

ACTUALIZACIÓN 2003.

**INVENTARIO DE EMISIONES DE
METANO Y LOS GASES PRECURSORES
DE OZONO EN LAS INDUSTRIAS DEL
PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL, EN
MÉXICO.**

INFORME FINAL.

JUNIO 2005.

**PREPARADO POR
DR. DICK HOMERO CUATECONTZI SANTACRUZ.**

**PREPARADO PARA
INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA.**

ACTUALIZACIÓN 2003: INVENTARIO DE EMISIONES DE METANO Y DE LOS GASES PRECURSORES DE OZONO EN LAS INDUSTRIAS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL, EN MÉXICO.

RESUMEN.

El objetivo principal de este reporte es presentar los datos actualizados al año 2003 de las emisiones de metano y de los gases precursores de ozono para las diversas actividades que se realizan en la industria del petróleo y gas natural, en México.

Otro objetivo es el de identificar el o los segmentos de la industria donde el nivel de detalle de la información disponible sobre la infraestructura está ausente o no es suficiente para realizar estimaciones de las emisiones de metano del nivel 3 recomendado por el PICC.

Las cifras que se reportan en este documento fueron obtenidas utilizando el método del Nivel 1 y los valores medios de los rangos de factores de emisión por defecto propuestos por las Directrices del PICC. Los resultados indican que las emisiones de metano derivadas de la práctica rutinaria de ventear y quemar el gas no aprovechable en la producción de petróleo y gas, son importantes comparadas con las emisiones de la propia producción del petróleo y gas y las derivadas del procesamiento, transmisión y distribución del gas. Dos factores que impactan notoriamente en estos resultados son la ausencia de factores de emisión desarrollados por la propia empresa, y la magnitud y variabilidad de los valores del rango de factores de emisión para el venteo y quema de gas, indicados en las Directrices del PICC para la región "Otros Países Exportadores de Petróleo". La incertidumbre asociada a estos valores es bastante alta por lo que la incertidumbre en la estimación también es alta.

TABLA DE CONTENIDO.

RESUMEN	1
TABLA DE CONTENIDO	2
LISTA DE TABLAS	3
LISTA DE FIGURAS	4
GLOSARIO	5
PREFACIO	6
1. INTRODUCCIÓN	7
2. GENERALIDADES	8
2.1. Fuentes de Emisión.....	8
2.2. Producción de Petróleo y Gas Natural.....	9
2.3. Transporte y Refinación del Petróleo Crudo.....	10
2.4. Procesamiento, Transmisión y Distribución del Gas Natural.....	10
3. METODOLOGÍA	10
3.1. Aspectos Generales de la Metodología para Estimar las Emisiones de Metano en las Actividades del Petróleo y Gas Natural.....	10
3.2. Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre (OBPGIINGEI).....	12
3.3. Método para Estimar las Emisiones de Metano.....	13
3.4. Método para Estimar las Emisiones de SO ₂ y Precursores de Ozono en la Refinación del Petróleo.....	16
4. RESULTADOS	16
4.1. Producción de Petróleo y Gas.....	16
4.2. Árbol de Decisión.....	19
4.3. Factores de Emisión.....	23
4.4. Estimación de las Emisiones de Metano.....	23
4.5. Estimación de las Emisiones de los Precursores de Ozono y de SO ₂	27
5. DISCUSIÓN	29
6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	31
6.1. Reconocimientos.....	32
7. REFERENCIAS	32

LISTA DE TABLAS.

Tabla 2.1.1. Categorías y Subcategorías en la Industria del Petróleo y el Gas Natural.

Tabla 3.1.1. Datos de Actividad requeridos por cada método de estimación.

Tabla 3.3.1. Factores de Emisión por defecto para las actividades relacionadas con el petróleo y el gas natural.

Tabla 4.1.1 Producción Anual de Petróleo y Gas Natural (PJ).

Tabla 4.1.2 Volúmenes anuales de petróleo almacenado y procesado en refinerías y volúmenes de gas consumidos expresados en unidades de energía (PJ).

Tabla 4.1.3 Cantidades anuales procesadas de Petróleo, Aceite, y Azufre en unidades de peso (kt, kt, t).

Tabla 4.3.1 Factores de Emisión Medios para estimación de las emisiones de metano.

Tabla 4.4.1. Emisiones de Metano para el periodo 1990- 2003 en Giga-gramos (Gg).

Tabla 4.4.2 Comparación de las estimaciones de las emisiones de metano expresadas en unidades de Giga-gramos CO₂Equiv., obtenidas con Tier 1 y con los datos de gas no aprovechado.

Tabla 4.4.3. Datos de Pemex de las cifras de Gas no Aprovechado (CO₂ y Gas Asociado) en millones de metros cúbicos (MMm³).

Tabla 4.4.4 Emisiones de Precursores de Ozono y de SO₂ en la refinación de petróleo crudo (Gg).

Tabla 4.4.5 Emisiones de Precursores de Ozono y SO₂ en la Desintegración Catalítica (Gg).

Tabla 4.4.6 Emisiones de SO₂ en Plantas de Recuperación de Azufre, (Gg)

Tabla 4.4.7 Emisiones de COVNM en Almacenamiento de petróleo (Gg)

Tabla 5.1 Emisiones de GEI reportadas por PEMEX.

LISTA DE FIGURAS.

Figura 4.1.1. Evolución de la Producción de Petróleo y Gas Natural en México.

Figura 4.2.1 Árbol de decisiones aplicable a los sistemas de gas natural.

Figura 4.2.2 Árbol de decisiones aplicable a la producción y el transporte de petróleo crudo.

Figura 4.4.1. Emisiones de Metano en las Actividades de Petróleo y Gas.

Figura 4.4.2. Emisiones de metano estimadas con el Nivel 1 y con el gas no aprovechado.

Figura 4.4.3 Emisiones de Metano en unidades de CO₂ Equivalente del gas no aprovechado.

Figura 5.1. Emisiones anuales globales por desfogue, producción de gas y producción de petróleo.

GLOSARIO.

AEP – Siglas del Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos.

BNE – Siglas del Balance Nacional de Energía.

EPA – Siglas den ingles de la Agencia de Protección del Medio Ambiente.

FUMEC – Siglas de la Fundación México – Estados Unidos para la Ciencia.

GAS AMARGO – Gas Natural Crudo con una concentración relativamente alta de compuestos de azufre (H₂S). Todo el gas natural que contenga más del 1 % de H₂S es considerado amargo.

GAS ASOCIADO – Gas natural que se extrae conjuntamente con el petróleo crudo, de un mismo yacimiento mediante pozos de extracción.

GAS DULCE – Gas natural crudo con una concentración relativamente baja de compuestos de azufre. Todo el gas natural que contenga menos del 0.5 % de H₂S es considerado dulce.

GAS EN SOLUCIÓN – Gas remante disuelto en el petróleo crudo

GAS NO ASOCIADO – Gas natural que se extrae de yacimientos donde no hay petróleo.

GEI – Siglas en español de Gases de Efecto Invernadero (GHG).

FACTOR DE EMISIÓN – Masa de contaminante emitida por unidad de actividad.

INE – Siglas de Instituto Nacional de Ecología.

IMP – Siglas del Instituto Mexicano del Petróleo.

MLP – Siglas de Memorias de Labores de Petróleos Mexicanos.

OBPGIINGEI – Siglas de la Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero.

PEMEX – Siglas de Petróleos Mexicanos.

PEP – Siglas de Pemex Exploración y Producción.

PC – Siglas de Pemex Corporativo.

PGPB – Siglas de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

PI – Siglas de Pemex Internacional.

PPQ – Siglas de Pemex Petro-Química.

PR – Siglas de Pemex Refinación.

PICC – Siglas en español de Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

RMNE – Región Marina Noreste.

RMSO – Región Marina Suroeste.

RN – Región Norte.

RS – Región Sur.

PREFACIO.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) colaboró de manera sistemática con el Instituto Nacional de Ecología (INE) en la elaboración del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. En el año 1995, participó en el desarrollo del inventario de las emisiones de metano en la industria del petróleo utilizando la metodología propuesta por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (PICC) con el firme propósito de establecer los primeros estimados de las emisiones fugitivas de metano que se presentan en las actividades rutinarias dentro de la industria nacional mexicana de petróleo y gas natural para el año 1990. En el año 2000, las cifras obtenidas en tal inventario fueron recalculadas para 1990 y actualizadas para los años posteriores hasta 1998, aplicando la última versión de la metodología del PICC. En el año 2005, la actualización de las cifras hasta el año 2003 es realizada ahora por un consultor científico independiente.

1. INTRODUCCIÓN.

En México, el Estado a través de la industria paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX), realiza las actividades estratégicas de exploración, explotación, y refinación, del petróleo crudo, la elaboración de productos petrolíferos y derivados, el procesamiento del gas natural y los petroquímicos, así como el transporte, almacenamiento y comercialización de los mismos. En los Anuarios Estadísticos se reporta la infraestructura con que cuenta PEMEX en cada una de sus subsidiarias, para el año 2003 es como sigue:

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP).

189 plataformas marinas, una red de 4685 km de oleoductos, y 6902 km de gasoductos.

PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB).

10 centros procesadores de gas integrados por 20 plantas endulzadoras de gas amargo, 6 de condensados amargos, 15 plantas criogénicas, 2 plantas de absorción, 7 fraccionadoras, 13 recuperadoras de azufre, y 16 terminales de distribución de gas licuado de petróleo.

PEMEX REFINACIÓN (PR).

6 refinerías, 77 centros de ventas, 6166 estaciones de servicio, 5266 km para transportar petróleo crudo, y 8944 km para transportar productos petrolíferos, finalmente.

PEMEX PETROQUÍMICA (PPQ).

48 plantas petroquímicas, 8 complejos petroquímicos, y 1080 km en ductos [1].

La producción nacional de petróleo y gas natural alcanzó en el año 2003 las cifras de 3371 miles de barriles diarios de petróleo crudo (distribuidos de la manera siguiente, el 71.8 % es petróleo tipo pesado, el 15.2 % es petróleo tipo ligero, y el 13.0 % es petróleo tipo superligero), y 4498 Millones de pies cúbico diarios de gas natural, siendo el 69.3 % gas asociado y el 30.7 % gas no asociado. En el periodo 1993 – 2003 el gas no asociado registró un incremento de más del doble en su producción, al pasar de 483 Millones de pies cúbicos diarios a 1379 Millones de pies cúbicos diarios.

Los campos productores importantes de petróleo y gas natural se ubican en tres regiones del país, la Región Norte, la Región Sur, y la Región Marina (Sección Noreste, y la Sección Suroeste). En el 2003, la Región Marina Sección Noreste (RMNE) produjo 2380.9 miles de barriles diarios de petróleo pesado, 35.4 miles de barriles diarios de petróleo ligero y 940.5 Millones de pies cúbico diarios de gas natural, la Región Marina Sección Suroeste (RMSO) produjo 397.6 miles de barriles diarios de petróleo ligero, y 581.3 Millones de pies cúbicos de gas natural. La Región Sur (RS) produjo 43.9 miles de barriles diarios de petróleo ligero, 439.4 miles de barriles diarios de petróleo superligero y 1630.0 Millones de pies cúbicos diarios de gas natural, y la Región Norte (RN) produjo 38.1 miles de barriles diarios de petróleo pesado, 35.5 miles de barriles de petróleo ligero, y 1346.7 Millones de pies cúbicos diarios de gas natural. La clasificación de los tipos de petróleo que Pemex produce está definida en base a la gravedad específica o densidad API, así el petróleo crudo extrapesado tiene una densidad = 10° API, el pesado entre 10.0 y 22.3° API, el mediano entre 22.3 y 31.1° API, el ligero con densidad entre 31.1 y 39.0° API, y el superligero con densidad mayor a 39.0° API. Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades típicas: Istmo, es un petróleo crudo ligero con densidad equivalente a 33.6° API y 1.3 % de azufre en peso; Maya, es un petróleo crudo pesado con densidad de 22° API y 3.3 % de azufre en peso; y Olmeca, un petróleo crudo superligero con densidad de 39.3° API y 0.8 % de azufre en peso [2].

