO_2	16.08	16.08
17	Plantas de hidrógeno en refinerías	Venteo	CO_2	15.79	15.79
18	Producción de petróleo crudo	Quemado	CH_4	12.09	12.09

Como se puede observar, las incertidumbres son asimétricas, y las mayores se presentan en las categorías de fugas de metano en compresión de gas natural y en estaciones de medición, en el proceso de gas natural, en la producción de petróleo crudo costa afuera y en el transporte de gas natural, además del venteo de metano en la producción de petróleo crudo en tierra y en la limpieza de pozos de gas natural.

En la tabla 82, se muestran las incertidumbres en la tendencia para cada una de las 18 categorías principales presentadas en orden de mayor a menor en este tipo de incertidumbre.

Tabla 82. Incertidumbres en la tendencia para 18 categorías principales de emisiones fugitivas para el año 2010 en el sector de petróleo y gas en México.

No.	Fuente	Tipo de emisión	Gas	Incertidumbre en la tendencia	
				(-) %	(+) %
1	Producción de petróleo crudo costa afuera	Venteo	CH_4	7.68	7.68
2	Producción de petróleo crudo	Quemado	CO_2	7.04	7.04
3	Producción de petróleo crudo en tierra	Venteo	CH_4	3.34	8.73
4	Proceso de gas húmedo	Fugas	CH_4	3.25	3.61
5	Limpieza de pozos de Gas	Venteo	CH_4	3.06	3.40
6	Producción de petróleo crudo costa afuera	Fugas	CH_4	2.76	3.07
7	Producción de petróleo crudo	Quemado	CH_4	2.18	2.18
8	Producción de gas natural	Fugas	CH_4	1.44	2.04
9	Transporte de gas natural.	Fugas	CH_4	1.63	1.81
10	Estaciones de medición de gas natural.	Fugas	CH_4	1.50	1.66
11	Plantas de desintegración catalítica en refinerías	Venteo	CO_2	1.28	1.28
12	Producción de petróleo crudo en tierra	Fugas	CH_4	1.28	1.28
13	Transporte de gas natural.	Venteo	CH_4	0.91	0.91
14	Compresión de gas natural.	Fugas	CH_4	0.17	1.05
15	Proceso de gas húmedo	Venteo	CO_2	0.61	0.61
16	Refinación de petróleo crudo	Quemado	CH_4	0.58	0.58
17	Plantas de hidrógeno en refinerías	Venteo	CO_2	0.57	0.57
18	Refinación de petróleo crudo	Quemado	CO_2	0.50	0.50

Las incertidumbres presentan mayor simetría que las de los factores de emisión, y las categorías principales, desde este punto de vista, son el venteo de CH_4 y el quemado en la producción de petróleo crudo, las fugas de CH_4 en el proceso de gas húmedo, el venteo de CH_4 en la limpieza de pozos de gas y las fugas de metano en la producción de petróleo crudo costa afuera.

5. REFERENCIAS DE NORMAS, REGULACIONES Y ESTÁNDARES APLICABLES

En el año 1994 entró en vigor la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC), que fija una red para coordinar los esfuerzos intergubernamentales con el fin de afrontar el desafío del cambio climático. La convención reconoce que el sistema climático es un recurso compartido cuya estabilidad puede ser afectada por emisiones industriales y de otra índole de CO_2 y otros gases de efecto invernadero. Los gobiernos deben de realizar en el ámbito de aplicación de esta Convención la compilación y diseminación de la información de emisiones de GEI, políticas nacionales y mejores prácticas, el lanzamiento de estrategias nacionales para mitigación de emisiones de GEI y de adaptación al cambio climático.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio es un procedimiento contemplado en el Protocolo de Kioto en donde países desarrollados pueden financiar proyectos de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) dentro de países en desarrollo, y recibir a cambio Certificados de Reducción de Emisiones aplicables a cumplir con su compromiso de reducción propio. Se acordó en la última Conferencia de las Partes llevada a cabo en Doha, Qatar en noviembre y diciembre de 2012 se acordó prorrogar el Protocolo de Kioto hasta el año 2020

El propósito del Mecanismo de Desarrollo Limpio es, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 12 del Protocolo de Kioto, ayudar a las Partes no incluidas en el anexo I (Partes No Anexo I) a lograr un desarrollo sustentable y contribuir al objetivo último de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, así como ayudar a las Partes incluidas en el anexo I (Partes Anexo I) a dar cumplimiento a sus compromisos contraídos en virtud del artículo 3 del Protocolo sobre la limitación y reducción de las emisiones de GEI. México ha emitido cinco Comunicaciones nacionales a la Convención Marco de Cambio Climático de la Organización de las Naciones Unidas.

