



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

PRÁCTICA **RECOMENDADA**

PR IAPG - SC 20 - 2020 - 00

Realización de inventarios de gases de efecto invernadero en actividades de exploración y producción de hidrocarburos y procesamiento de gas.

1 Notas Especiales

El presente documento tiene por objeto dar los lineamientos generales para cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y procesamiento de gas.

Las ecuaciones, metodologías, constantes y factores de emisión son los recomendados para cuantificar las emisiones GEI en estas actividades. Las mismas podrán ser actualizadas en futuras versiones de este documento reconociendo la constante evolución en la temática.

Asimismo, el presente documento reconoce que la transparencia en la información es clave para las estimaciones que surgen en el desarrollo de los inventarios de GEI; debido a esto es recomendable que, durante el desarrollo de los mismos y la cuantificación de las emisiones, cualquier estimación que se realice sea claramente identificada y comunicada en los reportes que se generen como así también cualquier otro supuesto o criterio tomado que no se encuentre en el presente documento o que, si bien se encuentra en el presente documento, se opta por otra opción.

2 ALCANCE Y LIMITES

Los lineamientos de este documento se presentan para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y al procesamiento de gas.

Los gases de efecto invernadero considerados para establecer estas recomendaciones son el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O); por ser los más relevantes en las actividades antes mencionadas.

Para la cuantificación de las emisiones directas expresadas en toneladas de CO₂ equivalente (CO₂eq.) se recomienda utilizar los Potenciales de Calentamiento Global (PCG) considerados para el segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto publicados por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC)¹.

En este sentido se recomienda utilizar los valores incorporados en la tabla presentada a continuación (Tabla 1):

Tabla 1: Potencial de Calentamiento Global:

Gas	PCG
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298

Teniendo en cuenta que las empresas varían tanto en su estructura legal como en su estructura organizacional y que se debe seleccionar un enfoque para consolidar sus emisiones de GEI en forma consistente; se recomienda seguir lo establecido en el GHG Protocol² del Instituto de Recursos Mundiales (WRI) y el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sustentable (WBCSD); o bien la guía de emisiones GEI de IPIECA³ para establecer los límites en la cuantificación. A su vez, en lo que se refiere al reporte, es recomendable reportar las emisiones de CO₂ equivalente y desglosarla con los gases considerados reflejando las emisiones de cada gas por separado.

3 FUENTES DE EMISIÓN

Tabla 2: Cuadro resumen de fuentes de emisión:

FUENTES GEI
Calderas / Generadores de vapor
Calentadores
Generadores de combustión interna
Bombas de incendio
Compresores
Compresores boca de pozo
Turbinas de gas
Compresores centrífugos/turbina
Motogeneradores
Antorchas
Incineradores
Equipos móviles de perforación
Otros vehículos de la empresa
Aviones/helicópteros
Barcos/botes
Excavación, construcción y preparación de sitios
Procesos de deshidratación
Procesos de remoción de gas ácido - Plantas de aminas / membrana
Tanques de almacenamiento y recipientes de drenajes
Perforaciones exploratorias
Prueba de pozos y terminaciones
Equipos neumáticos
Bombas de inyección de aditivos químicos
Sistemas de muestro y análisis de gases
Otros
Desgasificadoras de lodos
Casings de baja presión
Purgas de compresores
Inicios de compresores
Purgas de líneas
Purgas de recipientes
Terminación de pozos
Workovers
Cortes de emergencia/purgas de emergencias
Válvulas de liberación de presión
Descontrol de pozos
Control de incendios
Pérdidas en componentes de equipos
Plantas de tratamiento
Refrigeración/Aire acondicionado
Electricidad comprada
Vapor/calor comprado
Cogeneración

A continuación, se presentan una distinción de las fuentes de emisión de acuerdo con los procesos que las generan.