En el 2003, la distribución porcentual de la producción de petróleo y gas natural es como sigue: Región Marina el 83.5 % de petróleo y el 33.8 % de gas natural, Región Sur el 14.3 % de petróleo y el 36.3 % de gas natural, y Región Norte el 2.2 % de petróleo y el 29.9 % de gas natural [3]. Del

total de gas natural que se produjo (asociado y no asociado) 4498 Millones de pies cúbico diarios, el 69.7 % es gas amargo y el 30.3 % es gas dulce [4].

Con respecto al procesamiento, el sistema de refinerías y despuntadoras del país procesaron 3001.9 PJ de los cuales el 99.8 % fue petróleo crudo y el 0.2 % condensados. Las plantas de gas y fraccionadoras procesaron 1657.23 PJ de gas y condensados siendo el 63.93 % gas asociado, 27.24 % gas no asociado y 8.83 % de condensados. De las refinerías y despuntadoras se obtuvieron 2833.6 PJ de energía secundaria integrada por coque de petróleo (26.03 PJ), gas licuado de petróleo (47.02 PJ), gasolinas y naftas (789.38 PJ), querosenos (116.24 PJ), diesel (626.63 PJ), combustóleo (1060.32 PJ), productos no energéticos (78.01 PJ) y gas natural seco (89.97PJ). Las plantas de gas y fraccionadoras produjeron 1615.40 PJ de energía secundaria conformada por 295.08 PJ de gas licuado de petróleo, 153.33 PJ de gasolinas y naftas, 3.66 PJ de querosenos, 1.28 PJ de combustóleo, 79.80 PJ de productos no energéticos, y 1082.24 PJ de gas natural seco. Debido a que el coeficiente de conversión (relación entre la producción de la energía (salidas) y los insumos energéticos (entradas)) en un centro de transformación, es un parámetro importante el cual mide las pérdidas de energía que ocurren en el proceso de transformación. Así las refinerías y despuntadoras registraron un coeficiente de conversión del 94.39 % con una pérdida equivalente a 168.3 PJ, y las plantas de gas y fraccionadoras su conversión fue del 97.48 % con una pérdida equivalente a 41.83 PJ.

Este documento cubre la parte correspondiente a la actualización al 2003 de las emisiones de metano en la industria del petróleo y del gas natural en México en los segmentos, exploración de petróleo, producción, procesamiento, transporte y distribución de petróleo y gas natural. También de las emisiones de los siguientes precursores de ozono (1) los compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), (2) monóxido de carbono (CO), (3) óxidos de nitrógeno (NO_x) y el bióxido de azufre (SO₂), generados en los varios procesos que forman parte de la refinación del petróleo crudo (incluyendo la refinación misma, la desintegración catalítica, la recuperación de azufre, y el almacenamiento y manipulación del petróleo crudo).

La metodología descrita en las Directrices del PICC para estimar las emisiones de los gases de efecto invernadero en las actividades del petróleo y el gas natural, excluye aquellas emisiones derivadas del uso del petróleo, el gas o de los derivados energéticos, como combustibles para suministrar el calor necesario para el procesamiento y transporte en la producción de energía. Estos usos son considerados como una combustión productiva la cual es tratada en otra sección de las Directrices del PICC.

2. GENERALIDADES.

2.1. Fuentes de Emisión.

Las Directrices del PICC señalan que las actividades en la industria del petróleo y el gas natural, son consideradas como una de las importantes categorías de fuente de emisión de metano. La literatura técnica [6] sobre inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero en los sistemas de petróleo y gas natural, divide ésta categoría de fuente en varias subcategorías para poder realizar una estimación más detallada de las emisiones por segmento o por instalación dependiendo de la cantidad de información disponible tanto de infraestructura como de datos. La tabla 2.1.1 muestra las principales categorías y subcategorías que pueden estar presentes en cualquier industria de petróleo y gas en el mundo.

Tabla 2.1.1. Categorías y Subcategorías en la Industria del Petróleo y el Gas Natural.

Principales Categorías y Subcategorías en la Industria de Petróleo y Gas Natural.	
Segmento de la Industria	Subcategorías
Pozos	Perforación Prueba En Servicio
Producción de Gas Natural	Gas seco ^(a) Gas Dulce ^(b) Gas Amargo ^(c)
Procesamiento del Gas Natural	Plantas para gas dulce Plantas para gas amargo Plantas de extracción de corte profundo
Transmisión y Almacenamiento del Gas Natural	Sistemas de ductos Instalaciones para almacenamiento
Distribución del Gas Natural	Distribución Rural Distribución Urbana
Transporte de Gases Licuados	Condensado Gas Licuado de Petróleo Gas Natural Licuado (incluyendo las instalaciones asociadas de licuefacción y gasificación)
Producción de Petróleo	Petróleo convencional Petróleo pesado (producción primaria) Petróleo pesado (producción mejorada) Crudo bituminoso Crudo sintético (Arenas bituminosas) Crudo sintético (Pizarras bituminosas)
Mejoramiento del Petróleo Crudo	Crudo bituminoso Petróleo pesado
Reclamo del Petróleo gastado	Nada
Transporte del Petróleo	Buques-cisterna Ductos Camiones y carros cisterna
Refinación del Petróleo	Petróleo pesado Petróleo crudo convencional y sintético
<p>(a) El gas seco es gas natural que no requiere control alguno de punto de rocío de hidrocarburos para satisfacer las especificaciones de venta de gas con relación al contenido de agua y de gas ácido (H₂S y CO₂). El gas seco normalmente se produce en pozos de gas de poca profundidad (menos de 1000 metros de profundidad).</p> <p>(b) El gas dulce es gas natural que no contiene una cantidad apreciable de H₂S (es decir no requiere tratamiento alguno para satisfacer los requerimientos de venta con relación al contenido de H₂S).</p> <p>(c) El gas amargo es gas natural que debe ser tratado para satisfacer las restricciones de venta de gas con relación al contenido de H₂S.</p>	

Fuente: Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, página 107.

2.2. Producción de Petróleo y Gas Natural.

El petróleo y el gas natural se extraen de los yacimientos que los contienen, a través de perforación de pozos en tierra y mar. En México como en algunos otros países, la mayor extracción de petróleo y gas se realiza de manera simultánea, debido a que en la mayoría de los casos se encuentran en la misma formación geológica. Una vez extraídas las corrientes de petróleo y el gas natural, éstas se separan y son llevadas a puntos específicos de recolección y almacenamiento, ubicados en los mismos campos de producción, a partir de ahí se inician las actividades siguientes de

procesamiento, transporte y distribución. En éste segmento de la industria se utiliza rutinariamente la liberación a la atmósfera y la combustión no productiva en quemadores elevados, de piso o de emergencia para disponer del gas que no puede ser utilizado de otra forma. Esta forma de disposición es una fuente importante de emisiones de metano debido a que el metano es el componente mayor del gas natural.

2.3. Transporte y Refinación del Petróleo Crudo.

Una vez que el petróleo se ha reunido en los tanques de almacenamiento dentro de los campos productores, éste está listo para ser transportado a los centros de procesamiento (refinerías) o ser enviado a las terminales de embarque para ser cargado en buques-cisterna para su exportación. Debido a que el petróleo crudo contiene cantidades variables de gas disuelto, las emisiones de metano en este segmento deben contabilizarse, cuantificando la cantidad de gas que se fuga y la cantidad de vapores que son desfogados durante el almacenamiento y transporte del petróleo crudo particularmente en los buques-cisterna y en los tanques de almacenamiento de petróleo crudo en las refinerías.

2.4. Procesamiento, Transmisión y Distribución del Gas Natural.

Las corrientes de gas natural provenientes de los campos de producción, son tratadas en las unidades de separación y de remoción de gases ácidos para eliminar CO₂, H₂S y partículas suspendidas. Una vez tratadas las corrientes de gas natural, éstas son enviadas a las plantas de procesamiento (fraccionadoras) para separar los líquidos del gas (etano, gas licuado de petróleo, gasolinas naturales, y condensado) y para preparar el gas natural seco. Dependiendo de la composición del gas crudo (gas con condensados y líquidos), una variedad de procesos pueden usarse, para remover la mayor parte de los hidrocarburos líquidos y condensados, los cuales se venden por separado. La mayor parte de la producción del gas seco, es transportada por tuberías de alta presión y gran diámetro desde los campos de producción, plantas de procesamiento, e instalaciones de almacenamiento hasta las estaciones de compuerta, y por tuberías de baja presión y diámetro pequeño para su distribución en ciudades y pueblos. La infraestructura involucrada en el sistema de transmisión del gas natural seco incluye tubería enterrada, varias instalaciones de apoyo en tierra como son las estaciones de medición, instalaciones para mantenimiento, y estaciones de compresión ubicadas a lo largo de la ruta de la tubería. El gas natural seco entra al sistema de distribución desde los sistemas de transmisión a través de las estaciones de compuerta donde la presión del gas se reduce para ser manejado por los varios sistemas de distribución a usuarios finales.

3. METODOLOGÍA.

3.1. Aspectos Generales de la Metodología para Estimar las Emisiones de Metano en las Actividades del Petróleo y Gas Natural.

El metano es el componente más importante de las emisiones que se generan en las actividades de producción de petróleo y gas así como todas aquellas de la cadena del gas natural. Las fuentes bien identificadas de emisiones fugitivas son: (a) en las operaciones normales de las instalaciones están, (1) las liberaciones a la atmósfera y la combustión no productiva en quemadores (elevados, de emergencia, en piso), y (2) los escapes crónicos o las descargas por las ventilas de proceso, (b) las liberaciones que se generan en las actividades de mantenimiento normal o periódico, y (c) las liberaciones que ocurren por accidentes y por perturbaciones en el sistema.

La metodología recomendada por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (PICC) para realizar la estimación de las emisiones de metano en la industria del petróleo y el gas natural, es la expuesta en el Manual de Referencia de las Directrices del PICC versión 1996 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Sección 1.8. Esta metodología cuenta con dos procedimientos, el Nivel 1 y el Nivel 3, su uso depende de la cantidad y calidad de la información disponible referente a los datos de actividad necesarios para el cálculo, y un método adicional Nivel 2 que se utiliza para calcular las emisiones máximas de metano que se pueden producir únicamente en el sistema de petróleo. El procedimiento Nivel 3 es una evaluación “de la base a la cúspide” (bottom-up) rigurosa y específica de la fuente, que requiere de inventarios detallados de la infraestructura y de factores de emisión específicos. El método Nivel 2 por otra parte está basado en un estimado por balance de masa de la cantidad máxima de metano que podría emitirse. Finalmente el procedimiento Nivel 1 el menos detallado, utiliza rangos de factores de emisión por defecto, y los datos de actividad requeridos, son tomados de las fuentes de información estadística nacionales o internacionales, en nuestro caso los Balances Nacionales de Energía, los Anuarios Estadísticos de PEMEX, y las Memorias de Labores de PEMEX.