6. CONCLUSIONES.

Se dispone de información histórica de la producción de crudo y gas asociado y no asociado, así como de los volúmenes de crudo y gas procesados por las Refinerías y Centros Procesadores de Gas de PEMEX. También se cuenta con la evolución de 1990 a 2010 del número de plataformas, de la cantidad y el tipo de pozos perforados y terminados. Toda esta información, se integró a una base de datos.

La Infraestructura para la distribución de petrolíferos está bien documentada de 1990 a 2010, ya que se cuenta con los volúmenes trasportados y de la longitud de la red de ductos, tanto de PEMEX como de la iniciativa privada.

Se preparó en este estudio una base de datos de factores de emisión de literatura para la mayoría de categorías de emisiones fugitivas en la industria del petróleo y gas

La metodología desarrollada para estimar las emisiones fugitivas del sistema de Petróleo y Gas en México es robusta pues la constituyen un total de 30 subcategorías de emisión para las cuáles se seleccionaron 69 factores de emisión: 31 para metano, 31 CO_2 y siete para N_2O. Es decir, tiene una mayor desagregación que la metodología de nivel 1 propuesta por el IPCC en 2006.

De los 69 factores, se desarrollaron y propusieron por el IMP en este estudio 14 factores de emisión: 8 para quemado de gas en producción de gas, refinación del petróleo y proceso de gas (4 de metano y 4 de CO_2), 6 para venteo en oxidadores térmicos, plantas de desintegración catalítica y de hidrógeno (4 de CO_2 y 2 de CH_4).

Estos 14 factores pueden ser considerados como de nivel 2, ya que son específicos para las condiciones de México y comprenden entre el 42.32 y el 74.55 % de las emisiones fugitivas en México entre 1990 y 2010.

Además, se proponen 2 factores de emisión para N_2O y uno para venteo en tanques de almacenamiento de crudo adaptados a partir de información publicada recientemente.

Se realizó un análisis detallado de las operaciones de quemado en la industria del petróleo y gas en México y se propusieron factores de emisión para esta práctica en la producción de crudo y gas, la refinación de crudo, el proceso de gas y el almacenamiento y transporte de gas LP. Estos factores fueron desarrollados a partir de publicaciones de estudios llevados a cabo con quema de gas asociado. Se propone una eficiencia de destrucción de hidrocarburos de 83.72 %. El factor de emisión para producción de crudo y gas fue desarrollado en función del volumen de gas enviado a la atmósfera, dato anual que se encuentra disponible públicamente. Para la refinación de crudo, proceso de gas y transporte y almacenamiento de gas LP se expresó el FE en función de los volúmenes de materia prima procesados.

Para la gran mayoría de las categorías se cuenta con datos de actividad confiables en todo el periodo de 1990 a 2010 publicados por el sector petrolero. Las mayores incertidumbres en estos datos se presentan a principio de la década de 1990 y falta información anual de capacidad instalada de estaciones de compresión, número de estaciones de medición, operaciones de perforación, terminación y mantenimiento desagregadas como las ocurridas en pozos de crudo y en pozos de gas. Además, se requiere disponer de datos del número de operaciones anuales de purga de pozos de gas (limpieza). También se requiere de contar con información anualizada fidedigna de longitud y volúmenes transportado de gas natural y LP por la red de distribución de ductos privados.

Se elaboró una herramienta de cálculo para probar la metodología propuesta. A partir de su aplicación, se comprobó que, las emisiones menores calculadas se registraron en el año 1990, mientras que, el máximo se alcanzó en 2008 y que, las emisiones totales muestran una tendencia que es sensible a los cambios que se han producido en la intensidad de las

actividades de producción y proceso tanto de petróleo como de gas. La quema de gas asociado, que es la actividad que ha sufrido mayores cambios en el periodo 1990-2010, domina la tendencia general del inventario.