3.1 EMISIONES POR COMBUSTIÓN (FUENTES FIJAS Y MÓVILES; ANTORCHAS Y OTROS)

Las emisiones por combustión se producen por la quema de combustible fósil (líquidos, sólidos o gaseosos) y/o corrientes residuales de los procesos. En este sentido se pueden mencionar combustibles como el gas natural, gas oil, fuel oil, carbón, naftas, GLP, gas de producción y corrientes residuales (por ejemplo, en las refinerías cuyo contenido energético permite el uso de este como combustible para la generación de energía mecánica o térmica).

Estos procesos de combustión emiten ciertos gases a la atmósfera. En este documento nos centraremos en las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O. Estas emisiones son independientes de los equipos que utilicemos y dependen en la cantidad y calidad del combustible que se combustione. De esta forma, los cálculos que se realicen para la cuantificación de las emisiones se construirán a partir de las cantidades de los distintos tipos de combustibles consumidos y los correspondientes factores de emisión.

Procesos de combustión con aprovechamiento energético (hornos, calderas, turbinas, calentadores)

Procesos de combustión sin aprovechamiento energético (antorchas, incineradores)

El factor de oxidación se asume como 1 para la combustión de combustible fósil en fuentes estacionarias, a menos que se cuente con información más precisa. Esta recomendación es conservadora en la estimación de emisiones con fines de identificar acciones de reducción. Esto aplica para todas las fuentes de emisión por combustión menos las antorchas, cuyo factor de oxidación se especifica más adelante.

3.2 EMISIONES DE PROCESO

Estas emisiones se generan como resultado de reacciones químicas, procesos de separación físicos/químicos, o por procesos biológicos en plantas de tratamiento de aguas residuales y/o residuos. En este sentido, se pueden considerar las emisiones de CH₄ en los procesos de recuperación de glicol en las deshidratadoras o las emisiones de CO₂ y CH₄ en las plantas de aminas endulzadoras de gas.

Las emisiones directas intencionales o no; o pérdidas que se producen en los procesos se incluyen en las emisiones fugitivas/venteos.

3.3 EMISIONES FUGITIVAS Y VENTEOS

Estas emisiones son aquellas que se liberan en forma intencional o no directamente a la atmósfera y que incluyen las pérdidas en equipos y componentes, venteos directos por ensayos de pozo u otras actividades, pérdidas por evaporación y flasheos.

3.4 EMISIONES INDIRECTAS

Las emisiones indirectas están asociadas a la importación (compra) de energía (eléctrica o térmica) que se genera fuera de los límites establecidos por la compañía.

Se recomienda cuantificar y reportar estas emisiones (que se generan por fuera de los límites establecidos por la compañía), pero las mismas se deben cuantificar en forma separada (identificándolas como emisiones indirectas); ya que son producto de la generación de la energía eléctrica y/o térmica por otro generador y ya han sido cuantificadas.

A su vez, se recomienda utilizar el factor de emisión (margen operativo) de la red eléctrica nacional último publicado por la autoridad competente.

4 CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES

La cuantificación de emisiones y su correspondiente reporte deben basarse en los siguientes principios⁴:

Relevancia: Asegura que el inventario refleje de manera apropiada las emisiones para ser un elemento objetivo en la toma de decisiones tanto de usuarios internos como externos a la empresa.

Integridad: considera que las actividades desarrolladas deben abarcar todas las fuentes de emisión y las actividades incluidas en el límite establecido de cuantificación. Se debe reportar y justificar cualquier excepción a este principio general.

Constancia: considera el uso de metodologías consistentes que permitan comparaciones significativas de las emisiones a lo largo del tiempo. Documenta de manera transparente cualquier cambio en los datos, en los límites establecidos, en los métodos de cálculo o en cualquier otro factor relevante en una serie de tiempo.

Transparencia: Atiende todas las cuestiones significativas o relevantes de manera objetiva y coherente, basada en un seguimiento de auditoría transparente. Revela todos los supuestos de importancia y hace referencias apropiadas a las metodologías de contabilidad y cálculo, al igual que a las fuentes de información utilizadas.

Precisión: Asegura que la cuantificación de las emisiones no observe errores sistemáticos o desviaciones con respecto a las emisiones reales, hasta donde pueda ser evaluado, y de tal manera que la incertidumbre sea reducida en lo posible. Es necesario adquirir una precisión suficiente que permita a los usuarios tomar decisiones con una confianza razonable con respecto a la integridad de la información reportada.