La Guía de las buenas prácticas del PICC por otra parte aconseja tomando como referencia la tabla de las principales categorías y subcategorías de la industria del petróleo y del gas (Tabla 2.1), dividir a la industria del petróleo y gas del país considerado en los segmentos y subcategorías que sean aplicables, y luego evaluar las emisiones por separado para cada una de esas partes. El método para estimar las emisiones de cada segmento deberá estar conmensurado con el nivel de emisiones y los recursos disponibles. En la tabla 3.1 se presentan los requerimientos de datos de actividad para cada procedimiento incluido en la metodología general del PICC.

Tabla 3.1.1. Datos de Actividad Requeridos por cada Nivel de estimación.

Nivel	Categoría de Fuente Primaria	Requerimiento mínimo de datos de actividad
1	Todas	Procesamiento de Petróleo y Gas
2	Sistema de Petróleo	Relación Gas/Petróleo
		Volúmenes de gas en desfogue y quemado
		Volúmenes de gas conservados
		Volúmenes de gas reinyectados
		Volúmenes de gas utilizados
3	Desfogue/quemado en proceso	Composiciones del gas
		Volúmenes de gas reportados
	Pérdidas por almacenamiento	Factores de prorrato para la separación de gas a desfogue y a quemado
		Factores de gas en solución
		Volúmenes Procesados de líquidos
		Tamaños de tanque
	Fugas en equipos	Composiciones de los vapores
		Número y tipo de instalaciones /equipos
		Procesos usados en cada instalación
		Registros de los componentes de los equipo por tipo de unidad de proceso
	Dispositivos operados con gas	Composiciones de gas/vapor
		Registro de los dispositivos operados con gas por tipo de unidad de proceso
		Factores de consumo de gas
		Tipo del medio de suministro
	Liberaciones accidentales y daños a terceras partes	Composición del gas
		Reportes/Resúmenes de incidentes
	Migración del gas a la superficie y voladura de la ventila del contenedor en superficie	Factores de emisión medios y números de pozos
		Perforación
	Volúmenes reportados por desfogue y en quemadores en las pruebas de detención de la perforación	
	Emisiones típicas de los tanques de lodo.	
	Servicio de los pozos	Identificación por tipo de los sucesos en servicio
	Fugas en ductos	Tipo de material de la tubería
		Longitud de la tubería
	Arenas/pizarras bituminosas expuestas	Área de superficie expuesta
		Factores de emisión medios.

Fuente: Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, página 116.

3.2. Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre (OBPGIINGEI).

La Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre del PICC [12], propone como primer punto, el establecimiento del método para estimar las emisiones de metano en la industria del petróleo y gas natural conforme a un sistema denominado árbol de decisión. Este árbol está basado en cuadros de decisión que sirven de orientación (dependiendo de las respuestas que se proporcionen a las preguntas formuladas en cada paso, y a la cantidad y calidad de información disponible) hacia el establecimiento de la ruta que define el procedimiento a utilizar. Como segundo

punto, la orientación considera que la documentación utilizada como referencia para el cálculo de las emisiones, debe ser incluida de manera que permita a los revisores externos hacer su trabajo. Como tercer punto considera las actividades del aseguramiento y control de la calidad basadas en la comparación de: (1) los resultados estimados con la metodología con los datos de campo, (2) los resultados locales contra los resultados obtenidos en países con características similares a la del país bajo estudio, y (3) los factores de emisión e información de la actividad que se estudia. La Orientación de las Buenas Prácticas también recomienda el uso del procedimiento más detallado (Nivel 3), debido a que éste produce un estimado de emisiones más exacto. Su uso depende de la disponibilidad de estadísticas detalladas de producción y datos de infraestructura. El método de balance de masa (Nivel 2) está dirigido fundamentalmente a los sistemas de petróleo en donde la mayor parte de la producción de gas asociado y del gas en solución es desfogada a la atmósfera o enviada a quemadores para su combustión, este método es menos confiable cuando se aplica a aquellos sistemas de petróleo con conservación de gas o a sistemas de gas. El procedimiento de factores de emisión por defecto basados en la producción (Nivel 1) es susceptible de incertidumbres sustanciales y puede fácilmente estar en error por un orden de magnitud o más por lo que solamente es considerado como la última opción.

La Orientación de las Buenas Prácticas no contiene factores de emisión que permitan conducir valoraciones más detalladas debido a la gran cantidad de información que se requiere. No obstante contiene nuevos factores de emisión para el Tier 1 que fueron derivados de los resultados detallados del inventario de emisiones de Canadá y E. U. A. [7]. A pesar de que aún es una simplificación en la estimación de las emisiones fugitivas, se menciona en la Orientación de las Buenas Prácticas que estos factores permiten tener una correlación mejorada con los datos de actividad que normalmente están disponibles, pudiendo esperarse que las incertidumbres se limiten a un orden de magnitud como máximo. También se menciona que estos nuevos valores de factores de emisión pueden aplicarse a regiones fuera de Norteamérica que tengan niveles similares de control de emisiones, y tipos y calidad de equipamiento comparables. En ausencia de datos para un segmento particular de la industria o donde las condiciones que prevalecen en Canadá y E. U. A., no son representativas de la región donde se quiere aplicar estos factores de emisión, se recomienda el uso de los factores de emisión presentados en la tabla 1-58 “Factores de Emisión Regionales para Metano en las Actividades relacionadas con el Petróleo y el Gas Natural” del Manual de Referencia de las Directrices del PICC versión 1996 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, donde basados en la similitud de las características de los sistemas de petróleo y gas que existen en los varios países del mundo, estos han quedado agrupados en cinco regiones. Para cada región, los factores de emisión representativos para cada actividad incluida en un segmento, se han seleccionado tomando en cuenta los varios diseños y prácticas de operación de los sistemas encontrados en la región.

3.3. Método para Estimar las Emisiones de Metano.

En México, el petróleo y gas natural se producen de manera simultánea, como se mencionó en la sección 1 (introducción) de este documento. El 73 % del total de gas natural es gas asociado producido mayormente en las Regiones Marina y Sur del país. El procedimiento que se utilizará para estimar las emisiones fugitivas de los gases de efecto invernadero que están asociadas a la exploración, producción, transmisión, procesamiento, almacenamiento, refinación y distribución de petróleo y gas natural, es aquel presentado en el Manual de Referencia de las Directrices del PICC versión 1996 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, conocido como Nivel 1 o método de factores de emisión por defecto basados en la producción.

Para obtener la estimación de las emisiones de metano, se deben obtener los niveles específicos de actividad y multiplicarse por los factores de emisión que se encuentran en la región donde la

metodología PICC ubica al país. En consecuencia *cada país deberá determinar las características que mejor representen sus sistemas de petróleo y gas. México se encuentra ubicado en la región “Otros Países Exportadores de Petróleo” junto con Ecuador, Gabón y los once miembros de la OPEC. La característica distintiva de esta región, es que los países que la integran, todos son productores de grandes cantidades de petróleo pero tienen mercados limitados para el gas natural.* La tabla 3.2 reproduce los valores regionales por defecto de los factores de emisión para metano, para las actividades relacionadas con el petróleo y el gas natural, contenidos en las Directrices del PICC versión 1996 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (Tabla 1 – 58).

Tabla 3.3.1. Factores de Emisión por defecto para las actividades relacionadas con el petróleo y el gas natural.

Factores de Emisión Regionales para Metano en las Actividades relacionadas con el Petróleo y el Gas Natural (kg/PJ).						
Tipo de Fuente	Base	Europa Occidental	E. U. A., y Canadá	Rusia, Europa Central y Oriental	Otros Países Exportadores de Petróleo	Resto del Mundo
Producción de Petróleo y Gas Natural						
Emisiones fugitivas y otras emisiones en el mantenimiento en la producción de petróleo	Petróleo producido	300 - 5000	300 - 5000	300 - 5000	300 – 5000	300 - 5000
Emisiones fugitivas y otras emisiones en el mantenimiento en la producción de gas natural	Gas natural producido	15000 - 27000	46000 - 84000	140000 - 314000	46000 – 96000	46000 - 96000
Liberación a la atmósfera, quemado en antorcha, operaciones que se usan en la producción de petróleo y gas natural	Gas y petróleo producidos ^(a)		3000 - 14000			
	Petróleo producido	1000 - 3000				
	Gas natural producido			6000 - 30000	758000 – 1046000	175000 - 209000
Transporte, Almacenamiento y Refinación del petróleo crudo						
Transporte	Petróleo a tanqueros	745	745	745	745	745
Refinación	Petróleo refinado	90 - 1400	90 - 1400	90 - 1400	90 – 1400	90 - 1400
Almacenamiento en tanques	Petróleo refinado	20 - 250	20 - 250	20 - 250	20 – 250	20 - 250
Procesamiento, Transporte y Distribución del gas natural						
Procesamiento, transporte y distribución	Gas producido			288000 - 628000	288000 ^(b)	288000 ^(b)
	Gas consumido	72000 - 133000	57000 - 118000		118000 ^(c)	118000 ^(c)
Escapes en las plantas industriales y en las centrales de electricidad	Gas consumido no-residencial ^(d)			175000 - 384000	0 – 175000	0 - 175000
Escapes en los sectores residencial y comercial	Gas consumido residencial ^(e)			87000 - 192000	0 – 87000	0 - 87000
(a) En E. U. A., y Canadá, las emisiones están basadas en la producción total tanto del petróleo como del gas producido.						
(b) El factor de emisión de 288000 de gas producido se usa solamente para los estimados altos de emisiones.						

- (c) El factor de emisión de 118000 de gas consumido se usa solamente para los estimados bajos de emisiones.
 - (d) Es el consumo de gas por los servicios y las industrias.
 - (e) Es el consumo de gas por los sectores residencial y comercial.
- Fuente: US EPA "International Anthropogenic Methane Emissions, Estimates for 1990" (Report to Congress) EPA 230-R-93-010 (1994).

En el procesamiento, transporte y distribución del gas natural se recomendó un conjunto más detallado de rangos de factores de emisión para los países no miembros de la OECD, algunos de los cuales están basados en la producción del gas natural y algunos otros en el consumo del gas natural.

El desfogue a la atmósfera y la combustión que se realiza en quemadores, son operaciones que normalmente están asociadas con la producción de petróleo y gas, y se realizan en los campos de producción donde la infraestructura de tuberías para el manejo del gas esté incompleta, y que tampoco el gas pueda ser reinyectado a los yacimientos. El desfogue a la atmósfera del gas que no se utiliza, libera cantidades significativas de metano debido a que el gas natural tiene un alto contenido de metano (entre 70 - 90 % en volumen).

La emisión de metano en los quemadores, depende de la eficiencia con que se realice la combustión del gas en ellos. En general, se supone que la eficiencia de la combustión que se lleva a cabo en los quemadores, oscila entre el 95 y el 100 %. Para estimar las emisiones de metano en las operaciones de desfogue a la atmósfera y de combustión en quemadores, se requiere conocer la eficiencia de los quemadores y las cantidades separadas de gas que se libera a la atmósfera y que se envía a los quemadores. Normalmente los países que producen conjuntamente petróleo y gas, México entre ellos, reportan la cantidad combinada de gas que se desfoga y que se consume en quemadores de fosa y elevados. Esta cantidad no se mide sino que se infiere de la diferencia entre la cantidad total producida y la cantidad que se utiliza.

