



INECC

INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA
Y CAMBIO CLIMÁTICO

“Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México”

Convenio INECC/A1-008/2014

2014

Coordinación General de
Cambio Climático y
Desarrollo Bajo en Carbono

SEMARNAT
SECRETARÍA DE
MEDIO AMBIENTE
Y RECURSOS NATURALES



Periférico Sur No. 5000, Col. Insurgentes
Cuicuilco, Del. Coyoacán, México, D.F., C.P. 04530.
Tel. +52 (55) 5424-6400. Fax. +52 (55) 5424-5404
www.inecc.gob.mx



***Dirección de Servicios de Ingeniería
Gerencia de Servicios en Ingeniería Región Centro-
Norte
F.61157.02.005***

INFORME TÉCNICO

PROYECTO

F.61157.02.005

**“FACTORES DE EMISIÓN PARA LOS DIFERENTES
TIPOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y
ALTERNATIVOS QUE SE CONSUMEN EN MÉXICO”**

Tercer Informe.

Informe Final.

Desarrollado para el Instituto Nacional de Ecología y Cambio

Climático de acuerdo al convenio

INECC/A1-008/2014

Diciembre/2014

Directorio

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del INECC

Dr. Daniel Buira Clark

Coordinador General de Cambio Climático y Desarrollo Bajo en Carbono

Dra. Irma Fabiola Ramírez Hernández

Directora de Modelos Sectoriales de Desarrollo Bajo en Carbono

Ing. Luis Alberto Conde Álvarez

Subdirector de Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo

René Rodríguez Lara

Jefe de Proyecto

Jorge Raúl Gasca Ramírez

Especialista en cambio climático

Moises Magdaleno Molina

Especialista en Ciclo de Vida

María Esther Palmerín Ruiz

Especialista en cambio climático

Luis Alberto Melgarejo Flores

Especialista en cambio climático

Jaime Hermoso Gutiérrez

Signatario de Laboratorio

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	4
2. ALCANCES	5
3. DESARROLLO Y RESULTADOS.	6
4. REFERENCIAS DE NORMA, REGULACIONES Y ESTANDARES APLICABLES.	32
5. CONCLUSIONES Y/O RECOMENDACIONES	41
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	44

1. ANTECEDENTES

La categoría de energía constituye una de las principales categorías de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de México, pero su inventario de emisiones es calculado con el nivel metodológico básico propuesto por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (PICC) en las directrices revisadas de 1996.

Los factores de emisión de GEI que se utilizan en México para el cálculo del inventario nacional de GEI (INEGEI), por consumo de combustibles fósiles, son los factores por defecto proporcionados por el PICC en sus guías metodológicas para el desarrollo de inventarios nacionales. Por lo tanto, para tener una mayor precisión en la estimación de las emisiones nacionales es importante desarrollar factores de emisión propios para los diferentes tipos de combustibles comercializados en los diferentes sectores de la actividad económica, basados en la medición del contenido de carbono de cada uno de los combustibles.

Debido a lo anterior el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) solicitó al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) la realización del proyecto:

“FACTORES DE EMISIÓN PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y ALTERNATIVOS QUE SE CONSUMEN EN MÉXICO”

Con los siguientes objetivos:

Objetivos generales

- Determinar los factores de emisión, a partir de su contenido de carbono por unidad de energía, de los principales combustibles que se consumen en México en los sectores energético, del transporte, industrial, comercial y residencial, incluyendo: gasolina (magna y premium), diésel (automotriz, industrial y marino), combustóleo (ligero y pesado), intermedio 15, carbón (térmico y siderúrgico), coque de petróleo, coque de carbón, gas natural, gas propano, gas butano, gas propano, gasóleo, gas residual, gas licuado de petróleo utilizados en transporte e industria y los utilizados en la aviación.

- Determinar los factores de emisión, a partir de su contenido de carbono por unidad de energía, de los principales residuos urbanos e industriales que se utilizan para generar energía en México, incluyendo: llantas, estopas impregnadas de pinturas, solventes, y aceites (ecológico y vegetal)

Objetivos específicos.

- Determinar los principales combustibles fósiles utilizados en México
- Determinar el contenido de carbono de los combustibles fósiles por unidad de energía, masa y volumen
- Comparar los factores de emisión del PICC con los resultados obtenidos
- Determinar los principales tipos de combustibles a base de residuos utilizados como fuentes de energía en México, y aquellos de mayor potencial
- Determinar el contenido de carbono de los combustibles a base de residuos por unidad de energía, masa y volumen
- Comparar los factores de emisión del PICC con los resultados obtenidos

2. ALCANCES

Los alcances del tercer informe son:

- Determinación de los factores de emisión expresados en contenido de carbono por unidad energética, así como en términos de masa y volumen.
- Resultados de la comparación de los factores de emisión del PICC 1996 y 2006.
- Hojas de cálculo e informe final con los factores de emisión, obtenidos, análisis de incertidumbres, posibles fuentes de error, y sugerencias de posibles mejoras metodológicas en un futuro.

3. **DESARROLLO Y RESULTADOS.**

3.1 **Descripción de la metodología para el cálculo de los factores de emisión.**

Para el cálculo de los factores de emisión se aplicarán dos métodos de acuerdo al estado físico de las muestras de combustible.

3.1.1 **Muestras en fase gas.**

El contenido de carbono de un componente puro se define como la relación del peso de sus átomos de carbono entre el peso del componente puro. Se puede calcular por medio de la ecuación:

$$CC = n * 12.011 / PM \quad (1)$$

Donde CC es el contenido de carbono expresado como la fracción peso de carbono en el componente, (g C/g)

n es el número de átomos de carbono en el componente (por ejemplo para el propano: (C₃H₈), n = 3),

12.011 es el peso atómico del carbono y

PM es el peso molecular del componente (por ejemplo, para el propano 44.0955 g/mol).

El contenido de carbono de una mezcla de componentes es el promedio pesado por el contenido de carbono de cada uno de los componentes. Este contenido de carbono puede ser calculado a partir del análisis cromatográfico de la mezcla de componentes. Si el resultado cromatográfico se expresa en fracciones molares (fracción volumen) se puede aplicar la fórmula:

$$CC = (\sum_i n_i * 12.011 * x_{mol_i}) / (\sum_i PM_i * x_{mol_i}) \quad (2)$$

Donde CC es el contenido de carbono expresado como la fracción peso de carbono en la mezcla,

n_i es el número de átomos de carbono en el componente i,

12.011 es el peso atómico del carbono,

PM_i es el peso molecular del componente i y

x_{moli} es la fracción mol o volumen del componente i en la mezcla.

El poder calorífico de una mezcla de componentes gaseosos es el promedio pesado por la composición del poder calorífico de cada uno de los componentes (Método ASTM-D-3588: “*Practica estandarizada para el cálculo del poder calorífico, el factor de compresibilidad y la densidad relativa de combustibles gaseosos*”). Este poder calorífico puede ser calculado a partir del análisis cromatográfico de la mezcla de componentes. Si el resultado cromatográfico se expresa en fracciones molares (fracción volumétrica) se puede aplicar la fórmula:

$$PCN = (\sum_i PCN_{moli} * x_{moli}) / (\sum_i PM_i * x_{moli}) \quad (2)$$

Donde PCN es el poder calorífico neto como gas ideal de la mezcla por unidad de masa de la mezcla,

PCN_{moli} es el poder calorífico neto como gas ideal del componente i en KJ/mol $_i$, que se puede obtener de la tabla 1 del Método ASTM-D-3588,

PM_i es el peso molecular del componente i ,

x_{moli} es la fracción mol o volumen del componente i en la mezcla.

El factor de emisión de una mezcla de gases se puede obtener dividiendo la ecuación (1) entre la ecuación (2) y multiplicando el resultado por el factor estequiométrico de la oxidación completa de carbono a dióxido de carbono (44.01/12.011)

$$FE_j = (\sum_i n_i * x_{moli}) / (\sum_i PCN_{moli} * x_{moli}) * 44.01 \quad (3)$$

Donde FE_j es el factor de emisión de dióxido de carbono por unidad de energía de combustible j (kg CO₂/MJ)

Las muestras de gas natural se analizaron de acuerdo a la norma GPA 2286: “*Método de análisis extendido para gas natural y mezclas gaseosas similares por cromatografía de*

gases a temperatura programada”, que es una prueba que permite obtener los datos necesarios para calcular diversas propiedades del gas natural, como su poder calorífico o su densidad relativa y desde luego su contenido de carbono.

Las muestras de gas combustible (residual) se analizaron de acuerdo al método GPA 2286: *“Método de análisis extendido para gas natural y mezclas gaseosas similares por cromatografía de gases a temperatura programada”*. Los componentes a ser determinados en una muestra gaseosa son físicamente separados por cromatografía de gases y comparados con los datos de calibración obtenidos en condiciones de funcionamiento idénticas. Se establecen los volúmenes de la muestra en fase gaseosa se carga la muestra y se divide el análisis en tres secciones. En la primera sección se separa el oxígeno y el nitrógeno, en la segunda sección se separa desde el metano hasta el pentano normal y en la tercera sección se separan los componentes más pesados que el iso-pentano y hasta el tetradecano. Esta es una prueba que permite obtener los datos necesarios para calcular diversas propiedades del gas natural, como su poder calorífico o su densidad relativa y desde luego su contenido de carbono.

Las muestras de GLP se analizaron de acuerdo a la norma ASTM D6730: *“Método estandarizado de prueba para la determinación de los componentes individuales de combustibles para motores de combustión interna por medio de cromatografía de gases de alta resolución con columna capilar de 100 metros y pre columna”*. Este método de prueba cubre la determinación de los componentes individuales, principalmente hidrocarburos, de los combustibles para motores de combustión interna con intervalo de ebullición de hasta 225°C, así como de sus mezclas con compuestos oxigenados como MTBE, ETBE y etanol.

También pueden analizarse otras mezclas de hidrocarburos ligeros encontrados en las operaciones de refinación de petróleo tales como naftas, reformados, alquilados y otros, pero la validación estadística fue obtenida sólo con mezclas de combustibles terminados para motores de combustión interna. Esta prueba proporciona los datos necesarios para

calcular diversas propiedades de mezclas de hidrocarburos ligeros, como su poder calorífico y desde luego su contenido de carbono.