4.1 NIVELES METODOLÓGICOS

Para realizar la cuantificación de las emisiones de GEI, es necesario conocer los datos de la actividad específica y los factores de emisión. Este análisis puede ser implementado con distinto grado de detalles, dependiendo de la información disponibles o de exactitud que se pretende alcanzar.

Para ello podrían definirse tres tipos de aproximación a los resultados: Nivel 1, 2 y 3 (conocidos también como Tier 1, 2 y 3), complejizando el nivel de cálculo, incrementando la necesidad de datos disponibles, pero profundizando el detalle de la información y resultados obtenidos.

Las metodologías más comunes consisten en combinar información sobre la medida en que tiene lugar una actividad humana (llamada datos de actividad o DA) con coeficientes que cuantifican las emisiones o absorciones por unidad de actividad. Estos se llaman factores de emisión (FE). La ecuación (Ecuación 1) básica por lo tanto es:

Ecuación 1: Emisiones = DA • FE

Por ejemplo, en el sector energético el consumo de combustible constituiría el dato de actividad y la cantidad de dióxido de carbono emitido por unidad de combustible consumido sería el factor de emisión. La ecuación básica puede ser en ciertos casos modificada para incluir otros parámetros de estimación que los factores de emisión.

Un Nivel (Tier) representa un grado de complejidad metodológica. Como se mencionó, por lo general, se proporcionan tres niveles.

El Nivel 1 (Tier 1) es el método básico, Nivel 2 (Tier 2) el intermedio y Nivel 3 (Tier 3) es el más exigentes en términos de complejidad y requisitos de datos.

Los Niveles 2 y 3 a veces se denominan métodos de nivel superior y generalmente se consideran más precisos.

Nivel 1 (Tier 1)

El método de Nivel 1 se basa en el combustible, ya que las emisiones de todas las fuentes de combustión se pueden estimar sobre la base de las cantidades de combustible quemado y factores de emisión promedio. Los FE de Nivel 1 están fácilmente disponibles para todos los GEI relevantes.

La calidad de estos FE difiere entre gases. Para el CO₂, dependen principalmente del contenido de carbono del combustible. De acuerdo con el IPCC, las condiciones de combustión (por ejemplo, la eficiencia de combustión) son relativamente poco importantes, por lo tanto, las emisiones de CO₂ pueden estimarse con bastante precisión en función de la cantidad total de combustibles quemados y el contenido promedio de carbono de los combustibles.

Sin embargo, los FE para el CH₄ y el N₂O dependen de la tecnología de combustión y las condiciones de operación y varían significativamente, tanto entre las instalaciones de combustión individuales como a lo largo del tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de FE promediados para estos gases, que deben explicar una gran variabilidad en las condiciones tecnológicas, introducirá incertidumbres relativamente grandes.

Nivel 2 (Tier 2)

En el método de Nivel 2 para energía, las emisiones de la combustión se estiman a partir de estadísticas de combustible similares, como se usa en el método de Nivel 1, pero se usan FE más específicos (a nivel país/área/instalación, etc.) en lugar de los valores predeterminados de Nivel 1, que son más generales. Dado que los FE disponibles específicos pueden diferir para diferentes combustibles específicos, tecnologías de combustión o incluso plantas individuales, los datos de actividad podrían desglosarse aún más para reflejar adecuadamente dichas fuentes desagregadas. Si estos FE específicos se derivan de datos detallados sobre el contenido de carbono en diferentes combustibles utilizados o de información más detallada sobre las tecnologías de combustión aplicadas en el país, las incertidumbres de la estimación deberían disminuir, y las tendencias a lo largo del tiempo pueden ser mejor estimado.

Nivel 3 (Tier 3)

En los métodos Tier 3 para energía, tanto los modelos detallados de emisiones o las mediciones y datos de plantas individuales son los utilizados siempre que sea posible.