Vale la pena notar que, por una parte, en la hoja de trabajo 1-7 del módulo Energía y Submódulo "Emisiones de metano procedentes de las actividades de petróleo y gas (Nivel 1)" [8], la nota "c" indica que en la actividad "Desfogue a la atmósfera y combustión en quemadores", se debe utilizar la cifra total de producción de petróleo y gas cuando se utilicen los factores de emisión por defecto para el cálculo de las emisiones de metano, y por la otra, la tabla 1-6 [9] presenta para las regiones "Resto del Mundo", "Rusia, Europa Central y Oriental", y "Otros Países Exportadores de Petróleo" (donde México está ubicado), los factores de emisión por defecto que deben utilizarse para el cálculo de las emisiones de metano por desfogue y uso de quemadores (de fosa y elevados), en las actividades de producción de petróleo y gas natural, indicando que "el factor de actividad que debe utilizarse es la cantidad de gas total producida", mientras que para E. U. A y Canadá los factores de emisión por defecto son aplicables a la producción total de petróleo y gas, finalmente para Europa Occidental los factores de emisión por defecto son aplicables para la producción de petróleo solamente.

México a pesar de estar incluido en la región "Otros Países Exportadores de Petróleo" cuya característica primordial es la de tener mercados limitados para el gas producido, no le aplica rigurosamente esta definición desde hace varios años, debido al incremento tanto en la capacidad de recuperación del gas en los campos de producción como en el uso del gas en el país. En consecuencia es razonable proponer la utilización de los valores medios de los rangos de los factores de emisión presentados en la tabla 3.3.1 en la columna sexta, pero tomando el valor bajo del rango de factores de emisión para el venteo y quema en antorcha de la región para estimar las emisiones de metano. La EPA en su Proyecto de Mejora del Inventario de Emisiones (EIIP) utiliza un procedimiento parecido en cuanto al uso de los valores medios de los rangos de factores de emisión de su región [5].

3.4. Método para Estimar las Emisiones de SO₂ y Precursores de Ozono en la Refinación del Petróleo.

Una refinería básica convierte al petróleo crudo en una variedad de subproductos, siendo los principales los combustibles líquidos, el coque, las materias primas y los petroquímicos primarios. Los datos requeridos por el método simplificado (Nivel 1) sobre el volumen de petróleo crudo, se obtienen fácilmente de fuentes nacionales o de compendios internacionales sobre estadísticas de energía. El método más elaborado (Nivel 2) requiere datos sobre las operaciones internas de la refinería los cuales solamente pueden obtenerse localmente o dirigiéndose directamente a las refinerías. El método simplificado utiliza factores medios de emisión por defecto para estimar las emisiones de cuatro contaminantes CO, NO_x, COVNM y SO₂. Las fuentes generadoras de estos contaminantes son: para el SO₂, las torres de vacío, los desintegradores catalíticos, las plantas de coque fluidizado, las plantas de azufre, los incineradores, las plantas de regeneración de la sosa cáustica, los respiraderos, los gases de chimenea, y otros. Para los NO_x, los desintegradores catalíticos, para el CO únicamente los desintegradores catalíticos fluidizados, y para los COVNM las emisiones fugitivas y de proceso.

La metodología recomienda siempre que sea posible, utilizar los valores locales de los factores de emisión particularmente para COVNM ya que estos oscilan de manera considerable.

El procedimiento de cálculo es el siguiente: el volumen de petróleo crudo procesado por el sistema de refinerías expresado en miles de toneladas, es multiplicado por el factor de emisión del contaminante correspondiente en unidades de kilogramo de contaminante por tonelada de petróleo crudo procesado, el resultado se divide entre 1000 para convertir los miles de kilogramos de contaminante en Gigagramos.

En lo referente al método más elaborado (Nivel 2) se consideran tres procesos existentes en una refinería – La desintegración catalítica, Las plantas recuperadoras de azufre, y Los tanques de almacenamiento del petróleo crudo. En la desintegración catalítica se estiman las emisiones de los cuatro contaminantes (CO, NO_x, COVNM y SO₂), en las plantas recuperadoras de azufre se estima las emisiones del SO₂, y en los tanques de almacenamiento de petróleo crudo se estima solamente las emisiones de COVNM. Los factores de actividad que se utilizan en cada caso son, el volumen que entra a las unidades de desintegración catalítica expresado en miles de toneladas, la cantidad de azufre recuperado expresada en toneladas, y el volumen de petróleo crudo que se almacena en cada tipo de tanque expresado en miles de toneladas. El cálculo se hace de manera semejante al procedimiento descrito para estimar las emisiones por el método simplificado.

4. RESULTADOS.

4.1. Producción de Petróleo y Gas.

Las estadísticas de producción, transformación y distribución que sirven de base para llevar a cabo las estimaciones de las emisiones de metano en la industria del petróleo y el gas natural son las Memorias de Labores de PEMEX, los Anuarios Estadísticos de PEMEX, y los Balances Nacionales de Energía. Las unidades que se manejan en las Memorias de Labores y los Anuarios Estadísticos de PEMEX son: (1) para petróleo Miles de barriles por día (Mbld) y (2) para el gas natural Millones de pies cúbicos por día (MMpcd). Las unidades en los Balances Nacionales de Energía son unidades de energía Peta-Joules (PJ). La conversión de unidades de Mbld y MMpcd a PJ se hace con las siguientes expresiones:

$$PJ = Mblld * PCN(MJ / bl) * 365 / 1000000$$

$$Mblld = PJ * 1000000 / (365 * PCN(MJ / bl))$$

$$PJ = MMpcd * 0.02831685 * 365 * PCN(kJ / m^3) / 1000000$$

$$MMpcd = PJ * 1000000 / (0.02831685 * 365 * PCN(kJ / m^3))$$

Donde: PCN representa el poder calorífico neto; MJ significa Mega-Joules (=1000000 J); PJ representa Peta-Joules (=1000000000000000 J); MMpcd representa millones de pies cúbicos por día; Mblld miles de barriles por día.

El petróleo ha registrado un crecimiento moderado del 23.32 % en el periodo de 1993 a 2003, pasando de 5861.577 PJ a 7228.474 PJ, el gas natural por su parte creció un 17.33 % al pasar de 1501.725 PJ a 1762.025 PJ en el mismo periodo. En 1995 hubo una disminución en la producción de petróleo cayendo a 5554.085 PJ como resultado de los desajustes económicos del país en ese año.

La tabla 4.1.1 presenta la producción anual de petróleo y gas natural para el periodo 1990 – 2003 en PJ.

Tabla 4.1.1 Producción Anual de Petróleo y Gas Natural (PJ).

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Total	7050.528	7276.242	7241.603	7353.391	7292.709	7067.761	7798.594
petróleo	5573.458	5854.583	5844.317	5861.197	5755.278	5554.085	6079.177
gas natural (asociado y no asociado)	1477.07	1421.659	1397.286	1492.194	1537.431	1513.676	1719.417
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	8234.936	8416.002	8230.24	8425.82	8563.187	8512.809	8990.49
petróleo	6463.785	6562.912	6351.474	6619.787	6811.686	6798.978	7228.465
gas natural (asociado y no asociado)	1771.151	1853.09	1878.766	1806.033	1751.501	1713.831	1762.025

Fuente: Balances Nacionales de Energía 1991 – 2003.

La figura 4.1.1 muestra la evolución de la producción combinada e individual de petróleo y gas natural, para el periodo 1990- 2003.

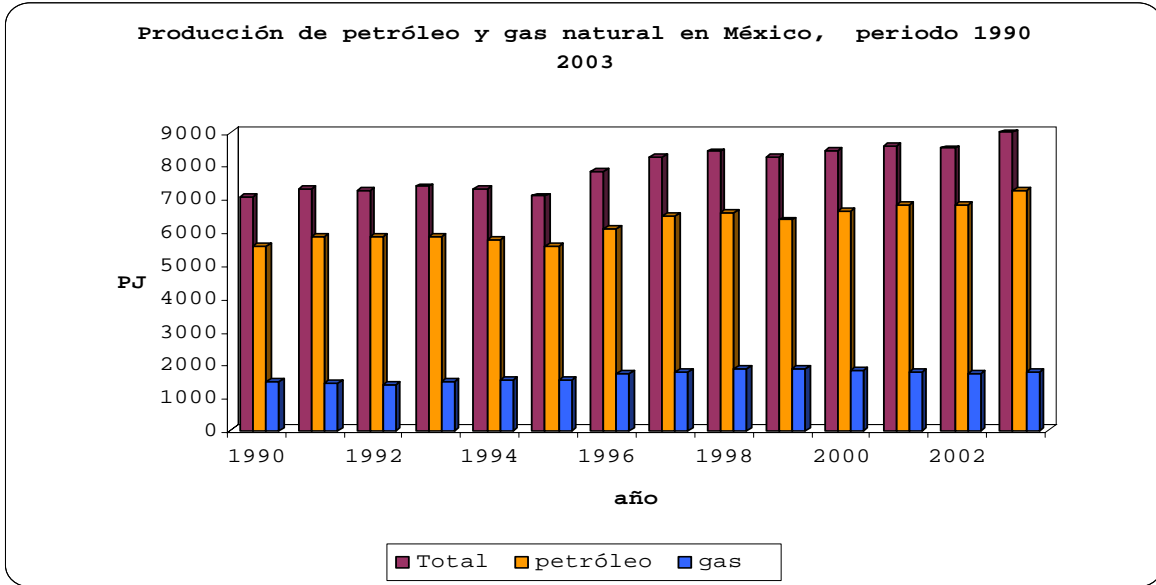


Figura 4.1.1. Evolución de la Producción de Petróleo y Gas Natural en México.

En el gráfico, “Total” representa la producción combinada de petróleo y gas natural, “Petróleo” representa únicamente la producción de petróleo y “Gas” la producción global de gas natural asociado y no asociado.

En la tabla 4.1.2 se muestran los volúmenes anuales de petróleo, que son enviados (a) al sistema nacional de refinación, y (b) al exterior del país (exportados). Asimismo se presenta el volumen total de gas consumido y los volúmenes parciales del gas que son consumidos en el sector residencial-comercial, y en el sector no residencial, todos ellos expresados en unidades de energía (PJ). Estas cifras se utilizarán en la estimación de las emisiones de metano, siguiendo la metodología del Nivel 1 utilizando la hoja de cálculo 1-7 del software del PICC.