3.1.2 Muestras en fase sólida y líquida.

En el caso de muestras en fase sólida el contenido de carbono (CC_{exs}) se determinó directamente mediante el método ASTM C1408: *“Método estandarizado de prueba para la determinación instrumental de carbono (total) en polvo y pellets de óxido de uranio por combustión directa adaptado para determinar carbono, hidrógeno y nitrógeno en sólidos”*.

Por su parte el poder calorífico neto (PCN_{pi} , en unidades de MJ/kg de combustible) se determinó por una adaptación del método ASTM D240. *“Método estandarizado de prueba para la determinación del calor de combustión de hidrocarburos combustibles líquidos por medio de una bomba calorimétrica”* adaptado para muestras de carbón o coque.

Por lo tanto el factor de emisión para el caso de los sólidos resultará por la división de los valores experimentales y la respectiva multiplicación por el coeficiente estequiométrico por la oxidación total del carbono (44.01/12.011).

$$FE_j = CC_{\text{exs}} / PCN_{pi} * (44.01/12.011) \quad (4)$$

Donde CC_{exs} es el contenido de carbono determinado mediante el método ASTM C1408 y expresado como la fracción peso de carbono en el sólido (kg C/kg sólido), PCN_{pi} es el poder calorífico neto determinado mediante el método ASTM D240 y expresado en unidades de MJ/kg sólido,

FE_j es el factor de emisión de dióxido de carbono por unidad de energía de combustible j expresado en unidades de kg CO₂/MJ)

En el caso de muestras en fase líquida, el contenido de carbono (CC_{exl}) se determinó directamente mediante el método ASTM D5291: *“Método estandarizado de prueba para la determinación instrumental de carbono, hidrógeno y nitrógeno en productos del petróleo y lubricantes”*.

Por su parte el poder calorífico neto (PCN_{pi} , en unidades de MJ/kg de combustible) se determinó por el método ASTM D240: “Método estandarizado de prueba para la determinación del calor de combustión de hidrocarburos combustibles líquidos por medio de una bomba calorimétrica” adaptado para muestras de carbón o coque.

Por lo tanto el factor de emisión para el caso de los líquidos resultará por la división de los valores experimentales y la respectiva multiplicación por el coeficiente estequiométrico por la oxidación total del carbono (44.01/12.011).

$$FE_j = CC_{exl} / PCN_{pi} * (44.01/12.011) \quad (4)$$

Donde CC_{exl} es el contenido de carbono determinado mediante el método ASTM C1408 y expresado como la fracción peso de carbono en el líquido (kg C/kg líquido), PCN_{pi} es el poder calorífico neto determinado mediante el método ASTM D240 y expresado en unidades de MJ/kg líquido,

FE_j es el factor de emisión de dióxido de carbono por unidad de energía de combustible j expresado en unidades de kg CO₂/MJ)

3.2 Descripción de la metodología para el cálculo de la incertidumbre en los factores de emisión.

3.2.1 Factor de emisión promedio.

El factor de emisión promedio se puede calcular a partir de los valores determinados para las muestras de combustible j tomadas en el periodo del reporte por medio de la ecuación:

$$FE_{prom,j} = (\sum_k FE_{k,j}) / (nm_j)$$

Donde $FE_{prom,j}$ es el factor de emisión promedio del combustible j en el periodo reportado,

$FE_{k,j}$ es el factor de emisión de la muestra k para el combustible j.

nm_j es el número de muestras del combustible j.

3.2.2 Incertidumbre del factor de emisión promedio para un nivel de confianza del 95%.

La incertidumbre del factor de emisión promedio para un nivel de confianza del 95% se puede calcular mediante la siguiente ecuación (API, 2013):

$$\text{Incertidumbre}_{j\ 95\%conf} = \pm \kappa_{95\%conf} * \sigma_j / (\text{nmj})^{1/2} \quad (5)$$

Donde $\text{Incertidumbre}_{j95\%conf}$ es la incertidumbre del factor de emisión promedio del combustible j en el periodo reportado para un nivel de confianza del 95%.

$\kappa_{95\%conf}$ es el factor de cobertura para un nivel de confianza del 95%.

σ_j es la desviación estándar de los valores del factor de emisión de las muestras del combustible j.

nmj es el número de muestras del combustible j.

El valor de $\kappa_{95\%conf}$ puede ser estimado de acuerdo a los grados de libertad de una cierta distribución probabilística (API, 2013)). El valor de $\kappa_{95\%conf}$ varía en un intervalo de 2 (para una distribución normal con número de grados de libertad infinito) a 3 (para distribuciones con número de grados de libertad limitados).

La incertidumbre se puede expresar en porcentaje por medio de la ecuación (API, 2013):

$$\% \text{Incertidumbre}_{j\ 95\%conf} = \pm \text{Incertidumbre}_{j\ 95\%conf} / FE_{prom,j} * 100 \quad (6)$$

3.2.3 Determinación del número de muestras necesarias para obtener una Incertidumbre preestablecida para el factor de emisión promedio con un nivel de confianza del 95%.

Si se está interesado en determinar el número de muestras requerido para cumplir con una incertidumbre previamente establecida para el factor de emisión promedio, para un nivel de confianza del 95%, es necesario despejar el número de muestras de la ecuación (6) (API, 2013). Desde luego esta determinación se puede hacer si se

conocen los valores del factor de emisión promedio y de la desviación estándar de una serie de muestras del combustible o se pueden estimar estos valores.

$$nm_{necj} = (\kappa_{95\%conf} * \sigma_j / FE_{prom,j} / \%Incertidumbre_{est} * 100)^2$$

Donde nm_{necj} es el número de muestras del combustible j necesarias para cumplir con un porcentaje de incertidumbre preestablecido.

$\kappa_{95\%conf}$ es el factor de cobertura para un nivel de confianza del 95%,

σ_j es la desviación estándar de los valores del factor de emisión del combustible j.

$FE_{prom,j}$ es el factor de emisión promedio para el combustible j,

$\%Incertidumbre_{est}$ es el porcentaje de incertidumbre preestablecido.

3.3 Determinación de los factores de emisión e incertidumbre.

Los factores de emisión fueron calculados conforme a los procedimientos descritos anteriormente y agrupados por su origen: cadena de la refinación del petróleo, cadena de producción de carbón, combustibles alternos, y finalmente los provenientes del proceso de gas. En las siguientes secciones se presentan los resultados.

3.3.1 Factores de emisión para combustibles de la refinación del petróleo.

Factores de emisión para gasolina.

La tabla 1 muestra los resultados obtenidos para los factores de emisión por unidad de energía (kg CO₂/TJ), por unidad de peso (kg CO₂/kg combustible) y por unidad de volumen (kg CO₂/l combustible). Además, se incluyen la densidad, el poder calorífico neto (MJ/kg combustible) y el contenido de carbono en % en peso y por unidad de energía (kg C/GJ) para cada una de las muestras.

Adicionalmente, se presentan el promedio y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto.

Factores de emisión para turbosina.

La tabla 2 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto de la turbosina.

Factores de emisión para gasavión.

La tabla 3 muestra los resultados obtenidos para los factores de emisión y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico del gas.

Factores de emisión para diésel.

La tabla 4 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto del diésel.

Factores de emisión para combustóleo.

La tabla 5 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto del combustóleo.

Tabla 1. Factores de emisión e incertidumbre para gasolina.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
MAGNA RP VERACRUZ	0.740	86.21	42.72	20.18	73,943.26	3.159	2.338
MAGNA RP VILLAHERMOSA	0.740	86.13	42.83	20.11	73,684.91	3.156	2.334
MAGNA ZMVM	0.723	85.52	39.53	21.63	79,270.77	3.134	2.265
MAGNA RP LEÓN	0.742	86.22	42.45	20.31	74,422.20	3.159	2.344
MAGNA ZMG	0.742	86.07	42.47	20.27	74,257.74	3.154	2.341

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
MAGNA RP LAGOS DE MORENO	0.743	86.04	42.49	20.25	74,196.92	3.153	2.343
MAGNA ZMM 1	0.795	85.48	43.04	19.86	72,772.02	3.132	2.489
MAGNA ZMM 2	0.727	85.45	43.98	19.43	71,191.65	3.131	2.275
MAGNA RP TAMPICO	0.750	85.39	43.18	19.78	72,459.71	3.129	2.346
PREMIUM RP VERACRUZ	0.731	86.22	42.23	20.42	74,809.91	3.159	2.309
PREMIUM RP VILLAHERMOSA	0.738	86.14	42.02	20.50	75,114.02	3.156	2.329
PREMIUM ZMVM	0.729	83.41	40.89	20.40	74,743.46	3.056	2.229
PREMIUM RP LEON	0.730	86.16	42.24	20.40	74,740.15	3.157	2.304
PREMIUM ZMG 1	0.733	86.05	42.71	20.15	73,823.31	3.153	2.310
PREMIUM ZMG 2	0.736	86.09	42.85	20.09	73,616.32	3.154	2.321
PREMIUM ZMM 1	0.749	85.21	43.49	19.59	71,791.55	3.122	2.338
PREMIUM ZMM 2	0.735	85.18	43.65	19.51	71,503.22	3.121	2.295
PREMIUM RP TAMPICO	0.729	85.26	43.45	19.62	71,899.81	3.124	2.277
Promedio	0.739	75.72	42.57	20.14	73,791.164	3.139	2.322
Desviación estándar	0.016	0.58	1.03	0.50	1,844.661	0.025	0.053
Incertidumbre 95% Confianza	0.009	0.65	0.61	0.30	1,086.977	0.015	0.031
% Incertidumbre 95%Confianza	1.25	0.86	1.43	1.47	1.47	0.47	1.35
# Muestras % deseado incert.	2	1	2	2	2	1	2

Nota: ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México. RP: Resto del país. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey.
 ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara.
 Elaboración propia