Cuando son utilizados en forma adecuada, estos modelos y medidas deberían proporcionar mejores estimaciones principalmente para GEI distintos del CO₂, aunque a un mayor costo de información y esfuerzo.

El monitoreo continuo de emisiones de gases de combustión para una medición precisa de emisiones de CO₂ y otros GEI podría realizarse especialmente cuando los sistemas de monitoreo se instalan para medir otros compuestos emitidos como SO₂ o NO_x.

El monitoreo continuo de emisiones es particularmente útil cuando se trata de combustión de combustibles sólidos donde es más difícil medir la tasa del flujo del combustible o cuando los combustibles son muy variables, o cuando realizar un análisis del combustible es costoso.

La medición directa del flujo de combustible, especialmente para combustibles gaseosos o líquidos, mediante el uso de medidores de flujo de combustible pueden mejorar la precisión de los cálculos de emisiones de CO₂. Al considerar el uso de datos de medición, es una Buena Práctica evaluar la representatividad de la muestra y la idoneidad del método de medición. Los mejores

métodos de medición son aquellos que han sido desarrollados por organizaciones oficiales y comprobados en campo para determinar sus características operativas.

4.2

NIVELES METODOLÓGICOS PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS EN EL SECTOR

Con el fin de determinar las emisiones fugitivas en el sector de petróleo y gas natural se utilizan los niveles metodológicos antes mencionados. El nivel metodológico aplicado a cada segmento debe ser acorde con la magnitud de las emisiones y los recursos disponibles. De esta forma, puede ser apropiado aplicar diferentes niveles metodológicos a diferentes categorías, y posiblemente incluso incluir resultados de medición o monitoreo de emisiones reales para algunas fuentes más grandes. El enfoque general, con el tiempo, debería ser uno de refinamiento progresivo para abordar las áreas de mayor incertidumbre e impacto, y para capturar el resultado de las medidas de control llevadas a cabo. La capacidad de utilizar un enfoque de Nivel 3 dependerá de la disponibilidad de estadísticas detalladas de producción y de datos de infraestructura (por ejemplo, información sobre la cantidad y tipos de instalaciones y la cantidad y tipo de equipo utilizado en cada sitio), y puede que no sea posible aplicarlo en todas las circunstancias. Un enfoque de Nivel 1 es el método más simple de aplicar, pero es susceptible a incertidumbres sustanciales y puede contener errores de hasta un orden de magnitud o más. Por esta razón, es recomendable utilizarlo como opción de último recurso.

Los tres niveles metodológicos para estimar las emisiones fugitivas en el sector de petróleo y gas natural son descritos a continuación.

Nivel 1 (Tier 1)

El Nivel 1 comprende la aplicación de FE predeterminados y apropiados a un parámetro de actividad representativo (generalmente niveles de producción). El uso de un enfoque Tier1 se realiza utilizando la Ecuación 1.

Más allá de tener un alto grado de incertidumbre, el enfoque de Nivel 1 para el sector de petróleo y gas natural no permite mostrar ningún cambio real en la intensidad de las emisiones a lo largo del tiempo (por ejemplo, debido a la implementación de medidas de control o al cambio de las características de la fuente). En este sentido, las emisiones se vuelven fijas en proporción a los niveles de actividad, y los cambios en las emisiones reportadas a lo largo del tiempo simplemente reflejan los cambios en los niveles de actividad. Se necesitan enfoques de Nivel 2 y 3 para identificar cambios reales en las intensidades de emisión. Sin embargo, ir a estos enfoques de nivel superior requiere un esfuerzo considerablemente mayor, particularmente para el de Nivel 3, y datos de actividad más detallados.

Nivel 2 (Tier 2)

El Nivel 2 consiste en usar ecuaciones de Nivel 1 con FE más específicos, en lugar de predeterminados. Debe aplicarse en situaciones donde el uso de un enfoque de Nivel 3 no es factible. Estos valores específicos pueden desarrollarse a partir de estudios y programas de medición, o derivarse aplicando inicialmente un enfoque de Nivel 3 y luego calculando nuevamente los factores de emisión de Nivel 2.