Tabla 4.1.2 Volúmenes anuales de petróleo almacenado y procesado en refinерías y volúmenes de gas consumidos expresados en unidades de energía (PJ)

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Petróleo para:							
Refinación (PJ)	2750.1	2798.7	2799.0	2854.5	2906.6	2712.0	2708.4
Exportación (PJ)	2793.5	2994.6	2996.5	2931.5	2801.4	2769.4	3283.8
Almacenamiento (PJ)	2750.1	2798.7	2799.0	2854.5	2906.6	2712.0	2708.4
Consumo de Gas							
Residencial (PJ)	33.9	36.3	37.5	40.2	35.7	31.3	35.9
Industrial/Centrales (PJ)	702.8	760.6	727.2	720.0	787.7	852.5	807.3
Total (PJ)	1037.4	1089.4	1087.8	1110.5	1179.3	1193.8	1248.7
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Petróleo para:							
Refinación (PJ)	2714.4	2816.9	2802.1	2775.7	2802.8	2817.3	2995.3
Exportación (PJ)	3680.6	3721.8	3395.3	3631.1	3725.5	3561.9	3989.1
Almacenamiento (PJ)	2714.4	2816.9	2802.1	2775.7	2802.8	2817.3	2995.3
Consumo de Gas							

Residencial (PJ)	35.2	32.3	25.6	27.5	29.7	32.2	35.9
Industrial/Centrales (PJ)	766.7	807.3	773.6	826.0	781.2	977.0	1070.9
Total (PJ)	1331.0	1432.6	1342.5	1480.6	1484.5	1482.6	1631.3

Fuente: Balances Nacionales de Energía 1995 – 2003.

En cuanto a la estimación de las emisiones de los precursores de ozono y dióxido de azufre, la tabla 4.1.3 muestra los valores de petróleo, aceite, y azufre que son procesados en la refinación, la desintegración térmica y la conversión a dióxido de azufre respectivamente. La cantidad anual de petróleo que se procesa en las refinerías es almacenada en tanques tanto de sello primario como de techo fijo.

Tabla 4.1.3 Cantidades anuales procesadas de Petróleo, Aceite, y Azufre, en unidades de peso (kt, kt, t).

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Petróleo (kt)	62743	63841	63933	64974	67681	63778	63726
Aceite (kt)	15776	14494	14494	17698	19860	19860	20127
Azufre (t)	77000	106000	129000	146000	172000	164000	160000
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Petróleo (kt)	63334	65770	63982	63201	64213	65700	69710
Aceite (kt)	19646	19646	19646	20020	20020	21114	21114
Azufre (t)	173000	173000	174000	185000	188000	189000	276000

Fuente: Anuarios Estadísticos de Pemex 1995, 2001, 2002, 2003.

Nota: Las cantidades de petróleo y aceite que se introducen respectivamente a la refinería y a las plantas de desintegración catalítica son convertidas a miles de toneladas multiplicando los miles de barriles anuales tanto de petróleo como del aceite por los valores correspondientes de la densidad media del petróleo y del aceite respectivamente.

4.2 Árbol de Decisión.

En conformidad con la Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, es una buena práctica recurrir al árbol de decisión aplicable, para definir el método a utilizar en la estimación de las emisiones de metano. Considerando toda la información disponible para el sistema bajo estudio se puede ir dando respuesta a los varios cuadros de decisión que conforman el árbol de decisión para arribar finalmente al método que se debe utilizar.

Al analizar el “Árbol de decisiones aplicable a los sistemas de gas natural” de referencia, presentado en la página 2.86 de la Orientación de las Buenas Prácticas y la Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, se puede decir lo siguiente:

- El país cuenta con un sistema de gas natural donde las corrientes de gas dulce provenientes de los varios campos productores se juntan para su tratamiento en las plantas fraccionadoras, mientras que las corrientes de gas amargo mayormente gas asociado provenientes de los campos productores de petróleo también son juntadas para su tratamiento en plantas de absorción, criogénicas y endulzadoras para separar los gases ácidos de la corriente de gas natural, la cual se junta con la corriente del gas dulce para el tratamiento en las plantas fraccionadoras para separar los líquidos del gas del gas natural seco.
- No se dispone de mediciones reales o de datos suficientes para estimar las emisiones utilizando modelos rigurosos de las fuentes de emisión como el Nivel 3.
- No se dispone de datos suficientes sobre infraestructura en detalle.

- De acuerdo a los inventarios nacionales anteriores, se consideran a las emisiones fugitivas procedentes de las actividades de petróleo y gas natural dentro de las categorías principales de fuentes. Tal y como lo establece la Orientación de las Buenas Practicas y la Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero en su capítulo 7.
- No se dispone de factores de emisión nacionales.

Todo esto nos lleva a considerar como la opción elegida aunque no la más adecuada, la estimación utilizando el método de nivel 1, como se presenta en la figura 4.2.1.

Para el caso del sistema de petróleo, algo similar ocurre. La información disponible hasta el momento de redactar este reporte es la siguiente:

- Los volúmenes anuales totales de gas que son venteados y quemados en antorcha en la producción conjunta de petróleo y gas.
- Los volúmenes anuales de gas que están disponibles para otros usos.
- La cantidad anual de gas venteado y quemado en antorcha no rebasa el 20 % del volumen total de gas asociado producido.
- Los volúmenes anuales totales de gas asociado producido (todo es gas amargo).
- Los volúmenes anuales de gas no asociado producido (una pequeña parte es gas amargo).
- Los volúmenes anuales de gas dulce producido (la mayor parte del gas no asociado).
- Los volúmenes anuales de gas amargo producido (gas asociado y gas no asociado).

No se cuenta con la información siguiente:

- Factores de emisión nacionales.
- Concentración de metano en las corrientes de gas a la entrada de las unidades de separación y en el gas en solución en el petróleo crudo.
- La densidad promedio de las cargas de petróleo que se procesan en las refinerías.
- La densidad promedio del aceite que se procesa en las desintegradoras catalíticas.
- Datos detallados de infraestructura.
- Los volúmenes de gas en solución.
- Numero y tipo de tanques así como su capacidad de almacenamiento de petróleo crudo en el sistema nacional de refinerías.
- Los volúmenes anuales de gas que son utilizados por la propia industria.
- Los volúmenes anuales de gas que son reinyectados a los yacimientos.

Con esta información podemos al igual que con el sistema de gas natural elegir la opción de estimación utilizando el método de nivel 1 tal como se presenta en la figura 4.2.2.