Tabla 2. Factores de emisión e incertidumbre para turbosina

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
TURBOSINA ZMVM 1	0.794	86.11	43.05	20.00	73,291.34	3.155	2.505
TURBOSINA ZMVM 2	0.795	85.80	43.50	19.72	72,272.03	3.144	2.498
TURBOSINA ZMM	0.790	85.83	43.27	19.84	72,681.59	3.145	2.486
TURBOSINA ZMG 1	0.794	85.83	43.15	19.89	72,883.72	3.145	2.496
TURBOSINA ZMG 2	0.791	85.00	43.17	19.69	72,145.47	3.115	2.463
TURBOSINA BAJÍO	0.788	86.00	43.19	19.91	72,960.44	3.151	2.483
TURBOSINA REF. CADEREYTA	0.769	85.79	43.48	19.73	72,296.84	3.143	2.417
TURBOSINA REF. MADERO	0.746	85.85	43.46	19.75	72,380.70	3.146	2.346
Promedio	0.783	85.78	43.28	19.82	72,614.02	3.143	2.462
Desviación estándar	0.017	0.33	0.17	0.11	404.90	0.012	0.055
Incertidumbre 95% Confianza	0.015	0.29	0.15	0.10	357.88	0.011	0.048
% Incertidumbre 95%Confianza	1.95	0.34	0.35	0.49	0.49	0.34	1.96
# Muestras % deseado incert.	2	1	1	1	1	1	2

Nota: ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México. RP: Resto del país. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey.
 ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara.
 Elaboración propia

Tabla 3. Factores de emisión e incertidumbre para gasavión.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
GASAVIÓN ZMVM	0.716	85.83	42.42	20.23	74,137.96	3.145	2.252
GASAVIÓN ZMM	0.716	85.77	43.83	19.57	71,702.80	3.143	2.251
GASAVIÓN BAJÍO	0.715	85.81	43.92	19.54	71,589.24	3.144	2.247
Promedio	0.716	85.80	43.39	19.78	72,476.67	3.144	2.250
Desviación estándar	0.001	0.03	0.84	0.39	1,439.84	0.001	0.003
Incertidumbre 95% Confianza	0.001	0.04	1.21	0.57	2,078.23	0.002	0.004
% Incertidumbre 95%Confianza	0.18	0.05	2.80	2.87	2.87	0.05	0.17
# Muestras % deseado incert.	1	1	1	1	1	1	1

Nota: ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey.
Elaboración propia.

Tabla 4. Factores de emisión e incertidumbre para diésel.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
PEMEX DIÉSEL ZMVM	0.827	85.78	42.83	20.03	73,385.49	3.143	2.599
PEMEX DIÉSEL ZMM 1	0.832	85.78	43.08	19.91	72,959.62	3.143	2.614
PEMEX DIÉSEL ZMM 2	0.817	85.84	43.34	19.81	72,572.65	3.145	2.569
PEMEX DIÉSEL ZMG 1	0.826	85.40	42.98	19.87	72,805.41	3.129	2.586
PEMEX DIÉSEL ZMG 2	0.826	85.85	43.18	19.88	72,850.05	3.146	2.597
PEMEX DIÉSEL RP L. DE MORENO	0.832	85.91	42.87	20.04	73,428.12	3.148	2.618
PEMEX DIÉSEL RP VILLAHERMOSA	0.820	85.82	42.37	20.25	74,216.80	3.145	2.579
PEMEX DIÉSEL RP SALAMANCA	0.827	86.07	43.27	19.89	72,884.82	3.154	2.609
PEMEX DIÉSEL RP TULA	0.833	85.95	45.92	18.72	68,582.96	3.149	2.625
PEMEX DIÉSEL RP LEON	0.829	85.63	43.15	19.84	72,713.88	3.138	2.602
PEMEX DIÉSEL REF.CADEREYTA	0.812	85.83	43.37	19.79	72,514.00	3.145	2.552
PEMEX DIÉSEL REF. MADERO	0.810	85.80	43.44	19.75	72,371.85	3.144	2.547
DIÉSEL MARINO REF. CADEREYTA	0.839	85.90	43.09	19.94	73,044.73	3.147	2.640
DIÉSEL MARINO TAR VERACRUZ	0.832	85.93	42.48	20.23	74,119.50	3.149	2.620
DIÉSEL IND. TAR MINATITLÁN	0.822	85.95	42.38	20.28	74,311.69	3.149	2.589
Promedio	0.826	85.83	43.18	19.88	72,850.77	3.145	2.596
Desviación estándar	0.008	0.16	0.83	0.36	1,334.57	0.006	0.027
Incertidumbre 95% Confianza	0.005	0.10	0.54	0.24	861.46	0.004	0.017
% Incertidumbre 95%Confianza	0.64	0.12	1.24	1.18	1.18	0.12	0.66
# Muestras % deseado incert.	1	1	1	1	1	1	1

Nota: ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México. RP: Resto del país. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey. ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara. L.: Lagos. REF.: Refinería. TAR: Terminal de Almacenamiento y Recibo. Elaboración propia.

Tabla 5. Factores de emisión e incertidumbre para combustóleo.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
COMBUSTÓLEO TAR TULA	0.991	86.03	39.00	22.06	80,827.20	3.152	3.124
COMBUSTÓLEO REF. TULA	0.988	83.62	39.39	21.23	77,785.09	3.064	3.026
COMBUSTÓLEO REF. MADERO	1.018	83.40	38.71	21.54	78,943.26	3.056	3.111
COMBUSTÓLEO REF. CADEREYTA	0.986	83.96	39.61	21.20	77,667.58	3.076	3.033
COMBUSTÓLEO TAR SALAMANCA	1.013	86.01	38.42	22.39	82,028.31	3.152	3.192
Promedio	0.999	84.60	39.03	21.68	79,450.29	3.100	3.097
Desviación estándar	0.015	1.31	0.49	0.52	1,920.29	0.048	0.069
Incertidumbre 95% Confianza	0.017	1.46	0.54	0.59	2,146.95	0.054	0.077
% Incertidumbre 95%Confianza	1.70	1.73	1.39	2.70	2.70	1.73	2.50
# Muestras % deseado incert.	1	1	1	2	2	1	2

Nota: TAR: Terminal de Almacenamiento y Recibo. REF. : Refinería.
Elaboración propia.

Factores de emisión para coque de petróleo.

La tabla 6 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para el contenido de carbono y el poder calorífico neto del coque de petróleo. En este caso, la densidad y el factor de emisión por volumen no se incluyeron, ya que este combustible se comercializa por peso.

Tabla 6. Factores de emisión e incertidumbre para coque de petróleo.

Muestra	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión	
	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.
COQUE REF. MINATITLÁN 1	73.52	32.36	22.72	83,247.11	2.694
COQUE REF. MINATITLÁN 2	75.14	33.36	22.52	82,531.05	2.753
COQUE REF. MADERO	70.74	32.76	21.59	79,121.29	2.592
COQUE REF. CADEREYTA 1	71.52	34.45	20.76	76,069.49	2.621
COQUE REF. CADEREYTA 2	69.38	34.36	20.19	73,986.65	2.542
Promedio	72.06	33.46	21.56	78,991.12	2.640
Desviación estándar	2.28	0.94	1.09	4,007.56	0.084
Incertidumbre 95% Confianza	2.55	1.05	1.22	4,480.59	0.093
% Incertidumbre 95%Confianza	3.54	3.13	5.67	5.67	3.54
# Muestras % deseado incert.	3	2	7	7	3

Elaboración propia

3.3.2 Factores de emisión para combustibles de la cadena de producción de carbón.

Esta cadena incluye al carbón térmico, el carbón siderúrgico y el coque de carbón. Los resultados se presentan enseguida.

Factores de emisión para carbón térmico.

La tabla 7 muestra los resultados obtenidos para los factores de emisión y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para el contenido de carbono y el poder calorífico para este combustible sólido. También en este caso, la densidad y el factor de emisión por unidad de volumen no se incluyeron, ya que este combustible se comercializa por peso.

Tabla 7. Factores de emisión e incertidumbre para carbón térmico.

Muestra	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión	
	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.
CARBÓN RIO ESCONDIDO	72.46	18.73	38.69	141,753.16	2.655
CT CARBÓN II 1	77.50	17.91	43.27	158,544.30	2.840
CT CARBÓN II 2	77.53	20.40	38.00	139,255.33	2.841
CT CARBÓN II 3	75.53	26.36	28.65	104,989.60	2.768
CT PETACALCO 1	79.57	26.15	30.43	111,493.58	2.916
CT PETACALCO 2	80.30	26.41	30.41	111,408.76	2.942
Promedio	77.15	22.66	34.91	127,907.45	2.827
Desviación estándar	2.85	4.08	5.89	21,568.24	0.104
Incertidumbre 95% Confianza	2.91	4.16	6.01	22,012.99	0.107
% Incertidumbre 95%Confianza	3.77	18.35	17.21	17.21	3.77
# Muestras % deseado incert.	4	81	72	72	4

Nota: CT Central Termoeléctrica.
Elaboración propia

Factores de emisión para carbón siderúrgico.

La tabla 8 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para el contenido de carbono y el poder calorífico neto del carbón siderúrgico. Al igual que el carbón térmico, en este caso, la densidad y el factor de emisión por unidad de volumen no se incluyeron, ya que este combustible se comercializa por peso.

Tabla 8. Factores de emisión e incertidumbre para carbón siderúrgico.

Muestra	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión	
	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.
CARBÓN SIDERÚRGICO 1	73.51	29.81	24.66	90,355.93	2.694
CARBÓN SIDERÚRGICO 2	73.86	30.00	24.62	90,211.16	2.706
CARBÓN SIDERÚRGICO 3	74.21	30.13	24.63	90,247.57	2.719
CARBÓN SIDERÚRGICO 4	74.45	30.15	24.69	90,479.37	2.728
CARBÓN SIDERÚRGICO 5	77.20	30.33	25.45	93,264.66	2.829
Promedio	74.65	30.08	24.81	90,911.74	2.735
Desviación estándar	1.47	0.19	0.36	1,319.47	0.054
Incertidumbre 95% Confianza	1.65	0.22	0.40	1,475.21	0.060
% Incertidumbre 95%Confianza	2.20	0.72	1.62	1.62	2.20
# Muestras % deseado incert.	1	1	1	1	1

Elaboración propia

Factores de emisión para coque de carbón.

La tabla 9 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para el contenido de carbono y el poder calorífico neto para este combustible sólido. De la misma manera que el carbón térmico y el siderúrgico, en este caso, la densidad y el factor de emisión por unidad de volumen no se incluyeron, ya que este combustible se comercializa por peso.