Un enfoque alternativo de Nivel 2 que se puede aplicar para estimar la cantidad de emisiones por venteo y quema en antorcha consiste en realizar un balance de masa utilizando volúmenes de producción específicos, relaciones de gas-petróleo (GOR) y composiciones de gas.

Este enfoque se puede aplicar cuando no se dispone de valores confiables de venteos y quema en antorcha, se pueden obtener datos representativos de GOR y se espera que las emisiones de venteo y quema sean las fuentes dominantes de las emisiones fugitivas (es decir, la mayoría del gas asociado de producción no está siendo capturado o utilizado). En estas circunstancias, el enfoque alternativo de Nivel 2 también se puede utilizar para estimar las emisiones fugitivas de GEI de las actividades EOR, siempre que existan análisis de gases y vapores asociados representativos y que

las contribuciones debidas a las emisiones fugitivas de los sistemas de inyección y transporte de CO₂ sean pequeñas en comparación. Cuando se aplica el enfoque alternativo de Nivel 2, los datos informados de venteo o quema en antorcha que puedan estar disponibles para estas fuentes tampoco deben tenerse en cuenta, ya que esto daría lugar a un doble conteo.

Sin embargo, es una práctica recomendada comparar los volúmenes estimados de gas venteado y quemado usando los datos de GOR con los datos disponibles de venteo y quema para identificar y resolver cualquier anomalía potencial (es decir, los volúmenes calculados deben ser comparables con los datos reportados disponibles, o más aún si se cree que estos últimos datos están incompletos).

Nivel 3 (Tier 3)

El Nivel 3 comprende el uso de una rigurosa evaluación ascendente por tipo primario de fuente (por ejemplo, venteo, quema en antorcha, emisiones fugitivas en equipos, pérdidas por evaporación y liberaciones accidentales) a nivel de una instalación individual con la cuantificación adecuada. Debe usarse donde los datos de actividad e infraestructura estén fácilmente disponibles o puedan obtenerse de forma razonable. Los enfoques que estiman las emisiones a un nivel menos desglosado (por ejemplo, cuando se relacionan las emisiones con el número de instalaciones o la cantidad de producto) se consideran equivalentes a un enfoque de Nivel 1 si los factores aplicados se toman de la literatura general, o un enfoque de Nivel 2 si son valores específicos.

Los tipos de datos clave que se utilizarían en una evaluación de Nivel 3 incluirían los siguientes:

- Inventario de las instalaciones, incluida una evaluación del tipo y la cantidad de equipos o unidades de proceso en cada instalación, y los principales controles de emisiones (por ejemplo, recuperación de vapor, incineración de gases residuales, etc.).
- Inventario de pozos e instalaciones menores (por ejemplo, deshidratadores de campo, calentadores de línea, medición de sitios de pozos, etc.).
- Análisis específicos de gases de antorcha, venteos y otros procesos.
- Producción, análisis y datos de disposición de gas ácido a nivel de las instalaciones.
- Liberaciones atmosféricas reportadas debido a explosiones de pozos y rupturas de tuberías.
- Factores de emisión específicos para fugas de equipos (emisiones fugitivas, venteos y quemas no contabilizadas / no declaradas), pérdidas repentinas en instalaciones de producción, pérdidas por evaporación, etc.
- La cantidad y composición de gas ácido que se inyecta en formaciones subterráneas seguras para su captura.

4.3 EMISIONES DE CO₂

Emisiones por combustión

Como ha sido mencionado anteriormente, las emisiones de CO₂ producto de la quema de combustible es independiente del equipo utilizado, el mismo depende de la cantidad y calidad del combustible.

De esta forma, la ecuación a utilizar sería (Ecuación 2):

Ecuación 2: $E(\text{CO}_2) = \text{Consumo de combustible} \times \text{FE} \times \text{FO}$

El FE dependerá del combustible consumido y sus propiedades relacionando la cantidad de carbono contenida en el mismo y consecuentemente la cantidad de CO₂ emitida.

Estos factores son calculados sobre la base de las propiedades de los combustibles obtenidas a partir de especificaciones o por muestreo y análisis de este.