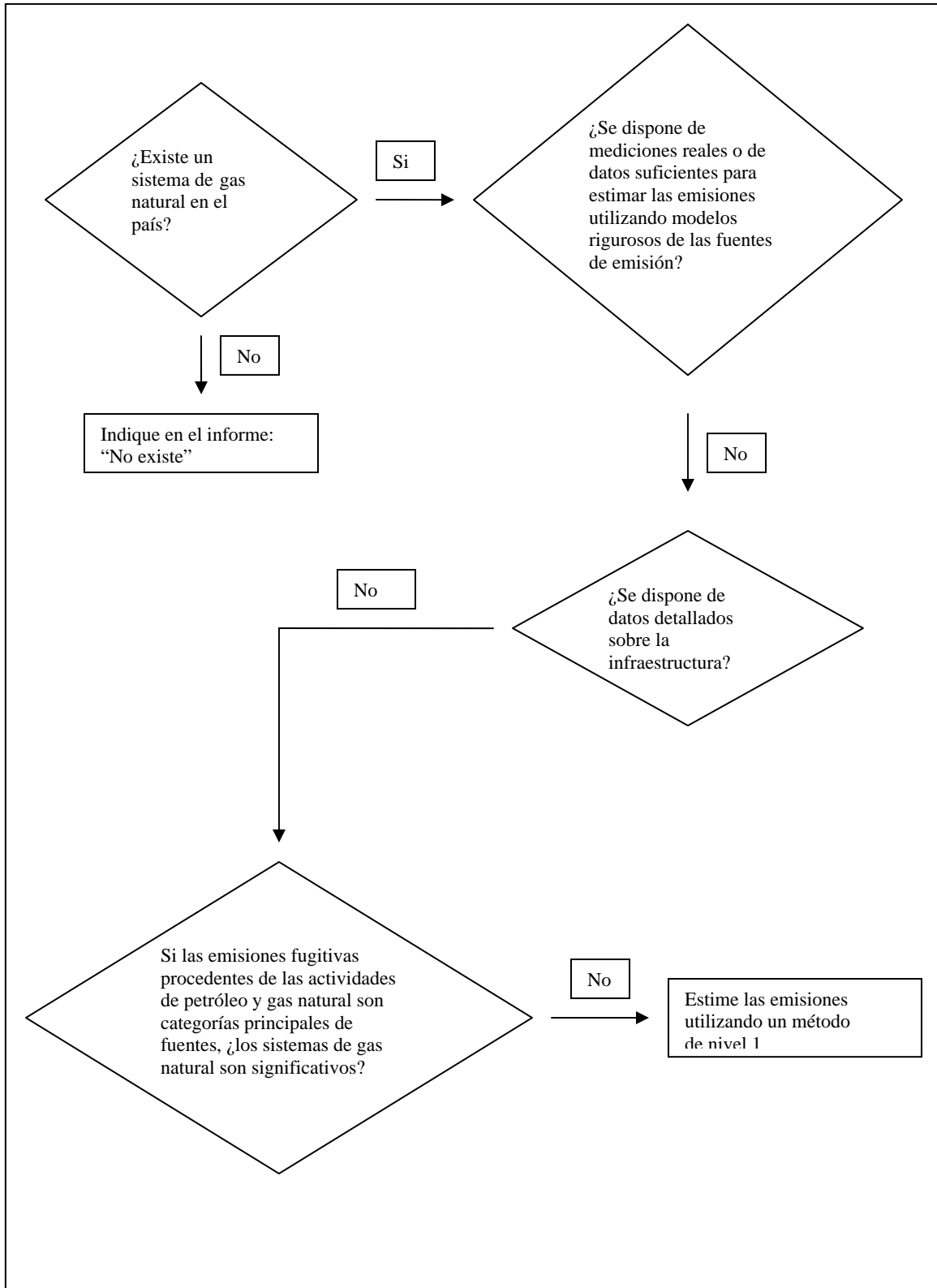


Figura 4.2.1 Árbol de decisiones aplicable a los sistemas de gas natural

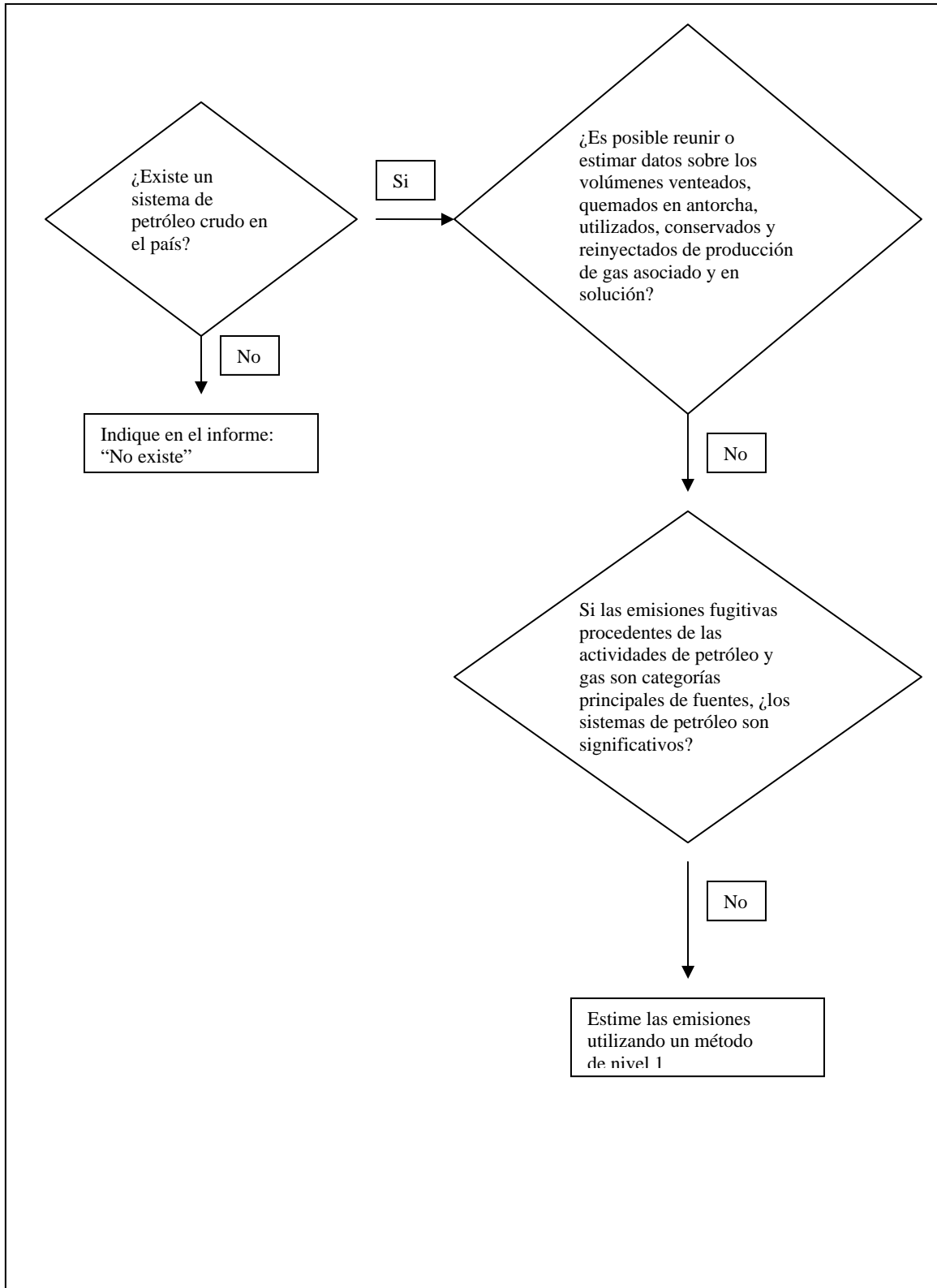


Figura 4.2.2 Árbol de decisiones aplicable a la producción y el transporte de petróleo crudo

4.3 Factores de Emisión.

En la Tabla 4.3.1, se reproduce la parte de los rangos de los factores de emisión por defecto para la región “Otros Países Exportadores de Petróleo” que se presenta en la tabla 1-6 del Libro de trabajo de las Directrices del PICC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero.

Tabla 4.3.1 Factores de Emisión por defecto para la estimación de las emisiones de metano.

Tipo de Fuente	Base	Factor de emisión (kg CH ₄ /PJ)	Factor de emisión utilizado (kg CH ₄ /PJ)
Producción de Petróleo y Gas			
Emisiones Fugitivas y otras emisiones que se presentan durante el mantenimiento en la producción de petróleo	Petróleo producido	300 - 5000	2650
Emisiones Fugitivas y otras emisiones que se presentan durante el mantenimiento en la producción de gas	Gas producido	46000 - 96000	71000
Ventoeo y Quema de gas en la producción de petróleo y gas	Gas producido	758000 - 1046000	758000
Transporte, Almacenamiento y Refinación del Petróleo Crudo			
Transporte	Petróleo transportado en buques-tanque	745	745
Refinación	Petróleo refinado	90 - 1400	745
Tanques de almacenamiento	Petróleo refinado	20 - 250	135
Proceso, Transmisión y Distribución del Gas Natural			
Emisiones procedentes del Procesamiento, Transmisión, y Distribución del gas	Gas producido	288000 (elevado) *	118000
	Gas consumido	118000 (bajo)**	
Fugas en Plantas Industriales y Centrales Eléctricas	Gas consumido en la industria y servicios públicos	0 - 175000	87500
Fugas en los Sectores Residencial y Comercial	Gas consumido en sector residencial y comercial	0 - 87000	43500
* El valor 288000 kg/PJ de gas producido se emplea solamente para la estimación de las emisiones elevadas.			
** El valor 118000 kg/PJ de gas consumido se emplea solamente para la estimación de las emisiones bajas.			

En esta tabla también se incluyen en la última columna los valores de los factores de emisión que se utilizan para estimar las emisiones de metano de las diferentes fuentes en la producción de petróleo y gas, en el transporte, almacenamiento y refinación del petróleo crudo, y en el procesamiento, transmisión y distribución del gas en la industria del petróleo y gas en México. La elección de estos valores es conservadora, seleccionando los valores medios de los respectivos rangos para no caer radicalmente en emisiones subestimadas o sobreestimadas. La excepción es en el ventoeo y quema de gas en la producción de petróleo y gas donde se toma el valor más bajo del rango correspondiente debido a que el volumen anual de gas no aprovechado es inferior al 20 % del total de gas producido.

4.4 Estimación de las Emisiones de Metano.

En la tabla 4.4.1, se presentan los estimados totales de las emisiones de metano en la producción de petróleo, de gas y ventoeo, en la industria del petróleo y gas natural en México, para el periodo 1990 a 2003. Las emisiones medias fueron calculadas utilizando las hojas de calculo (1-7) del software del PICC, los datos de actividad requeridos (tablas 4.1.1 y 4.1.2), y el valor medio del rango de factores de emisión reportados en la tabla de factores de emisión para la región “Otros Países Exportadores de Petróleo” del PICC y que se presentaron en la tabla anterior 4.3.1.

Tabla 4.4.1 Emisiones de Metano para el periodo 1990 – 2003, expresadas en Giga-gramos (Gg).

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Producción petróleo	19.27	20.21	20.18	20.23	19.90	19.17	20.94
Producción gas	316.57	323.20	321.11	332.38	349.93	351.41	377.11
Venteo	1119.62	1077.60	1059.10	1131.10	1165.40	1147.40	1303.30
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Producción petróleo	22.26	22.64	21.83	22.69	23.29	23.15	24.76
Producción gas	397.72	424.54	408.15	431.28	428.10	425.02	458.86
Venteo	1342.50	1404.60	1424.10	1369.00	1327.60	1299.10	1335.60

En la figura 4.4.1 se muestran gráficamente la tendencia de las emisiones reportadas en la tabla 4.4.1.

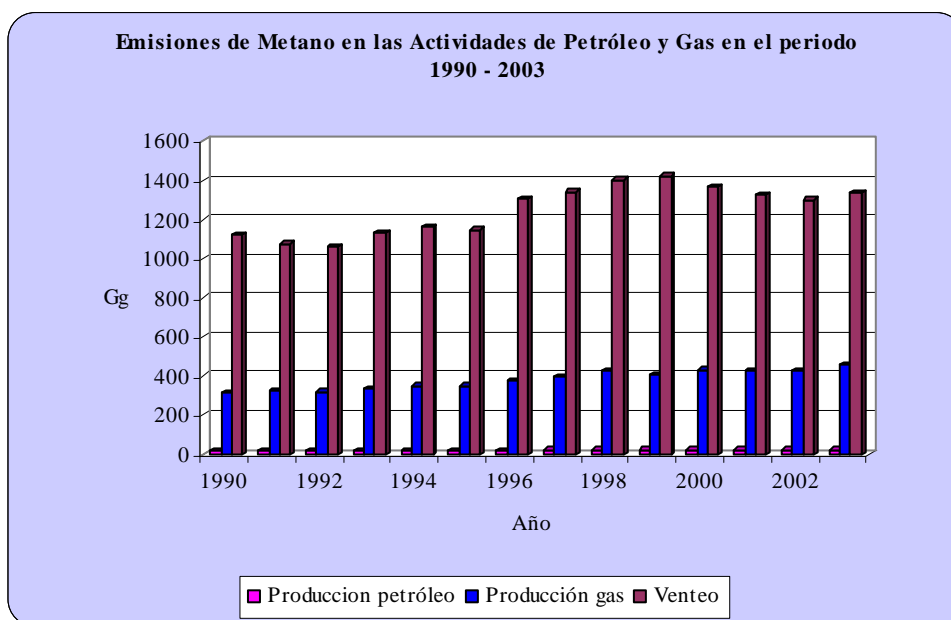


Figura 4.4.1 Emisiones de Metano en las Actividades de Petróleo y Gas.

Las emisiones calculadas con el valor inferior del rango de los factor de emisión para el venteo y la quema en antorcha, son consideradas como la estimación que bien podría representar las emisiones de metano para la industria petrolera nacional, tal y como se observa gráficamente en la figura 4.4.2. A pesar de que las emisiones calculadas con los datos de pemex antes de 1994 son inferiores a las obtenidas con el método del nivel 1 y de los valores excesivos en los años 1997- 2000. Estos últimos pueden deberse a la exploración intensiva de nuevos yacimientos de gas en el país en esos años por lo que las cifras calculadas con el método del nivel 1 (el cual utiliza los datos de producción del gas) resultan menores.

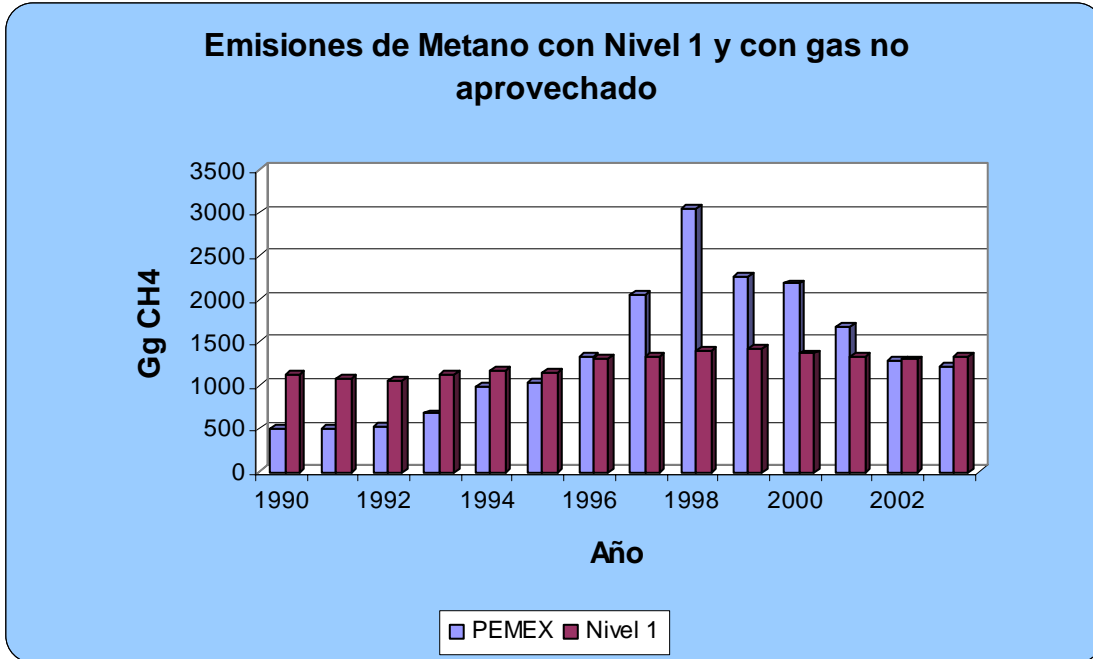


Figura 4.4.2. Emisiones de metano estimadas con el Nivel 1 y con el gas no aprovechado.