Tabla 9. Factores de emisión e incertidumbre para coque de carbón.

Muestra	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión	
	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.
COQUE DE CARBÓN 1	76.60	24.55	31.20	114,327.18	2.807
COQUE DE CARBÓN 2	76.00	25.38	29.94	109,722.12	2.785
COQUE DE CARBÓN 3	75.30	25.60	29.41	107,777.28	2.759
COQUE DE CARBÓN 4	75.20	25.45	29.55	108,268.53	2.755
COQUE DE CARBÓN 5	75.50	25.64	29.45	107,894.95	2.766
Promedio	75.72	25.32	29.91	109,598.01	2.774
Desviación estándar	0.58	0.45	0.75	2,755.15	0.021
Incertidumbre 95% Confianza	0.65	0.50	0.84	3,080.35	0.024
% Incertidumbre 95%Confianza	0.86	1.97	2.81	2.81	0.86
# Muestras % deseado incert.	1	1	2	2	1

Elaboración propia

3.3.3 Factores de emisión para combustibles alternos.

Factores de emisión para llantas.

La tabla 10 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para el contenido de carbono y el poder calorífico neto para las llantas. Debido a que es un combustible sólido, no se incluyeron ni la densidad ni el cálculo del factor de emisión por unidad de volumen.

Tabla 10. Factores de emisión e incertidumbre para llantas.

Muestra	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión	
	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.
LLANTA AUTO DF 1	85.50	36.20	23.62	86,542.56	3.133
LLANTA AUTO DF 2	83.55	33.68	24.81	90,896.38	3.061
LLANTA AUTO ZMM 1	84.12	37.06	22.70	83,169.88	3.082
LLANTA AUTO ZMM 2	84.21	37.40	22.52	82,501.96	3.086
LLANTA AUTO ZMG 1	82.11	35.84	22.91	83,946.05	3.009
LLANTA AUTO ZMG 2	81.25	36.86	22.04	80,768.17	2.977
LLANTA CAMIONETA DF	86.55	36.64	23.62	86,553.34	3.171
LLANTA CAMIONETA RP	78.47	36.47	21.52	78,838.82	2.875
LLANTA CAMIÓN DF	86.48	35.97	24.04	88,094.23	3.169
LLANTA CAMIÓN RP	85.13	37.53	22.68	83,114.40	3.119
Promedio	83.74	36.37	23.05	84,442.58	3.068
Desviación estándar	2.53	1.10	0.98	3,592.45	0.093
Incertidumbre 95% Confianza	2.00	0.87	0.78	2,840.08	0.073
% Incertidumbre 95%Confianza	2.39	2.39	3.36	3.36	2.39
# Muestras % deseado incert.	3	3	5	5	3

Nota: DF: Distrito Federal. RP: resto del país. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey. ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara. Elaboración propia.

Factores de emisión para estopa.

La tabla 11 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para el contenido de carbono y el poder calorífico neto para las estopas impregnadas. Debido a que es un combustible sólido, no se incluyeron ni la densidad ni el cálculo del factor de emisión por unidad de volumen.

Factores de emisión para combustible alternativo y residuos sólidos.

La tabla 12 muestra los resultados obtenidos para los factores de emisión, el contenido de carbono y el poder calorífico neto para estos combustibles. Ya que solo se dispone de una muestra en cada caso, no es posible realizar el análisis de incertidumbre. Debido a que estos son combustibles sólidos, no se incluyeron ni la densidad ni el cálculo del factor de emisión por unidad de volumen.

Tabla 11. Factores de emisión e incertidumbre para estopa impregnada.

Muestra	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión	
	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.
ESTOPA ACEITE DF 1	66.43	31.96	20.79	76,160.48	2.434
ESTOPA ACEITE DF 2	73.35	25.04	29.29	107,334.17	2.688
ESTOPA NAFTA DF 1	44.77	17.09	26.20	95,988.06	1.640
ESTOPA NAFTA DF 2	41.87	15.34	27.29	100,011.47	1.534
ESTOPA NAFTA DF 3	42.81	15.54	27.55	100,940.72	1.569
ESTOPA PINTURA DF 1	43.17	17.34	24.90	91,223.17	1.582
ESTOPA PINTURA DF 2	62.04	22.23	27.91	102,259.70	2.273
ESTOPA PINTURA DF 3	48.36	18.14	26.66	97,683.50	1.772
ESTOPA DIÉSEL DF 1	66.05	33.91	19.48	71,370.25	2.420
ESTOPA DIÉSEL DF 2	53.07	28.39	18.69	68,494.53	1.945
Promedio	57.13	23.72	24.80	90,869.12	2.093
Desviación estándar	14.81	7.75	3.62	13,279.68	0.543
Incertidumbre 95% Confianza	11.71	6.13	2.87	10,498.51	0.429
% Incertidumbre 95%Confianza	20.50	25.82	11.55	11.55	20.50
# Muestras % deseado incert.	169	267	54	54	169

Elaboración propia

Tabla 12. Factores de emisión para combustible alterno y residuos sólidos.

Muestra	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión	
	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.
MADERA	63.14	22.41	28.17	103,236.89	2.314
CARTÓN	46.19	12.75	36.23	132,742.50	1.692
PAPEL CON ACEITE	51.53	28.69	17.96	65,811.50	1.888
PAPEL	48.71	15.44	31.55	115,596.06	1.785
PLÁSTICO	79.28	32.08	24.71	90,552.72	2.905
ALTERNO SÓLIDO	51.87	21.12	24.56	89,990.06	1.901

Elaboración propia

Factores de emisión para aceites gastados.

La tabla 13 muestra los resultados obtenidos para los factores de emisión por unidad de energía (kg CO₂/TJ), por unidad de peso (kg CO₂/kg combustible) y por unidad de volumen (kg CO₂/l combustible). Además, se incluyen la densidad, el poder calorífico neto (MJ/kg combustible) y el contenido de carbono en % en peso y por unidad de energía (kg C/GJ) para cada una de las muestras.

Adicionalmente, se presentan el promedio y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto.

Tabla 13. Factores de emisión para aceites gastados.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
ACEITE GASTADO DF 1	0.901	87.43	41.60	21.02	77,008.62	3.204	2.885
ACEITE GASTADO DF 2	0.898	89.35	38.65	23.12	84,706.60	3.274	2.940
ACEITE GASTADO ZMM 1	0.891	89.19	43.15	20.67	75,736.91	3.268	2.910
ACEITE GASTADO ZMM 2	0.875	89.28	43.45	20.55	75,289.88	3.271	2.861
ACEITE GASTADO ZMG 1	0.886	89.24	42.25	21.12	77,393.60	3.270	2.897
ACEITE GASTADO ZMG 2	0.896	89.13	41.97	21.24	77,813.89	3.266	2.926

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
ACEITE GASTADO RP 1	0.882	89.36	42.81	20.87	76,483.92	3.274	2.887
ACEITE GASTADO RP 2	0.888	89.48	42.27	21.17	77,565.02	3.279	2.911
ACEITE GASTADO RP 3	0.891	89.18	42.50	20.98	76,886.61	3.268	2.912
ACEITE GASTADO RP 4	0.911	89.01	41.63	21.38	78,343.79	3.261	2.972
Promedio	0.892	89.07	42.03	21.21	77,722.89	3.263	2.910
Desviación estándar	0.010	0.59	1.33	0.72	2,622.71	0.022	0.031
Incertidumbre 95% Confianza	0.008	0.47	1.05	0.57	2,073.44	0.017	0.025
% Incertidumbre 95%Confianza	0.92	0.52	2.51	2.67	2.67	0.52	0.85
# Muestras % deseado incert.	1	1	3	3	3	1	1

Nota: DF: Distrito Federal. RP: resto del país. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey. ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara. Elaboración propia.

Factores de emisión para naftas.

La tabla 14 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto de las naftas.

Tabla 14. Factores de emisión para naftas.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
NAFTA-1	0.697	85.84	44.82	19.15	70,176.23	3.145	2.193
NAFTA-2	0.677	85.84	45.29	18.95	69,447.98	3.145	2.129
NAFTA-3	0.691	85.85	45.18	19.00	69,625.17	3.146	2.175
NAFTA-4	0.670	85.86	45.51	18.87	69,128.36	3.146	2.108
NAFTA-5	0.692	85.82	45.32	18.94	69,385.83	3.145	2.176
Promedio	0.686	85.84	45.22	18.98	69,552.71	3.145	2.156
Desviación estándar	0.011	0.01	0.26	0.11	391.45	0.001	0.036
Incertidumbre 95% Confianza	0.013	0.02	0.29	0.12	437.65	0.001	0.040
% Incertidumbre 95%Confianza	1.87	0.02	0.63	0.63	0.63	0.02	1.86
# Muestras % deseado incert.	1	1	1	1	1	1	1

Elaboración propia

Factores de emisión para combustible alterno líquido.

La tabla 15 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto del combustible alterno líquido.

Tabla 15. Factores de emisión para combustible alterno líquido.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ / kg comb.	kgCO ₂ / l comb.
ALTERNO LÍQUIDO CENTRO	0.853	86.08	39.80	21.63	79,248.56	3.154	2.689
ALTERNO LÍQUIDO NORTE	0.932	87.56	40.74	21.49	78,751.15	3.208	2.990
ALTERNO LÍQUIDO OCCIDENTE	0.884	88.54	42.31	20.93	76,677.63	3.244	2.868
Promedio	0.889	87.39	40.95	21.35	78,225.78	3.202	2.849
Desviación estándar	0.040	1.24	1.27	0.37	1,363.61	0.045	0.151
Incertidumbre 95% Confianza	0.058	1.79	1.83	0.54	1,968.20	0.065	0.218
% Incertidumbre 95%Confianza	6.47	2.05	4.47	2.52	2.52	2.05	7.64
# Muestras % deseado incert.	6	1	3	1	1	1	8

Elaboración propia

3.3.4 Factores de emisión para combustibles gaseosos.

Los combustibles gaseosos que se incluyeron fueron el gas natural y el gas LP producidos en centros de proceso de gas, así como el gas combustible usado en centros de refinación y de proceso de gas. Enseguida se presentan los resultados obtenidos.

Factores de emisión para gas natural.