Se realizó análisis de incertidumbre con la metodología propuesta en la Directrices del IPCC (2006).

Para los factores de emisión se usaron valores de incertidumbre publicados, sugeridos mediante juicio experto para aquéllos publicados que no incluyen incertidumbre y obtenidos en este estudio para los factores de emisión propuestos.

Para los datos de actividad se propusieron incertidumbres de +/- 3% cuando provienen de bases de datos oficiales publicadas anualmente y de +/- 5 % para valores extrapolados conforme a la Guía de buenas prácticas del IPCC (2000).

Para cada año, se obtuvieron incertidumbres asimétricas y se aplicó el Método 1 del IPCC (2006), tanto para valores positivos como negativos de incertidumbres en los factores de emisión, mientras que, para los datos de actividad, se consideraron incertidumbres simétricas.

Se presentó la menor incertidumbre negativa del inventario en el año 2009, mientras que la mayor ocurrió en 2004. La incertidumbre del inventario positiva menor ocurrió en 2008 y la mayor en 1991. Estos comportamientos ocurren porque los datos de actividad presentan mayores incertidumbres en los años 90s y porque las incertidumbres de los factores de emisión son asimétricas y en muchos casos el valor absoluto de las positivas es mayor al de las negativas.

Las incertidumbres de la tendencia presentan valores mínimos positivos y negativos en 1991 y máximos en 2008. Se puede observar que este tipo de incertidumbre crece con la diferencia entre las emisiones en el año evaluado y el año base y la mayor incertidumbre coincide con el máximo de emisiones.

Con esta metodología es posible discernir las categorías principales para estudiarlas con mayor detalle y determinar factores de emisión con menor incertidumbre y que reflejen de manera más fidedigna las prácticas de operación del sistema petrolero nacional.

Las categorías de quemado en la producción de petróleo crudo aportan el 43.3 % del total emitido en 2010 y además presentan los mayores índices de evaluación de la tendencia. La importancia de las categorías del inventario ha cambiado a través del tiempo, en 1990 las categorías importantes por su nivel de aportación de emisiones fueron: los venteos de metano en la producción de petróleo, tanto costa afuera como costa adentro y el venteo de CO_2 de las plantas de desintegración catalítica en la refinación del petróleo, aunque en el año 2010, estas categorías fueron desplazadas por las categorías de quemado de gas.

Las incertidumbres combinadas son asimétricas, y las mayores se presentan en las categorías de fugas de metano en compresión de gas natural y en estaciones de medición, en el proceso de gas natural, en la producción de petróleo crudo costa afuera y en el transporte de gas natural, además del venteo de metano en la producción de petróleo crudo en tierra y en la limpieza de pozos de gas natural.

Las incertidumbres de la tendencia del inventario de emisiones fugitivas entre 1990 y 2010 presentan mayor simetría que las de los factores de emisión, y las categorías principales, desde este punto de vista, son el venteo de CH_4 y el quemado en la producción de petróleo crudo, las fugas de CH_4 en el proceso de gas húmedo, el venteo de CH_4 en la limpieza de pozos de gas y las fugas de metano en la producción de petróleo crudo costa afuera.

7. RECOMENDACIONES.

Se recomienda revisar el procedimiento de cálculo utilizado en el INEGEI para la categoría de combustión con el fin de evitar la duplicidad en el reporte de las emisiones, especialmente las que ocurren en las plantas de hidrógeno.

Se recomienda realizar estudios experimentales en las categorías principales para desarrollar factores de emisión nacionales, especialmente en lo referido a quemado de gas, venteo de tanques de almacenamiento en la producción de crudo, venteo en plantas de desintegración catalítica, de hidrógeno y oxidadores térmicos, venteo en limpieza de pozos y emisiones de estaciones de compresión.

Se recomienda que sean reportados los volúmenes de gases enviados a la atmósfera anualmente en la refinación del petróleo y el proceso de gas y que sean reportadas además las composiciones de las corrientes enviadas a quemadores.