En la tabla 4.4.2 se presentan las emisiones de metano reportadas en la tabla 4.4.1, transformadas a una masa equivalente de dióxido de carbono, al multiplicarlas por el factor del potencial de calentamiento global para el metano (21) y los datos de gas no aprovechado reportado por PEMEX, también convertidos a las mismas unidades de masa equivalente de dióxido de carbono.

Tabla 4.4.2 Comparación de las estimaciones de las emisiones de metano expresadas en unidades de Giga-gramos de CO₂Equiv., obtenidas con el Nivel 1 y con los datos de gas no aprovechado.

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Venteo PEMEX	10180	10043	10272	14152	22712	22369	31055
Venteo Nivel 1	23512	22630	22241	23753	24473	24095	27369
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Venteo PEMEX	48413	75325	53414	51358	39604	30358	28988
Venteo Nivel 1	28193	29497	29906	28749	27880	27281	28048

En la figura 4.4.3 se presentan los valores de las emisiones de metano en unidades de CO₂ Equivalente correspondiente al gas no aprovechado.

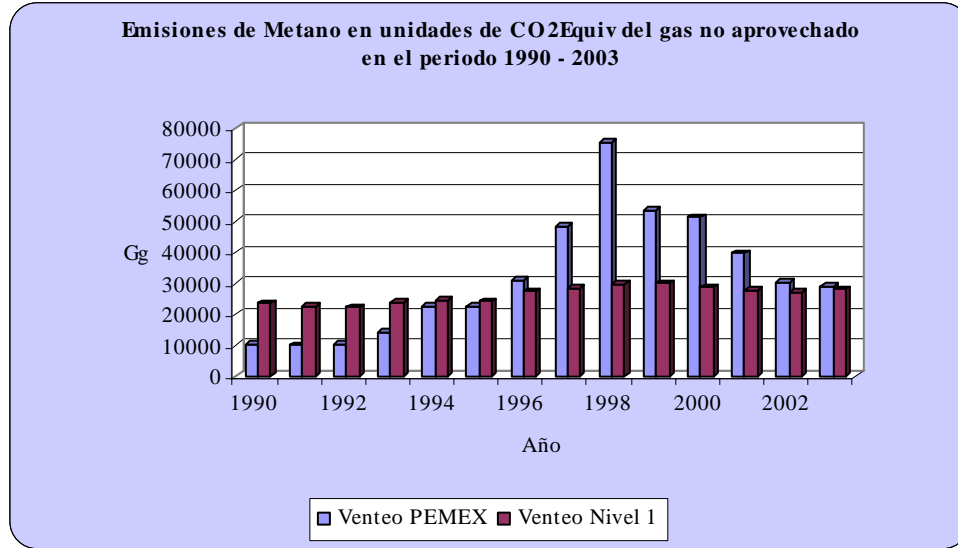


Figura 4.4.3 Emisiones de Metano en unidades de CO₂ Equivalente del gas no aprovechado.

La actividad combinada de desfogue a la atmósfera y la combustión en quemadores de tipo fosa y elevados que se realiza en los campos productores de petróleo y gas, es considerada como la fuente principal de emisiones de metano en la industria petrolera nacional. En los últimos años se ha registrado una disminución en la cantidad de gas asociado consumido en esta actividad al pasar de 253.9 PJ (630.9 MMpcd) en 1998 a 106.4 PJ (252.5 MMpcd) en el 2003 [10]. Esta disminución puede atribuirse a la mayor cantidad de infraestructura utilizada para aprovechar más el gas asociado que se produce en la región marina, así como una reducción en la producción de este gas asociado como se aprecia en lo siguiente; en 1998 la producción de gas asociado ascendió a 38,273 millones de metros cúbicos, en los siguientes cinco años las cifras fueron 36,443, 34,934, y 33,477, 32,227 y 32,237 millones de metros cúbicos respectivamente. Es decir de 1998 a 2003 hubo una caída del 15.77 % en la producción. Por otra parte, la cantidad de gas asociado que se desfoga o quema descendió un 59.98 % al pasar de 6,521 millones de metros cúbicos en 1998 a 2,610 millones de metros cúbicos en 2003.

Los datos que se presentan en la tabla 4.4.3 son las cifras que Pemex reporta anualmente como cantidad de gas no aprovechado, convertidas de miles de pies cúbico por día a millones de metros cúbicos. Esta información indica que a partir de 1999 hay una disminución sustancial y gradual en la cantidad de gas que se desfoga o quema, alcanzando en el 2003 una cifra equivalente a 2.6 veces menos a la cifra reportada para el año 1998.

Tabla 4.4.3. Datos de Pemex de las cifras de Gas no Aprovechado (CO₂ y Gas Asociado) en millones de metros cúbicos (MMm³).

Año	Millones de metros cúbicos.		
	CO ₂	Gas Asociado	Total
1990	175.70	921.93	1097.64
1991	175.70	909.53	1085.23
1992	186.04	930.20	1116.24
1993	155.03	1281.61	1436.64
1994	186.04	2056.77	2242.81

1995	175.70	2025.77	2201.47
1996	485.77	2812.30	3298.07
1997	1085.23	4384.34	5469.57
1998	1085.23	6821.46	7906.70
1999	1043.89	4837.04	5880.93
2000	981.88	4651.00	5632.88
2001	806.17	3586.44	4392.61
2002	537.45	2749.26	3286.71
2003	444.43	2625.23	3069.66

Fuente: Memorias de Labores Pemex 1990 -2003

Como se aprecia en la tabla 4.4.3, hasta 1994, la cantidad de gas quemado en México permaneció cerca del billón de metros cúbico por año, posteriormente creció rápidamente alcanzando un valor pico de 6.8 billones de metros cúbicos en 1998, y en el 2003 México quemó 2.6 billones de metros cúbicos principalmente en la región marina sección noreste de la Sonda de Campeche. La posible causa de este incremento inusual es que en ese año (1998) hubo una creciente actividad de perforación en la región norte del país aunada a la limitada capacidad de compresión existente. Se espera que en los próximos años se cuente con nuevas instalaciones de desulfuración del gas y una capacidad adicional de compresión que de manera significativa se pueda reducir el quemado de gas que se realiza rutinariamente en esta sección de la región marina.

En México actualmente no hay una norma que regule el quemado del gas natural en el sistema petrolero nacional, sin embargo todo parece indicar que la meta global de México es eliminar la rutina de quemado del gas dentro de un marco de tiempo razonable, los objetivos principales parecen ser la reducción del quemado rutinario del gas y el incremento en la eficiencia de la combustión en los quemadores [11].

4.5 Estimación de las Emisiones de los Precusores de Ozono y de SO₂.

Con relación a las emisiones de los precursores del ozono (COVNM, NO_x, CO) y de SO₂, en la refinación del petróleo crudo, la metodología presenta un procedimiento para la estimación de las emisiones basado en la estructura básica de una refinería que convierte al petróleo crudo en una variedad de subproductos, siendo los productos principales los combustibles líquidos, el coque de petróleo, las materias primas y los petroquímicos primarios (etileno). El procedimiento no cubre la síntesis de petroquímicos, éstos se incluyen en la sección de procesos industriales de la metodología del PICC, sin importar si la producción tiene lugar en la refinería o en una planta separada. El Nivel 1 requiere solamente la cantidad total procesada de petróleo crudo en la refinería expresada en miles de toneladas y los factores de emisión por defecto de cada contaminante considerado expresado en kg/ton, utilizando la hoja de calculo 1-8 del software del PICC. En la tabla 4.4.4 se presentan los datos de las emisiones de los gases precursores del ozono y de SO₂, en la refinación usando el procedimiento Nivel 1.

Tabla 4.4.4 Emisiones de Precusores de Ozono y de SO₂ en la refinación de petróleo crudo (Gg).

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
CO	5.65	5.75	5.75	5.85	6.09	5.74	5.74
NO _x	3.76	3.83	3.84	3.90	4.06	3.83	3.82

COVNM	38.90	39.58	39.64	40.28	41.96	39.54	39.51
SO ₂	58.35	59.37	59.46	60.43	62.94	59.31	59.27
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
CO	5.70	5.92	5.76	5.69	5.78	5.91	6.27
NO _x	3.80	3.95	3.84	3.79	3.85	3.94	4.18
COVNM	39.27	40.78	39.67	39.18	39.81	40.73	43.22
SO ₂	58.90	61.17	59.50	58.78	59.72	61.10	64.83

El procedimiento Nivel 2 requiere datos sobre algunas operaciones internas en la refinería como son la desintegración catalítica, la remoción de azufre en las plantas recuperadoras de azufre, y el almacenamiento del petróleo crudo en las áreas de tanques de almacenamiento. La tabla 4.4.5 presenta los datos de las emisiones estimadas de precursores de ozono y de SO₂, en la desintegración catalítica, utilizando la cantidad anual de aceite convertida a miles de toneladas procesadas y los factores de emisión por defecto de cada contaminante expresados en kg/ton.

Tabla 4.4.5 Emisiones de Precursores de Ozono y SO₂ en la Desintegración Catalítica (Gg).

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
CO	672.04	617.46	617.46	753.92	846.02	846.02	857.40
NO _x	3.16	2.90	2.90	3.54	3.97	3.97	4.03
COVNM	9.47	8.70	8.70	10.62	11.92	11.92	12.08
SO ₂	23.66	21.74	21.74	26.55	29.79	29.79	30.19
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
CO	836.93	836.93	836.93	852.85	852.85	899.47	899.47
NO _x	3.93	3.93	3.93	4.00	4.00	4.22	4.22
COVNM	11.79	11.79	11.79	12.01	12.01	12.67	12.67
SO ₂	29.47	29.47	29.47	30.03	30.03	31.67	31.67

En la tabla 4.4.6 se presentan los estimados de las emisiones de bióxido de azufre en las plantas recuperadoras de azufre en las refinerías.

Tabla 4.4.6 Emisiones de SO₂ en Plantas de Recuperación de Azufre, (Gg)

Emisiones de Bióxido de Azufre en Plantas de Azufre, (Gg)														
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
SO ₂	10.70	14.73	17.93	20.29	23.91	22.80	22.24	24.05	24.05	24.19	25.72	26.13	26.27	38.36

En la tabla 4.4.7 se presentan los estimados de las emisiones de los COVNM en el almacenamiento del petróleo crudo utilizando únicamente tanques con sello primario (T SP) y Tanques con techo fijo (T TF). La proporción de almacenamiento para cada grupo de tanques, del petróleo procesado en las refinerías se estimó en 72.51 % y 27.49 % para T SP y T TF respectivamente.

Tabla 4.4.7 Emisiones de COVNM en Almacenamiento de petróleo (Gg)

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
T SF	31.85	32.40	32.45	32.98	34.35	32.37	32.35
TTF	84.52	85.99	86.12	87.52	91.17	85.91	85.84
Total	116.36	118.40	118.57	120.50	125.52	118.28	118.18
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
T SF	32.15	33.38	32.48	32.08	32.59	33.35	35.38
TTF	85.31	88.59	86.18	85.13	86.50	88.50	93.90
Total	117.46	121.98	118.66	117.21	119.09	121.85	129.28

5. DISCUSIÓN.

La presente actualización del inventario de emisiones de metano en la industria del petróleo y gas, se llevó a cabo conforme al método “Nivel 1” de la metodología del PICC, la razón de esto es la ausencia de factores de emisión propios para cada segmento considerado en la industria petrolera nacional, y la poca información disponible sobre el detalle de todas y cada una de las instalaciones que integran la industria petrolera. Los estimados de las emisiones de gases de efecto invernadero directo e indirecto, fueron calculados utilizando los formatos de las hojas de trabajo 1-7; 1-8s1; 1-8s2; 1-8s3; y 1-8s4, incluidas en el software oficial del PICC.