La tabla 16 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto del gas natural.

Tabla 16. Factores de emisión para gas natural.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	Poder calorífico Neto	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/m ³	% pesos	MJ/kg	kg C /GJ	kg CO ₂ /TJ	kg CO ₂ /kg GN	kg CO ₂ /m ³ GN
ZMVM 1	1.317	73.46	43.79	17.32	63,469.89	2.78	3.66
ZMVM 2	1.122	67.40	41.22	16.88	61,859.17	2.55	2.86
ZMVM 3	0.688	73.29	49.90	15.16	55,565.61	2.77	1.91
Salamanca	0.747	72.37	48.42	15.43	56,550.75	2.74	2.04
ZMG	0.768	63.79	42.78	15.40	56,413.97	2.41	1.85
Irapuato	0.707	75.67	51.10	15.29	56,017.29	2.86	2.02
ZMM	0.700	71.29	48.05	15.32	56,136.34	2.70	1.89
Madero	0.702	72.03	48.63	15.29	56,034.47	2.73	1.91
Promedio	0.844	71.16	46.74	15.76	57,755.93	2.69	2.27
Desviación estándar	0.239	3.79	3.63	0.84	3,073.99	0.14	0.65
Incert. 95% Confianza	0.211	3.35	3.20	0.74	2,717.05	0.13	0.58
% Incert. 95%Confianza	25.052	4.71	6.86	4.70	4.70	4.71	25.38
# Muestras % deseado incert.	201	8	16	8	8	8	207

Nota: ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey.
ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara.
Elaboración propia.

Factores de emisión para gas combustible en instalaciones de refinación y proceso de gas.

La tabla 17 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad, el contenido de carbono y el poder calorífico neto del gas combustible usado en centros de refinación y proceso de gas.

Tabla 17. Factores de emisión para gas combustible.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	Poder calorífico Neto	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/m ³	% peso	MJ/kg	kg C /GJ	kg CO ₂ /TJ	kg CO ₂ /kg gas comb.	kg CO ₂ /m ³ gas comb.
Salamanca	1.171	78.72	48.32	16.82	61,634.12	2.98	3.49
Cadereyta	0.990	71.13	44.83	16.38	60,030.15	2.69	2.66
Madero	0.769	62.07	41.70	15.37	56,317.44	2.35	1.81
Nuevo PEMEX	0.804	64.60	42.76	15.60	57,159.63	2.44	1.96
Cactus	0.693	74.67	50.70	15.21	55,713.55	2.82	1.96
Promedio	0.885	70.24	45.66	15.88	58,170.98	2.66	2.38
Desviación estándar	0.194	6.91	3.79	0.70	2,546.92	0.26	0.71
Incert. 95% Confianza	0.216	7.72	4.23	0.78	2,847.54	0.29	0.79
% Incert. 95%Confianza	24.444	10.99	9.27	4.90	4.90	10.99	33.18
# Muestras % deseado incert.	120	25	18	5	5	25	221

Elaboración propia

Factores de emisión para gas LP.

La tabla 18 muestra los resultados obtenidos y el análisis de incertidumbre tanto para los factores de emisión obtenidos como para la densidad tanto en fase líquida como en fase gas, el contenido de carbono y el poder calorífico. El gas LP se comercializa en peso (kg de gas LP) como en volumen en fase líquida (litros de GLP), aunque se quema en fase gaseosa.

Tabla 18. Factores de emisión para gas LP.

Muestra	Densidad Fase líquida	Densidad Fase gas	Contenido de carbono	Poder calorífico Neto	Contenido de carbono	Factor de emisión		
	kg/l	kg/m ³	% peso	MJ/kg	kg C /GJ	kg CO ₂ /TJ	kg CO ₂ /kg GLP	kg CO ₂ /l GLP fase líquida
ZMVM 1	0.531	2.002	82.06	46.11	17.80	65,207.75	3.01	1.60
ZMVM 2	0.526	1.962	81.98	46.15	17.76	65,087.30	3.00	1.58
ZMVM 3	0.534	2.022	82.10	46.09	17.81	65,267.64	3.01	1.61
ZMVM 4	0.525	1.980	82.03	46.15	17.77	65,123.17	3.01	1.58

Muestra	Densidad Fase líquida	Densidad Fase gas	Contenido de carbono	Poder calorífico Neto	Contenido de carbono	Factor de emisión		
	kg/l	kg/m ³	% peso	MJ/kg	kg C /GJ	kg CO ₂ /TJ	kg CO ₂ /kg GLP	kg CO ₂ /l GLP fase líquida
ZMVM 5	0.524	1.956	81.98	46.17	17.76	65,060.67	3.00	1.57
ZMVM 6	0.527	1.961	81.98	46.16	17.76	65,085.44	3.00	1.58
ZMVM 7	0.521	1.932	81.93	46.20	17.73	64,979.26	3.00	1.56
ZMM	0.536	2.043	82.12	46.03	17.84	65,372.39	3.01	1.61
ZMG 1	0.527	1.960	81.98	46.15	17.76	65,085.28	3.00	1.58
ZMG 2	0.533	2.003	82.06	46.11	17.80	65,209.39	3.01	1.60
Tepeji	0.523	1.947	81.96	46.18	17.75	65,031.67	3.00	1.57
Abasolo	0.526	1.973	82.02	46.15	17.77	65,124.89	3.01	1.58
Tampico	0.505	1.849	81.76	46.34	17.65	64,654.30	3.00	1.51
Tuxpan	0.503	1.816	81.69	46.35	17.63	64,580.87	2.99	1.50
Villahermosa	0.540	2.053	82.14	46.04	17.84	65,373.54	3.01	1.62
Promedio	0.525	1.96	81.99	46.16	17.76	65,082.90	3.00	1.58
Desviación estándar	0.010	0.06	0.12	0.09	0.06	221.52	0.00	0.03
Incert. 95% Confianza	0.007	0.04	0.08	0.06	0.04	142.99	0.00	0.02
% Incert. 95%Confianza	1.248	2.10	0.10	0.12	0.22	0.22	0.10	1.34
# Muestras % deseado incert	1	3	1	1	1	1	1	2

Nota: ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey.
 ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara.
 Elaboración propia.

3.4 Comparación de los factores de emisión obtenidos con los del PICC.

En esta sección, se presenta la comparación de los factores de emisión promedio y de su intervalo de confianza para un 95 % contra los valores reportados por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático en los años 1996 y 2006. Se debe hacer notar que solo en las Directrices de 2006 el PICC reportó este intervalo de confianza.

3.4.1 Factores de emisión para combustibles de la refinación del petróleo.

En la tabla 19 se presentan los resultados de los factores de emisión de los combustibles producidos por la refinación del petróleo, y su intervalo de confianza obtenido en este estudio.

Tabla 19. Comparación de factores de emisión de combustibles de la refinación del petróleo

Combustible	Variable	Factores de emisión kg CO ₂ /TJ		
		Este estudio	PICC 1996	PICC 2006
Gasolina	Límite inferior	72,704	ND	67,500
	Promedio	73,791	68,607	69,300
	Límite superior	74,878	ND	73,000
Turbosina	Límite inferior	72,256	ND	69,700
	Promedio	72,614	70,785	71,500
	Límite superior	72,972	ND	74,400
Gasavión	Límite inferior	70,398	ND	67,500
	Promedio	72,477	ND	70,000
	Límite superior	74,555	ND	73,000
Diésel	Límite inferior	72,019	ND	72,600
	Promedio	72,881	73,326	74,100
	Límite superior	73,742	ND	74,800
Combustóleo	Límite inferior	77,303	ND	75,500
	Promedio	79,450	76,593	77,400
	Límite superior	81,597	ND	78,800
Coque de petróleo	Límite inferior	74,511	ND	82,900
	Promedio	78,991	98,817	97,500
	Límite superior	83,472	ND	115,000

Elaboración propia.

Nota: ND: No Disponible.

Para el caso del factor de emisión de la gasolina, el valor promedio obtenido en este estudio, es un 6.5 % mayor al promedio del IPCC en 2006 y un 7.5 % mayor al de 1996. El promedio obtenido está fuera del intervalo de confianza reportado por el PICC en 2006. Estos promedios son un 1% mayores al límite superior reportado por el PICC en 2006. El límite superior encontrado, es mayor en 1 % al reportado por el PICC.

Para la turbosina, aunque el valor promedio obtenido en este estudio es 1.5 % mayor al reportado por el PICC en 2006 y 2.6 % al de 1996, cae en el intervalo mostrado en dicho reporte.

El factor de emisión promedio de este estudio para el gasavión es 3.5 % mayor al del PICC en 2006 y cae en el intervalo mostrado en dicho reporte. Los límites inferior y superior son mayores 4.3 y 2.1 % a los respectivos límites mostrados por el PICC en 2006. El PICC no reporta factor de emisión para este combustible en 1996.

En el caso del diésel, el promedio encontrado en este estudio es 1.6 % menor al reportado por el PICC en 2006 y 0.61 % menor al de 1996 y se encuentra dentro del intervalo de confianza mostrado en las Directrices del 2006.

El factor de emisión promedio para el combustóleo de este reporte es 2.6 % mayor al mostrado en las Directrices de 2006 y 3.7% mayor que el de las de 1996. Los límites inferior y superior encontrados son 2.4 y 3.6 % mayores que los presentados en las Directrices del PICC en 2006. El promedio obtenido está fuera del intervalo de confianza reportado por el PICC en 2006.

El valor promedio obtenido para el coque de petróleo es 19 % y 20 % menor al reportado por el PICC en 2006 y 1996, mientras que el límite superior encontrado en este estudio es 1 % mayor al límite inferior dado para este combustible por el PICC en 2006. Los límites inferior y superior encontrados son 10.1 y 27.4 % menores que los mismos límites mostrados en las Directrices del PICC en 2006. El promedio obtenido está fuera del intervalo de confianza reportado por el PICC en 2006.

3.4.2 Factores de emisión para combustibles de la cadena de producción de carbón.

En la tabla 20 se presentan los resultados de los factores de emisión de los combustibles de la cadena de producción de carbón, y su intervalo de confianza obtenido en este estudio. El valor promedio obtenido para el carbón térmico de petróleo es 37.5 % mayor al reportado por el PICC en 2006 y 40.4 % mayor al de las Directrices de 1996. Por otro

lado, el límite inferior de este estudio es 1.7 % mayor al límite superior para este combustible obtenido por el PICC en 2006. Los límites inferior y superior encontrados son 13.7 y 62.6 % mayores que los mismos límites mostrados por el PICC en 2006.