Se recomienda desagregar los datos de actividad de perforación y terminación de pozos por operaciones en pozos de crudo y en pozos de gas. Se recomienda elaborar una base de datos para las operaciones de mantenimiento de pozos de crudo y gas y de limpieza de pozos de gas (purga).

Se recomienda que las autoridades reguladoras mantengan una base de datos de las longitudes y volúmenes de las redes de ductos de gas natural y gas LP privadas, las operaciones de las empresas regasificadoras de gas natural licuado importado, de las operaciones de los buquetanques para almacenamiento y producción de crudo (FPSO).

8. REFERENCIAS.

Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Aceite Terciario del Golfo*. Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Bellota-Jujo. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Bellota-Jujo. *Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Cantarell. Manifiesto *2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Cantarell. *Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Cinco Presidentes. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Cinco Presidentes. *Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Ku-Maloob-Zaap*. Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Litoral de Tabasco. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Litoral de Tabasco. M*anifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Macuspana. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Macuspana. *Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Muspac. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Muspac*. Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Poza Rica Altamira. *Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Poza Rica. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* Altamira. PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Samaria-Luna. *Manifiesto 2010 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

Activo Integral Samaria-Luna. *Manifiesto 2011 a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.* PEMEX Exploración y Producción. MEXICO.

API (2009) *Compendium of Greenhouse Gas Emission Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry.* American Petroleum Institute, 1220 L Street NW Washington DC. USA.

ARPEL (1998). *Guidelines for Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry*. Asociación Regional de Productores de Petróleo, Gas y Biocombustibles de América Latina. Montevideo, URUGUAY.

Bocanegra J., C. Bylin, D. Robinson, S. Seastream, B. Gillis, B.Ellwood, L.S. Richards, F. Cornejo, A. Ishkov, G. Akopova, N. Boyarchuk (2009). *Methane's Role in Promoting Sustainable Development in the Oil and Natural Gas Industry.* 24th World Gas Conference Proceedings. 5-9 Octubre, 2009. Buenos Aires, ARGENTINA.

BP. (2000). *Environmental Performance. Group Reporting Guidelines.* Version 2.2, June, 2000. London, UK.

Bueno Fernández M., García Rubio Ortiz F., Ontiveros Padilla Luis E. 2002. *Comportamiento de la composición del gas LP a lo largo del LPG Ducto Cactus-Guadalajara.* Revista Ductos. P. 17-22. Núm. 29. Año 4. Enero-marzo 2002. Comité de Ductos de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios. México, D.F. MEXICO.

Camacho, G. y Maciel, M.A. (2009). *Gas Flaring in Petroleos Mexicanos*. Extractive Industries Week. The World Bank. March 3-5, 2009, Washington DC, USA.

CAPP (1999) *CH_4 and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry*. Canadian Association of Petroleum Producers. Calgary, Alberta. CANADA.

CAPP (2003). *Guide: Calculating Greenhouse Gas Emissions*. Canadian Association of Petroleum Producers. . Calgary, Alberta. CANADA.

CAPP (2004) *A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H_2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry. Volume 1, Overview of the GHG Emissions Inventory* ", Canadian Association of Petroleum Producers. Calgary, Alberta. CANADA.

Chambers. A. (2003). *Well test Flare Plume Monitoring Phase II: Dial testing in Alberta*. Alberta Research Council. Dec, 2003. Calgary, Alberta, CANADA.

COMIMSA, 2008. *Manifestación de Impacto Ambiental. Modalidad Particular. Plantas desulfuradoras de gasolinas catalíticas (ULSG), sus servicios auxiliares e integración de la Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, Oaxaca.* México D.F., MEXICO, junio de 2008.

CORINAIR, (2007). *Group 5. Extraction and distribution of fossil fuels and geothermal energy*. EMEP Emission Inventory Guidebook. European Environment Agency, 2007. Copenhagen, DENMARK, 2007.

EIA, 2012 *Independent Statics and Analysis, Natural Gas Data.* U.S. Energy Information Administration, Consultado en 2012. http://www.eia.gov/naturalgas/reports.cfm?t=9999

EPA (1995). *Compilation of Air Pollutant Emission Factors.* Section 13.5. (Reformatted 1/95) US Environmental Protection Agency. Research Triangle Park, NC, USA.