Los estimados de las emisiones se obtuvieron para todos los años desde 1990 al 2003 inclusive. En el Manual de Referencia se menciona en la página 1.123, que para los países incluidos en las regiones “Otros Países Exportadores de Petróleo” y “Resto del Mundo” no están disponibles datos específicos de la región, por lo que los factores de emisión en estas regiones se esperan caigan entre las tasas relativamente bajas encontradas en Norteamérica y Europa Occidental y las tasas relativamente altas encontradas en Europa Oriental. Se sugirió utilizar un rango para los factores de emisión de estas regiones a menos que se tengan datos propios. Para México, tomando en consideración las cifras anuales que Pemex reporta como gas desfogado las cuales no rebasan el 20% del total de gas asociado, el contenido promedio de metano en el gas húmedo (70 % en volumen) y la densidad del metano (0.6673 kg/m³ a 20° C y 1 atm.), el cálculo de las cantidades anuales de metano liberado a la atmósfera para todos los años, muestra que las cantidades de metano calculadas con estos datos, siguen un comportamiento diferente al esperado particularmente entre los años 1997 y 2001 donde las cifras rebasan a los estimados utilizando el valor bajo del rango de los factores de emisión por defecto, ver figura 4.4.2, la mayor diferencia se presentó en el año 1998. La gran diferencia en las cifras presentadas en los años 1990 a 1993 se debe posiblemente a una subestimación en los datos. En cuanto al resultado de 1998, este puede ser atribuido parcialmente al incremento en las actividades de perforación de pozos particularmente en la región de Burgos y en parte a la infraestructura incompleta hasta ese momento en la región marina que no permitía aprovechar mejor el gas.

En la figura 5.1, se muestra la contribución a las emisiones de metano que tienen las tres categorías consideradas en el proceso de estimación de la metodología PICC, utilizando los factores medios de emisión señalados en la tabla 4.3.1. El desfogue es la actividad dominante y se da mayormente en las instalaciones de producción costa afuera

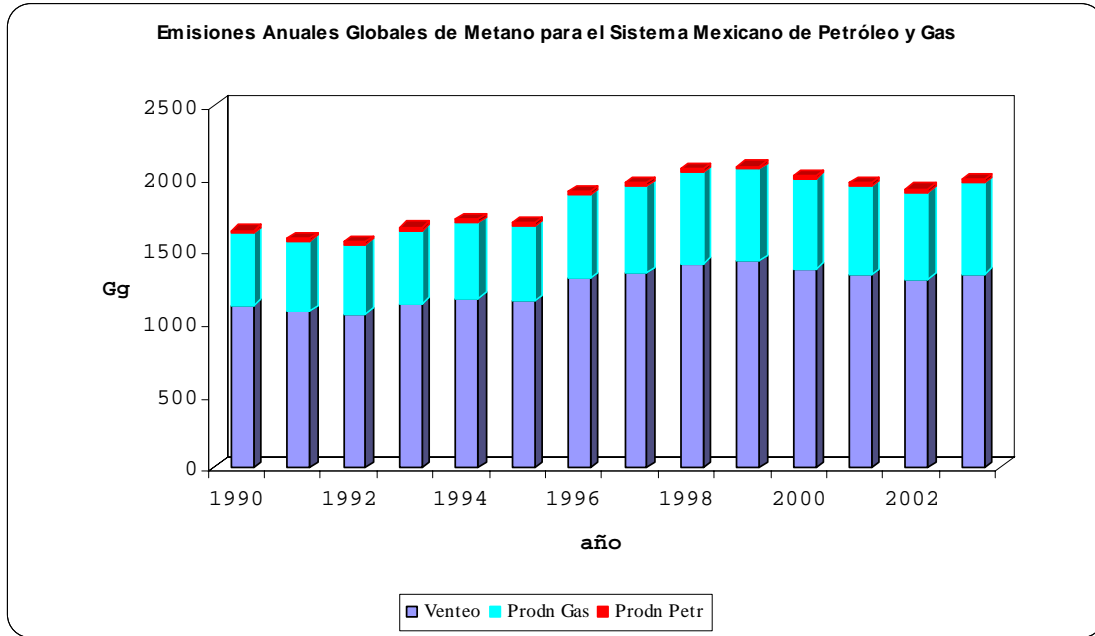


Figura 5.1. Emisiones anuales globales por venteo, producción de gas y producción de petróleo.

Por otra parte las emisiones de gases de efecto invernadero que Pemex reporta a partir de 1999 en sus informes de seguridad, salud y medio ambiente, se refieren exclusivamente a las emisiones de CO₂ que se generan principalmente en los equipos de combustión utilizados por las cuatro subsidiarias. Las cifras reportadas en unidades de millones de toneladas (MMton = Teragramos, Tg), son las siguientes:

Tabla 5.1 Emisiones de GEI reportadas por PEMEX.

Subsidiaria Pemex	Emisiones de CO ₂ (Millones de toneladas).				
	1999	2000	2001	2002	2003
PEP	13.87	14.23	13.26	10.55	11.52
PR	15.09	14.18	13.69	14.24	16.09
PGPB	6.27	6.49	6.41	6.18	6.03
PPQ	6.32	6.53	6.68	5.95	5.92
Total	41.55	41.43	40.05	36.92	39.56

Fuente: Apéndices Estadísticos de los Informes de Desarrollo Sustentable 2000, 2001, 2002, 2003.

En las Notas Metodológicas de los Informes de Desarrollo Sustentable hacen referencia a lo siguiente: El factor de CO₂ para los quemadores en modo piloto se obtuvo por extrapolación del factor emitido por la EPA para los equipos de combustión externa. Se hace mención también que las emisiones de metano se incluyen en las emisiones correspondientes a los compuestos orgánicos totales (COT), sin indicar si las emisiones de metano fueron calculadas por separado e integradas posteriormente en el grupo de compuestos orgánicos totales o bien estar dentro del grupo mismo de compuestos orgánicos totales. Los estimados de emisiones de metano calculados con la metodología PICC no pueden ser comparados con los datos de emisiones de gases de efecto invernadero que Pemex reporta, debido a que los conceptos y los procedimientos de cálculo son diferentes.

El cálculo de las emisiones de los precursores de ozono y de bióxido de azufre en la refinación del petróleo crudo se realiza usando dos niveles, el primero y más simple es el agregado donde se recurre nuevamente a los factores por defecto de la metodología PICC definidos como la masa (kg) de contaminante (SO₂, NO_x, CO, y COVNM) emitido por unidad de volumen (m³) de petróleo crudo que se procesa, y el volumen anual de petróleo que se refina. El segundo más detallado calcula las emisiones de azufre y precursores de ozono por separado, para tres sub-procesos, a saber – la desintegración catalítica en lecho fluidizado, la recuperación de azufre, y el manejo y almacenamiento del petróleo crudo. Se utilizaron ambos procedimientos de cálculo tal y como lo sugiere la metodología.

En cuanto a la estimación de la incertidumbre se puede decir lo siguiente: (1) Los datos proporcionados por las industrias y las dependencias gubernamentales del país no contienen información sobre la incertidumbre asociada en la determinación de dichos datos, (2) No se dispone de factores de emisión propios y la utilización de factores de emisión por defecto arrastra consigo las incertidumbres asociadas a estos factores de emisión. En consecuencia no se puede proporcionar un estimado de la incertidumbre en la estimación de las emisiones de metano derivadas de las actividades que se realizan en la industria del petróleo y gas del país, más preciso de lo que se muestra en la tabla A1-1 de la sección “Instrucciones para el Reporte” de las Directrices del PICC. Es decir el porcentaje de incertidumbre asociado al factor de emisión del metano es de 55 %, el porcentaje correspondiente al factor de actividad es de 20 % y un porcentaje global de las emisiones del 60 %.

6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.

Las emisiones de metano derivadas de las diversas actividades que de manera rutinaria se desarrollan en los diversos segmentos de la industria del petróleo y gas natural en México, se han estimado siguiendo los pasos establecidos por la metodología 1996 del PICC para la elaboración del inventario nacional de gases de efecto invernadero. La aplicación del nivel más detallado de la metodología no fue posible debido a que la información reunida hasta el momento de escribir este reporte sobre infraestructura y otros parámetros no fue suficiente para llevarla a cabo. Razón por la cual en esta actualización, se recurre nuevamente a la aplicación del nivel más agregado, consecuentemente las cifras que aquí se reportan sobre las emisiones de metano son estimados basados en la producción. Nuestros resultados no pueden ser comparados con los reportados por PEMEX debido a que su reporte de emisiones de gases de efecto invernadero no desglosa las emisiones correspondientes al gas metano incluidas en el grupo COT (compuestos orgánicos totales), presentando únicamente las de CO₂ derivadas del consumo de combustibles como gases de efecto invernadero. Consideramos que resultaría benéfico para PEMEX el contar con otro procedimiento de cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero que le permita hacer internamente comparaciones entre las cifras reportadas como gases de efecto invernadero que arrojan ambos procedimientos. En consecuencia es preciso que el personal administrativo y de campo directamente relacionado con el desarrollo sustentable de la empresa pueda colaborar estrechamente con el INE para desarrollar el nivel de detalle más alto y con mayor certidumbre.

Por lo anterior resulta importante trabajar con el personal de PEMEX en lo siguiente: (1) avanzar en el inventario sobre equipos y dispositivos presentes en los diferentes componentes de la industria, (2) disponer de datos estadísticos confiables de producción y consumo de petróleo y gas natural, (3) desarrollar factores de emisión propios para cada segmento de la industria, y (4) evaluar la aplicación de uno o más métodos para estimar las emisiones, en función de la operabilidad y la representatividad del sistema. Al disponer de una información con los anteriores requisitos, las incertidumbres asociadas a las estimaciones hasta ahora realizadas se reducirán de manera considerable.

6.1. Reconocimientos.

Nuestro más cumplido reconocimiento al Instituto Nacional de Ecología por el apoyo brindado en la realización de este documento, así mismo a la Secretaría de Energía, y a Petróleos Mexicanos.

7. REFERENCIAS.

- [1]. – Anuario Estadístico de Pemex, 2004.
- [2]. – Balance Nacional de Energía 2003, pg. 19.
- [3]. – Balance Nacional de Energía 2003, pg. 36.
- [4]. – Informe PEP 2003, Cuadro 29, pg. 50.
- [5]. - Methods for Estimating Methane Emissions from Natural Gas and Oil Systems, Vol VIII, Ch 3, October 1999, EIIP; www.epa.gov/ttn/chief/old/eiip/vol08/ch03/viii03_oct1999.pdf.
- [6]. – IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, 2000, pg 107.
- [7]. – IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, 2000, pg. 112, 113.
- [8]. – Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, pg 1.75.
- [9]. – Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, pg 1.33.
- [10]. – BNE 1999 – 2003, cuadros 15a, 15a, 16a, 53a y 16a.
- [11]. – “Global Gas Flaring Reduction Initiative”, Report on Consultations with Stakeholders, pg 27. World Bank Group in collaboration with the Government of Norway. 2002.
- [12]. – IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories 2000.