Para el carbón siderúrgico, el promedio de este estudio es 3.9 % menor al reportado por el PICC en 2006 y 1.9 % menor que el fijado en 1996. El límite inferior es 2.5 % mayor, mientras que el límite superior es 9 % menor a los mismos límites del PICC en 2006.

En el caso del coque de carbón, el valor promedio de este estudio es 2.4 % mayor al del PICC en 2006, mientras que el límite inferior es 11 % mayor, en tanto que el límite superior es 5 % menor a los mismos límites del PICC de 2006. Los factores de emisión promedio obtenidos tanto para el carbón siderúrgico como para el coque de carbón están dentro del intervalo de confianza establecido por el IPCC en 2006.

Tabla 20. Comparación de factores de emisión de combustibles de la de la cadena de producción de carbón.

Combustible	Variable	Factores de emisión kg CO ₂ /TJ		
		Este estudio	PICC 1996	PICC 2006
Carbón térmico	Límite inferior	101,755	ND	89,500
	Promedio	132,176	94,145	96,100
	Límite superior	162,597	ND	100,000
Carbón siderúrgico	Límite inferior	89,437	ND	87,300
	Promedio	90,912	92,708	94,600
	Límite superior	92,387	ND	101,000
Coque de carbón	Límite inferior	106,518	ND	95,700
	Promedio	109,598	ND	107,000
	Límite superior	112,678	ND	119,000

Elaboración propia.

Nota: ND: No Disponible.

3.4.3 Factores de emisión para combustibles alternos.

En la tabla 21 se presentan los resultados de los factores de emisión de los combustibles alternos, y su intervalo de confianza obtenido en este estudio.

Tabla 21. Comparación de factores de emisión de combustibles alternos.

Combustible	Variable	Factores de emisión kg CO ₂ /TJ		
		Este estudio	IPCC 1996	IPCC 2006
Llantas	Límite inferior	81,603	ND	ND
	Promedio	84,443	ND	ND
	Límite superior	87,283	ND	ND
Estopa	Límite inferior	80,371	ND	ND
	Promedio	90,869	ND	ND
	Límite superior	101,368	ND	ND
Madera	Límite inferior		ND	95,000
	Promedio	103,237	107,441	112,000
	Límite superior		ND	132,000
Cartón	Límite inferior		ND	ND
	Promedio	132,742	ND	ND
	Límite superior		ND	ND
Papel	Límite inferior		ND	ND
	Promedio	115,596	ND	ND
	Límite superior		ND	ND
Plástico	Límite inferior		ND	ND
	Promedio	90,553	ND	ND
	Límite superior		ND	ND
Alterno sólido	Límite inferior		ND	ND
	Promedio	89,990	ND	ND
	Límite superior		ND	ND
Aceite gastado	Límite inferior	75,649	ND	72,200
	Promedio	77,723	ND	73,300
	Límite superior	79,796	ND	73,400
Nafta	Límite inferior	69,115	ND	69,300
	Promedio	69,553	72,600	73,300
	Límite superior	69,990	ND	76,300
Alterno líquido	Límite inferior	76,258	ND	ND
	Promedio	78,226	ND	ND
	Límite superior	80,194	ND	ND

Elaboración propia.

Nota: ND: No Disponible.

Las Directrices del PICC de 1996 y 2006 solamente reportan factores de emisión para la madera y la nafta y las de 2006 adicionalmente incluyen al aceite gastado, por lo que solamente es posible realizar éstas comparaciones.

Ya que solamente se dispone de un valor para el factor de emisión de la madera en este estudio, solamente es posible comparar el promedio, y se encontró que es 7.8 y 3.9 %

menor a los factores de emisión presentados en las Directrices del PICC de 2006 y 1996 respectivamente.

Para del aceite gastado el promedio obtenido es 6 % mayor que el fijado por el reporte del PICC en 2006 y no cae en el intervalo de confianza mostrado en dicho reporte, mientras que, los límites inferior y superior son mayores 4.8 % y 8.7 % que los mismos límites del PICC en 2006.

En el caso de la nafta, el factor de emisión promedio de este estudio es menor 5.1 y 4.2 % respectivamente que los mostrados en las Directrices del PICC de 2006 y 1996 respectivamente y cae en el intervalo de confianza mostrado en dicho reporte en 2006. En tanto, los límites inferior y superior son menores 0.3 % y 8.3 % que los mismos límites del PICC en 2006.

3.4.4 Factores de emisión para combustibles gaseosos.

En la tabla 22 se presentan los resultados de los factores de emisión de los combustibles gaseosos, y su intervalo de confianza obtenido en este estudio.

Para el gas natural, el factor de emisión promedio de este estudio es mayor 2.9 y 3.5 % respectivamente que los mostrados en las Directrices del PICC de 2006 y 1996 respectivamente, pero cae en el intervalo para un nivel de confianza del 95%. Los límites inferior y superior obtenidos son mayores 1.4 % y 3.7 % que los mismos límites del PICC en 2006.

Tabla 22. Comparación de factores de emisión de combustibles gaseosos.

Combustible	Variable	Factores de emisión kg CO ₂ /TJ		
		Este estudio	IPCC 1996	IPCC 2006
Gas natural	Límite inferior	55,039	ND	54,300
	Promedio	57,756	55,820	56,100
	Límite superior	60,473	ND	58,300
Gas combustible	Límite inferior	55,323	ND	48,200
	Promedio	58,171	66,400	57,600
	Límite superior	61,019	ND	69,000

Combustible	Variable	Factores de emisión kg CO ₂ /TJ		
		Este estudio	IPCC 1996	IPCC 2006
Gas LP	Límite inferior	64,940	ND	61,600
	Promedio	65,083	62,751	63,100
	Límite superior	65,226	ND	65,600

Elaboración propia.

Nota: ND: No Disponible.

En cuanto al el gas combustible, usado en centros de trabajo de refinación y proceso de gas, el factor de emisión promedio de este estudio es 0.99 % menor que el presentado en las Directrices del PICC de 2006 y está dentro del intervalo reportado por este Panel, mientras que es 12.4 % mayor que el de las Directrices del PICC de 1996. El límite inferior es 14.8 % mayor, en tanto que el límite superior es 11.6 % menor a los mismos límites mostrados por el PICC de 2006.

Finalmente, para el gas LP, el factor de emisión promedio de este estudio es mayor 3.1 y 3.7 % respectivamente que los mostrados en las Directrices del PICC de 2006 y 1996 respectivamente y está dentro del intervalo reportado por este Panel.

En cuanto al límite inferior, este es 5.4 % mayor, en tanto que el límite superior es 0.6 % menor a los mismos límites mostrados por el PICC de 2006.

4. REFERENCIAS DE NORMA, REGULACIONES Y ESTANDARES APLICABLES.

Los métodos de prueba que se utilizaron para muestrear y determinar las propiedades de los combustibles se presentan en la tabla 23.

Tabla 23. Métodos estandarizados de prueba.

METODO	DESCRIPCION
ASTM D4057	Practica estandarizada para la obtención de muestras de petróleo y de productos derivados del petróleo.
ASTM D5854*	Práctica estandarizada para mezclado y manejo de muestras líquidas del petróleo y productos del petróleo.
ASTM D1265	Práctica estandarizada para muestrear Gases Licuados de Petróleo, Método Manual.
GPA-2166*	Obtención de muestras de gas natural para análisis por cromatografía de gases.

METODO	DESCRIPCION
GPA 2286*	Método de análisis extendido para gas natural y mezclas gaseosas similares por cromatografía de gases con temperatura programada
ASTM D6730	Método estandarizado de prueba para la determinación de componentes individuales en combustibles para motor de ignición por cromatografía de gas de alta resolución con columna capilar de 100 m capilar empleando pre columna.
ASTM D5291	Métodos estandarizados de prueba para la determinación instrumental de carbono, hidrógeno y nitrógeno en productos del petróleo y lubricantes.
ASTM D4294	Método estandarizado de prueba para la determinación de azufre en petróleo y productos del petróleo por espectrometría de fluorescencia de rayos X mediante dispersión de energía.
ASTM D4629	Método estandarizado de prueba para la determinación de trazas de nitrógeno en hidrocarburos líquidos derivados del petróleo por combustión oxidativa con entrada por jeringa y detección por quimioluminiscencia.
ASTM D1552	Método estandarizado de prueba para la determinación de azufre en productos del petróleo (método a alta temperatura)
ASTM C 1408	Método estandarizado de prueba para la determinación instrumental de carbono (total) en polvo y pellets de óxido de uranio por combustión directa adaptado para determinar carbono, hidrógeno y nitrógeno en sólidos.
ASTM D240	Método estandarizado de prueba para determinar el calor de combustión de hidrocarburos líquidos combustibles por bomba calorimétrica.
ASTM D1298*	Método estandarizado de prueba para la determinación de densidad de líquidos.
ASTM D70	Método estandarizado de prueba para la determinación de densidad de semisólidos
ASTM D3588	Practica estandarizada para el cálculo del poder calorífico, el factor de compresibilidad y la densidad relativa de combustibles gaseosos

* Métodos certificados.
Elaboración propia

ASTM D4057. Práctica estandarizada para la obtención de muestras de petróleo y de productos derivados del petróleo.

Esta norma proporciona los procedimientos para obtener manualmente muestras de petróleo y productos de petróleo tanto líquidos, como semilíquidos o sólidos de tanques, tuberías, tambores, barriles, latas, bolsas, calderos y espacios abiertos. Describe en detalle los factores que deben considerarse para obtener una muestra representativa. Estos factores incluyen las pruebas que deben hacerse en la muestra, el tipo de recipiente que debe usarse para el muestreo y las instrucciones para muestrear materiales especiales.

ASTM D5854. Práctica estandarizada para mezclado y manejo de muestras líquidas del petróleo y productos del petróleo.