EPA, (2000). *Air Pollution Control Technology Fact Sheet. Thermal Incinerator*. EPA-452/F-0322. US Environmental Protection Agency. Research Triangle Park, NC, USA. 2000.

Gidney, B. and Pena, S. (2009). *Upstream oil and gas storage tank project. Flash emissions models evaluation.* Final Report. Texas Comission on Environmental Quality. Austin TX, USA. July, 16, 2009.

GRI/US EPA. 1996. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry.* Report No. EPA-600/R-96-080. U.S. Environmental Protection Agency 1200 Pennsylvania Ave., N.W. Washington, DC 20460, USA.

Hendler, A. , Nunn, J., Lundeen, J and McKaskle, R. (2009). *VOC Emissions from oil and condensate storage tanks.* Texas Environmental Research Consortium. The Woodlans, TX, USA. April 2, 2009.

IGU (2000). *Report of Study Group 8.1 "Methane Emissions caused by the gas industry worldwide"*. International Gas Union. 21st World Gas Conference-June 6-9, 2000. Nice, FRANCE.

IPCC (2000) *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities Background Paper".* David Picard. Published: Institute for Global Environmental Strategies, Hayama, Kanagawa, JAPAN.

IPCC (2000b) *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. Chapter 2: Energy Paragraph 2.7: Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Operations. Expert Group: Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities; Co-chairs: David Picard (Canada) and Jose Domingo Miguez (Brazil); Author of background paper: David Picard (Canada); Contributors: Marc Darras (France), Eilev Gjerald (Norway), Dina Kruger (USA), Robert Lott (USA), Katarina Mareckova (IPCC/OECD), Marc Phillips (USA), and Jan Spakman (Netherlands). Published: Institute for Global Environmental Strategies, Hayama, Kanagawa, JAPAN.

IPCC (2006) *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.* Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: Institute for Global Environmental Strategies, Hayama, Kanagawa, JAPAN.

Johnson, M. and L.W. Kostiuk (2002). *A Parametric Model for the Efficiency of a Flare in Crosswind*. Proceedings of the Combustion Institute, Volume 29, 2002/pp. 1943–1950.

Mendoza-Domínguez, A., y Graniel Peralta M. (2006). *Estimación de emisiones a la atmósfera provenientes de quemadores elevados de instalaciones petroleras en la Sonda de Campeche.* Ingeniería Investigación y Tecnología VII. 3. 165-173, 2006.

Oven, Mark (2010) *Methane Emissions in PEMEX: A Targeted Approach for Reducing Flaring and Greenhouse Gas Emissions.* The World Bank, 1818 H Street, NW Washington, DC 20433 USA. Consultado en Julio de 2012 en: http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1268075357274/6844507-1268075388170/1020-1040_Mark_Oven.pdf

PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 1997. *Efecto de los Componentes de Gas LP en la acumulación por ozono en la ZMVM y sus implicaciones para PEMEX GAS Y Petroquímica Básica.* ISBN 968-6699-36-8. México D.F., MEXICO.

Petróleos Mexicanos, 2011. *Informe Trimestral enero-marzo 2011. Precios Interorganismos*. Abril, 2011. Número 7. México, D.F. MEXICO.

Secretaría de Energía, 2010. *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010. Especificaciones del gas natural.* Diario Oficial de la Federación. 19 de marzo de 2010.

Secretaría de Energía, 2012. Sistema de Información Energética. Disponible en: http://sie.energia.gob.mx Consultado entre junio y noviembre de 2012.

Shell (2007). *Performance Monitoring and Reporting.* Issue 7.1 February, 2007. The Hague, NETHERLANDS.

Strosher, M. (1996). *Investigations of Flare Gas Emissions in Alberta.* Final Report. Alberta Energy and Utilities Board. Calgary, Alberta. CANADA.

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2008. *Estudio de Impacto Ambiental. Plantas desulfuradoras de gasolina catalítica ULSG 1 y ULSG 2. Refinería "Miguel Hidalgo".* Monterrey, Nuevo León. 2008. MEXICO.