Esta práctica cubre los procedimientos de manejo, mezcla y acondicionamiento que se requieren para asegurar que se obtengan muestras representativas de petróleo o productos derivados del petróleo al pasar la muestra del contenedor de muestra primario, al aparato de prueba analítica o a un contenedor intermedio.

Muestras representativas de petróleo o productos derivados del petróleo son necesarias para la determinación de las propiedades físicas y químicas utilizadas para establecer estándares de volumen, precios y su cumplimiento de las especificaciones regulatorias y comerciales. Las muestras requieren de un manejo cuidadoso, desde el momento de su recopilación hasta que son analizadas, para mantener íntegra su composición.

ASTM D1265 Práctica Estandarizada para Muestrear Gases Licuados de Petróleo, Método Manual.

Esta práctica cubre el equipo y los procedimientos para obtener muestras representativas de gas LP para realizar las pruebas requeridas para cumplir con sus especificaciones.

Esta práctica puede ser usada para otros líquidos del gas natural que están normalmente en una fase (gas natural licuado, butano, etc.). No es aconsejado su uso en corrientes que contengan gran cantidad de gases no disueltos (como nitrógeno y dióxido de carbono), agua libre o cualquier otra fase separada.

Una muestra líquida de gas LP es transferida del equipo o tubería a muestrear al recipiente que contendrá la muestra. El recipiente de muestra se purga y se llena con el mismo líquido a muestrear, posteriormente se reduce 20% la cantidad de líquido en el recipiente de manera que permanezca sólo el 80% o menos.

El recipiente de muestra es un cilindro que soporta alta presión, preferentemente de acero inoxidable, equipado con válvulas en cada uno de sus extremos y un tubo interior en uno de sus extremos que proveerá del volumen libre (ullage) al realizar la purga.

GPA-2166 Obtención de muestras de gas natural para análisis por cromatografía de gases.

El propósito específico de este método es recomendar los procedimientos para la obtención de muestras en las corrientes de gas natural representativas de la composición de la fase vapor del sistema que está siendo analizado. Estas muestras deben ser representativas y posteriormente transportadas en recipientes adecuados a un laboratorio y analizadas por su composición incluyendo trazas o analizadas en sitio con cromatógrafos portátiles. Los recipientes deben seleccionarse para que la toma, almacenamiento y transporte de la muestra no altere la composición de gas para las pruebas en laboratorio.

GPA 2286 Método de análisis extendido para gas natural y mezclas gaseosas similares por cromatografía de gases con temperatura programada

Los componentes a ser determinados en una muestra gaseosa son físicamente separados por cromatografía de gases y comparados con los datos de calibración obtenidos en condiciones de funcionamiento idénticas. Se establecen los volúmenes de la muestra en fase gaseosa se carga la muestra y se divide el análisis en tres secciones. En la primera sección se separa el oxígeno y el nitrógeno, en la segunda sección se separa desde el metano hasta el pentano normal y en la tercera sección se separan los componentes más pesados que el iso-pentano hasta el tetradecano.

Esta prueba es significativa pues proporciona los datos necesarios para calcular diversas propiedades del gas natural como su poder calorífico o su densidad relativa y desde luego su contenido de carbono.

ASTM D6730. Método estandarizado de prueba para la determinación de los componentes individuales de combustibles para motores de combustión interna por medio de cromatografía de gases de alta resolución con columna capilar de 100 metros y pre columna.

Este método de prueba cubre la determinación de los componentes individuales, principalmente hidrocarburos, de los combustibles para motores de combustión interna con intervalo de ebullición de hasta 225°C, así como de sus mezclas con compuestos oxigenados como MTBE, ETBE y etanol. También pueden analizarse otras mezclas de hidrocarburos ligeros encontrados en las operaciones de refinación de petróleo tales como naftas, reformados, alquilados, gas LP y otros.

Las muestras representativas de las gasolinas se introducen en una columna de cromatografía de gases equipados con una columna capilar cubierta con metilsilicona y equipada con una columna auxiliar previa en las que los diferentes compuestos salen en tiempos definidos.

Esta prueba es significativa pues proporciona los datos necesarios para calcular diversas propiedades de las gasolinas y el gas LP como su poder calorífico y desde luego su contenido de carbono.

ASTM D4629 Método estandarizado de prueba para la determinación de trazas de nitrógeno en hidrocarburos líquidos derivados del petróleo por combustión oxidativa con entrada por jeringa y detección por quimioluminiscencia.

Este método de prueba cubre la determinación de trazas de nitrógeno presentes en hidrocarburos líquidos con punto de ebullición de 50 a 400 °C y con viscosidades entre 0.2 y 10 centiStokes a temperatura ambiente. Es aplicable a naftas, destilados y aceites que contienen entre 0.3 y 100 mg/kg de nitrógeno total.

ASTM D1552 Método estandarizado de prueba para la determinación de azufre en productos del petróleo (método a alta temperatura).

Este método de prueba cubre tres procedimientos para la determinación del azufre total en productos del petróleo e inclusive en aditivos y aceites lubricantes que contienen aditivos. Es aplicable a muestras con puntos de ebullición superiores a 177 °C y con contenidos mayores o iguales a 0.6 % en peso de azufre. Dos de estos tres procedimientos usan la detección de un yodato; uno de estos últimos emplea un horno de inducción para

la pirolisis, en tanto que el otro usa un horno de resistencia. El tercer procedimiento utiliza un detector infrarrojo posterior a la pirolisis de la muestra llevada a cabo en un horno de resistencia. Puede aplicarse al análisis de coque de petróleo con un contenido de azufre de hasta 8 % en peso.

ASTM D4294 Método estandarizado de prueba para la determinación de azufre en petróleo y productos del petróleo por espectrometría de fluorescencia de rayos X mediante la dispersión de energía.

Este método de prueba cubre la determinación de azufre total en petróleo o productos del petróleo que son líquidos a temperatura ambiente o que pueden ser licuados con la aplicación de calor moderado o que son solubles en hidrocarburos. Estos materiales incluyen, diésel, turbosina, nafta, combustóleo, bases de lubricantes, aceites hidráulicos, petróleo crudo, gasolina, biodiesel y otros productos del petróleo similares.

ASTM D5291 Métodos estandarizados de prueba para la determinación instrumental de carbono, hidrógeno y nitrógeno en productos del petróleo y lubricantes.

Estos métodos de prueba cubren la determinación instrumental de carbono, hidrógeno y nitrógeno en muestras de laboratorios de productos de petróleo y lubricantes. Los valores obtenidos representan el carbono total, el hidrógeno total y el nitrógeno total.

Estos métodos de prueba son aplicables a muestras tales como petróleo crudo, combustóleo, aditivos y residuos para el análisis de carbono, hidrógeno y nitrógeno y fueron probados en el intervalo de concentración de cuando menos 75 a 87 por ciento de carbono, al menos 9 a 16 por ciento de hidrógeno y menos de 0.1 a 2 por ciento peso de nitrógeno.

Todos los métodos de prueba convierten a los materiales en su totalidad a un gas que contiene dióxido de carbono, vapor de agua y óxidos de nitrógeno. La conversión de los materiales a los gases correspondientes tiene lugar por la combustión de la muestra a temperatura elevada en una atmósfera de oxígeno puro, los compuestos gaseosos que se pueden producir incluyen a:

- Dióxido de carbono, por la oxidación de los compuestos orgánicos y el carbón elemental,
- Halogenuros de hidrógeno por la conversión de halogenuros orgánicos (o hidrógenos orgánicos, si ocurre),
- Vapor de agua por la oxidación del hidrógeno y la liberación de humedad,
- Nitrógeno y óxidos de nitrógeno por la oxidación de nitrógeno orgánico y
- Óxidos de azufre por la oxidación de azufre orgánico.

Una vez obtenidos los productos de la combustión hay varios métodos disponibles para aislar y cuantificar los productos gaseosos y obtener la composición de carbono, hidrógeno y nitrógeno.

Uno de los métodos consiste en remover primero los óxidos de azufre con una cama de óxido de calcio en la zona de combustión secundaria. Una porción de la mezcla de gases remanente es conducida con helio de arrastre a través de un tren de cobre caliente para remover el oxígeno y reducir los óxidos de nitrógeno a nitrógeno. Posteriormente, la corriente se pasa a través de hidróxido de sodio para remover al dióxido de carbono y a través de perclorato de magnesio para remover el agua. La corriente remanente de nitrógeno elemental es cuantificada en una celda de conductividad térmica. De manera simultánea, pero separadamente a la determinación de nitrógeno, celdas de infrarrojo selectivas miden las cantidades de dióxido de carbono y agua.

ASTM C1408 Método estandarizado de prueba para la determinación de carbono (total) en polvo y pellets de óxido de uranio por combustión directa y detección con infrarrojo.

Este método cubre la determinación de carbono en polvo y pellets de óxido de uranio y cubre la determinación de 50 a 500 microgramos de carbón residual. Este método se ha adaptado para determinar carbono total en muestras sólidas y catalizadores.

La muestra originalmente en polvo o triturada se coloca en un crisol, se coloca en un horno calentado por inducción y se quema en una corriente de oxígeno puro a una temperatura

de entre 1600 a 1700 °C. La corriente de gases de combustión se hace pasar por un catalizador (óxido de cobre) para convertir todo el monóxido de carbono a dióxido de carbono y posteriormente se hace pasar por un sistema de columnas de sílica gel platinizada, perclorato de magnesio, hidróxido de sodio y celulosa para liberar al dióxido de carbono de compuestos de azufre, nitrógeno, halógenos y agua. La corriente de dióxido de carbono puro se pasa por un detector de infrarrojo y la cantidad de carbono se determina automáticamente a partir de datos de calibración almacenados previamente al sistema de cálculo.

ASTM D240. Método estandarizado de prueba para la determinación del calor de combustión de hidrocarburos combustibles líquidos por medio de una bomba calorimétrica.

Este método de prueba cubre la determinación del calor de combustión de hidrocarburos combustibles líquidos con un intervalo de volatilidad desde los destilados ligeros hasta los residuos pesados. Bajo condiciones normales este método de prueba es aplicable a gasolina, querosenos como la turbosina, diésel y combustóleo.

El calor de combustión superior (en el cual todos los productos de la combustión son gaseosos, excepto el agua que es líquido) es determinado en este método de prueba quemando una muestra de un peso conocido en una bomba calorimétrica de oxígeno bajo condiciones controladas. El calor de combustión superior se calcula por medio de las temperaturas medidas antes, durante y después de la combustión, con las correcciones necesarias por la termoquímica y la transferencia de calor. Se pueden utilizar calorímetros con enchaquetado isotérmico o adiabático.

El calor de combustión neto se calcula a partir del calor de combustión superior y el contenido de hidrógeno de la muestra o por medio de una fórmula empírica que los relaciona.

ASTM D1298. Método estandarizado de prueba para la determinación de densidad de líquidos.

Este método de prueba cubre la determinación en laboratorio, utilizando un hidrómetro de vidrio en conjunto con una serie de cálculos, de la densidad, densidad relativa o de la gravedad API de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y mezclas de productos del petróleo y productos no derivados del petróleo que normalmente sean líquidos con una presión de vapor Reid de 101.325 kPa. Los valores de densidad se determinan a temperatura ambiente y se corrigen a 15 °C por medio de cálculos y tablas estandarizadas internacionalmente.

Las lecturas obtenidas inicialmente con el hidrómetro son lecturas no corregidas y por lo tanto no son mediciones de la densidad. Estas lecturas del hidrómetro se pueden efectuar a la temperatura de referencia o a cualquier otra temperatura conveniente de medición y son corregidas por efectos del menisco, la expansión térmica del vidrio y los efectos de la temperatura desde la temperatura de medición hasta la de referencia utilizando las Tablas de Mediciones del Petróleo.

ASTM D70 Método estandarizado de prueba para la determinación de la de densidad de materiales bituminosos semisólidos (Método del picnómetro).

Este método cubre la determinación de la densidad de materiales bituminosos semisólidos, como asfalto y alquitranes, utilizando un picnómetro. El picnómetro, consistente de un recipiente cilíndrico o cónico con una tapa esmerilada perforada, que se coloca en un baño de temperatura controlada y se calibra con agua desionizada.

Después de pesado vacío (peso A), el picnómetro se llena de agua desionizada, se coloca en el baño de temperatura controlada por más de treinta minutos, se seca exteriormente y se vuelve a pesar (peso B).

Si el material es semisólido se calienta para colocarlo en el picnómetro, llenando tan sólo una parte de éste, y dejándolo enfriar hasta temperatura ambiente para colocarlo en el baño de temperatura controlada por más de treinta minutos. Si es sólido se llena el picnómetro sólo parcialmente y se coloca en el baño de temperatura controlada por más de treinta minutos. El picnómetro se saca del baño, se seca y se pesa (peso C).

Por último se llena el espacio vacío del picnómetro con agua desionizada, se coloca por más de treinta minutos en el baño de temperatura controlada, se saca, se seca y se pesa (peso D). El peso específico se calcula a partir de los pesos del picnómetro vacío (A), el peso del picnómetro con agua (B), el peso del picnómetro parcialmente lleno de (C) y el peso del picnómetro lleno parcialmente con el sólido o semisólido y con el volumen vacío lleno de agua (D).

ASTM D3588. Practica estandarizada para el cálculo del poder calorífico, el factor de compresibilidad y la densidad relativa de combustibles gaseosos.

Esta práctica cubre los procedimientos para el cálculo del poder calorífico, la densidad relativa y el factor de compresibilidad a las condiciones base (1 atmósfera y 15.6°C), para mezclas de gas natural a partir del análisis de su composición. También se aplica a todos los tipos comunes de combustibles gaseosos como por ejemplo el gas de reformado, el gas de petróleo, mezclas aire-propano y gas de hornos de coque, siempre y cuando se tengan disponibles métodos de análisis de su composición. Esta práctica también cubre los procedimientos de cálculo para pasar a otras condiciones las propiedades calculadas en la condición base.

5. CONCLUSIONES Y/O RECOMENDACIONES

Se determinaron los factores de emisión promedio para los principales combustibles fósiles y alternos consumidos en México. Se determinó la incertidumbre para este factor de emisión para un nivel de confianza del 95%.

Para las gasolinas consumidas en nuestro país, el factor de emisión promedio obtenido tiene una incertidumbre del 1.5% para un total de 18 muestras, por lo que se puede considerar que se cuenta con un factor de emisión robusto.

En el caso de la turbosina que se consume en los aeropuertos del país, el factor de emisión promedio obtenido tiene una incertidumbre de menos del 1% para un total de 8 muestras, por lo que se puede considerar que se cuenta con un factor de emisión robusto.

Con respecto a la gasolina de aviación, aun cuando el número de muestras es limitado, sólo 3, el factor de emisión promedio obtenido mostró una incertidumbre de menos del 3%, por lo que también se puede considerar que se cuenta con un factor de emisión robusto.

Considerando a el diésel consumido en los motores de los vehículos pesados, el factor de emisión promedio obtenido tiene una incertidumbre un poco mayor del 1% para un total de 15 muestras, por lo que se puede considerar que se cuenta con un factor de emisión robusto.

Lo mismo sucede para el caso del combustóleo, ya que el factor de emisión promedio obtenido tiene una incertidumbre un poco menor del 3% para un total de 5 muestras, por lo que se puede considerar que también es robusto.

En general, para el caso de los combustibles líquidos, se puede considerar que los procedimientos de análisis y cálculo utilizados dieron como resultado factores de emisión con una incertidumbre menor al 3%.

Para el caso del coque del petróleo, con un total de 5 muestras, la incertidumbre resultó casi del 6%, por lo que sería necesario tomar hasta 7 muestras para asegurar el nivel de incertidumbre del 5%.

Considerando al carbón térmico, con un total de 6 muestras, la incertidumbre resultó del 17%. Aun cuando es posible que la variabilidad en las fuentes de suministro y tipos de carbón tenga un impacto fuerte en la incertidumbre del factor de emisión, la comparación con los factores de emisión del PICC hace necesario recomendar que se aumente sustancialmente el número de muestras.

En lo que respecta al carbón siderúrgico, con un total de 5 muestras, la incertidumbre resultó menor al 2%, por lo que se puede considerar que se cuenta con un factor de emisión robusto.

Lo mismo sucede para el caso del coque de carbón, ya que el factor de emisión promedio obtenido tiene una incertidumbre un poco menor del 3% para un total de 5 muestras, por lo que se puede considerar que también es robusto.

Tomando en cuenta ahora a los combustibles alternos, el factor de emisión promedio obtenido con muestras de 15 llantas tuvo una incertidumbre un poco mayor al 3% y se puede considerar un factor de emisión robusto.

En el caso de la estopa impregnada con diferentes residuos, el factor de emisión promedio obtenido tiene una incertidumbre del 12%. Obviamente esto se debe a las características de los diversos residuos con los que se impregnó la estopa por lo que se debe aumentar sustancialmente el número de muestras para reducir la incertidumbre en el factor de emisión.

Con respecto al aceite gastado, con un total de 10 muestras, el factor de emisión promedio obtenido tuvo una incertidumbre menor al 3% por lo que este factor de emisión se puede considerar robusto.

Lo mismo sucede para el caso de la nafta, ya que el factor de emisión promedio obtenido tiene una incertidumbre menor del 1% para un total de 5 muestras, por lo que se puede considerar que también es robusto.

Considerando ahora a los combustibles gaseosos, el factor de emisión obtenido para el gas natural tiene una incertidumbre menor al 5% para un total de 8 muestras por lo que es un factor de emisión robusto. Sin embargo, si se considera el factor de emisión por unidad de volumen la incertidumbre se incrementa debido a la incertidumbre en la densidad del gas. Esta incertidumbre se debe a la variabilidad en el contenido de nitrógeno del gas natural en nuestro país.

Con respecto al gas combustible utilizado en las industrias de refinación y procesamiento de gas, el factor de emisión obtenido también resulto robusto con una incertidumbre menor al 5%, pero al igual que en el caso del gas natural la incertidumbre se incrementa para los factores de emisión por unidad de volumen, debido a la variación en la composición de los

combustibles gaseosos utilizados en la industria petrolera. Esto es consistente con la variación de este factor de emisión reportado por el PICC.

Desafortunadamente se obtuvieron muy pocas muestra de los combustibles alternos. La recomendación es involucrar a las compañías que elaboran estos combustibles para que reporten de manera voluntaria los factores de emisión de sus productos.

En el caso de las tres muestras que el mismo número de compañías proporcionaron amablemente del combustible alterno líquido, el factor de emisión promedio obtenido tuvo una incertidumbre menor al 3%, aun con este número limitado de muestras, por lo que se puede utilizar con confianza en el cálculo de las emisiones por el uso de este tipo de combustible.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

API (2013) *Carbon Content, Sampling, and Calculation*. API Technical Report 2572. First Edition, May 2013. American Petroleum Institute, Washington, DC.

ASTM (2009a) ASTM C1408-09. *Standard Test Method for Carbon (Total) in Uranium Oxide Powders and Pellets By Direct Combustion-Infrared Detection Method*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2009b) ASTM D70-09e1. *Standard Test Method for Density of Semi-Solid Bituminous Materials (Pycnometer Method)*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2010a) ASTM D4294-10. *Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2010b) ASTM D5291-10. *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2010c) ASTM D5854-96 (2010). *Standard Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2011a) *ASTM D1265-11. Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases, Manual Method.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2011b) *ASTM D3588–98(2011). Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA

ASTM (2011c) *ASTM D6730-01 (2011). Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 100–Metre Capillary (with Precolumn) High-Resolution Gas Chromatography.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2012a) *ASTM D1298-12b. Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2012b) *ASTM D4057-12. Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2012c) *ASTM D4629-12. Standard Test Method for Trace Nitrogen in Liquid Petroleum Hydrocarbons by Syringe/Inlet Oxidative Combustion and Chemiluminescence Detection.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2014a) *ASTM D1552-08(2014)e1. Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (High-Temperature Method.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

ASTM (2014b) *ASTM D240-14. Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter.* American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

GPA (2005) *GPA 2166-05. Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography.* Gas Processors Association, Tulsa, OK.

GPA (2014) *GPA 2286-14. Method for the Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Program Gas Chromatography.* Gas Processors Association, Tulsa, OK.

PICC (1996), *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Workbook (Volume 2)*. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Japan.

PICC (2006), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2: Energy. Chapter 2 Stationary Combustion*. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendía L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.