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2009. *Estudio de Impacto Ambiental. Plantas desulfuradoras de gasolina catalítica ULSG 1 y ULSG 2. Servicios auxiliares y su integración, dentro de las instalaciones de la Refinería "Francisco I. Madero"*. Monterrey, Nuevo León. 2009. MEXICO.

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2009. *Estudio de Impacto Ambiental. Plantas desulfuradoras de gasolina catalítica ULSG 1 y ULSG 2. Servicios auxiliares y su integración, dentro de las instalaciones de la Refinería "Héctor R. Lara Sosa".* Monterrey, Nuevo León, 2009. MEXICO.

Universidad Nacional Autónoma de México, 2003. *Estudio de Impacto ambiental para la construcción de la estación de procesamiento y manejo de gas "El Raudal".* México, D.F. México, 2003.

Universidad Nacional Autónoma de México, 2007. *Estudio de Impacto Ambiental de la Planta desulfuradora de gasolinas catalítica (ULSG1), sus servicios Auxiliares e integración de la refinería "Ing. Antonio M. Amor", Salamanca, Guanajuato*. México, D.F. MEXICO, diciembre de 2007.

Universidad Nacional Autónoma de México, 2009. *Estudio de Impacto Ambiental de la Planta desulfuradora de gasolinas catalítica ULSG2, sus servicios Auxiliares e integración de la refinería "Gral. Lázaro Cárdenas", Minatitlán, Veracruz. México*, D.F. MEXICO, agosto de 2009.

USA (2012) *"Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2010. Annex 3: Methodological Descriptions for Additional Source or Sink Categories".* U.S. Environmental Protection Agency 1200 Pennsylvania Ave., N.W. Washington, DC 20460, USA.

9. ACRÓNIMOS.

API. American Petroleum Institute.

ARPEL. Asociación Regional de Empresas de Petróleo, Gas y Biocombustibles de Latinoamérica y el Caribe.

CAPP. Canadian Petroleum Producers Association.

CMNUCC. Convención Marco de las Naciones Unida sobre el Cambio Climático.

CO_2 Dióxido de Carbono.

CRE. Comisión Reguladora de Energía.

CH_4 Metano.

EIA. United States Energy Information Administration.

EPA. US Environmental Protection Agency.

EUA. Estados Unidos de América.

FCC. Proceso de Desintegración Catalítica en Lecho Fluidizado.

FE. Factor de Emisión.

FPSO. Floating Production Storage and Offloading.

Gas LP. Gas Licuado del Petróleo.

GEI. Gases de Efecto Invernadero.

Gg. Gigagramos.

GN. Gas Natural.

GNL. Gas Natural Licuado.

GRI. Global Reporting Initiative.

IGU. International Gas Union.

IMP. Instituto Mexicano del Petróleo.

INEGEI. Inventario Nacional de Emisiones de Gases con Efecto Invernadero.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change.

LFC. Compañía de Luz y Fuerza del Centro. (Extinta).

mbd. Miles de barriles diarios.

N_2O. Óxido Nitroso.

NA. No aplica.

ND. No disponible

PEMEX. Petróleos Mexicanos.

PEP. PEMEX Exploración y Producción.

PGPB. PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

PNUD. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

PR. PEMEX Refinación.

SEMIP. Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal. (Extinta).

SEMARNAT. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales.

SIE. Sistema de Información Energética.

SENER. Secretaría de Energía.

U.P. Unidad Petroquímica.

USA. United States of America.

10. PARTICIPANTES

Moisés Magdaleno Molina

Jefe de Proyecto

Tel.(55)-91-75-85-05

Micro: (8162)-85-05

Correo-e: mmagdale@imp.mx

Jorge Raúl Gasca Ramírez

Especialista en cambio climático

Tel.(55)-91-75-84-91

Micro: (8162)-84-91

Correo-e: jgazca@imp.mx

Luis Alberto Melgarejo Flores

Especialista en cambio climático

Tel.(55)-91-75-76-99

Micro: (8162)-76-99

Correo-e: lmelgare@imp.mx

María Esther Palmerín Ruiz

Especialista en cambio climático

Tel.(55)-91-75-76-99

Micro: (8162)-76-99

Correo-e: epalmer@imp.mx