Los FE presentados aquí se encuentran en unidad de emisión por contenido energético de los combustibles. De esta forma, y siguiendo la ecuación, los consumos tendrán que ser expresados en unidad de energía. Debido a que estos consumos suelen ser medidos en unidad de energía, masa o volumen por lo que será necesaria su conversión utilizando el Poder Calorífico Inferior (PCI) del combustible.

Se recomienda como primera opción, ya que resulta ser aquella que permite obtener resultados más precisos, la obtención de FE propios de las instalaciones en aquellos casos donde el combustible no sea comercial. Para el caso de los combustibles comerciales, se puede obtener el dato del fabricante.

Seguidamente, se podrán obtener los mismos de entidades nacionales y posteriormente de entidades internacionales. Es remarcable que a medida que se utilizan datos más orientativos el dato obtenido poseerá menor precisión.

A tal fin, para aquellos datos donde no se cuente con información o bien para aquellas fuentes menores, se presenta a continuación una tabla con los factores de emisión recomendados.

Tabla 3: Factores de emisión de CO₂ por combustión (t / GJ)

Factor de emisión (t CO ₂ / GJ)	
Combustible	FE
Nafta	0,0693 ⁵
Fuel Oil	0,0760 ⁶
Gas Oil	0,0741 ⁵
Gas Natural	0,0559 ⁶
Propano	0,0629 ⁶
Butano	0,0648 ⁶
GLP	0,06316 ⁵
Gas de Producción	0,062156
Crudo	0,074255

Utilizando estos FE, la ecuación será (Ecuación 3):

$$\text{Ecuación 3: } E_{(CO_2), t} = \sum_{\text{combustible}} [FE \times PCI \times t \text{ combustible} \times FO]$$

Donde:

FE: factor de emisión

PCI: poder calorífico inferior

FO: factor de oxidación

En este sentido, para aplicar esta ecuación, se presenta una tabla con las densidades y poderes caloríficos (Tabla 3: Factores de emisión de CO₂ por combustión (t / GJ) y Tabla 4: Densidades típicas de combustibles más utilizados) de diversos combustibles. Es recomendable calcular las densidades en función de las composiciones de los combustibles utilizados al menos una vez por año. Solo para los casos de que el combustible utilizado tenga especificaciones comerciales estándar se recomienda usar los valores que se exponen en la Tabla 4 pero deberán ser validados de acuerdo con el combustible específico utilizado. Una buena fuente de información con respecto a este dato se encuentra en las fichas de seguridad de los combustibles. Particularmente para las densidades de gas de producción como del crudo, se recomienda contar con datos propios de las cuencas de donde proceda el combustible.

Tabla 4: Densidades típicas de combustibles más utilizados

Combustibles	Densidad (t / m ³)
Nafta	0,746
Fuel Oil	0,916
Gas Oil (diesel)	0,846
Gas Natural	0,00067306
GLP	0,575 ⁷
Querosene	0,826
Gas de producción	0,000799
Crudo	0,876

Así como se mencionó para el caso de las densidades, siempre que sea posible se utilizarán valores del Poder Calorífico Inferior (PCI) propios para cada uno de los combustibles utilizados. En caso de no contar con esta información, la tabla a continuación presenta valores de PCI de algunos combustibles.

Tabla 5: PCI de combustibles

Combustible	PCI (GJ / t)
Nafta comercial	42,21 ⁸
Fuel Oil comercial	42,29 ⁹
Gas Oil comercial	43,96 ¹⁰
Gas natural	51,6 ¹¹
GLP	47,3 ¹²
Querosene	43 ¹³

⁷ FDS YPF acceso Febrero 2017

<http://ssbuetywss18/sitios/fds/Peinas/Visualizar%20Fichas.aspx?idFicha=14175&lob=23&area=58&seccion=120&producto=6174&idioma=57>

⁸ FDS YPF acceso Febrero 2017

<http://ssbuetywss18/sitios/fds/Peinas/Visualizar%20Fichas.aspx?idFicha=12185&lob=23&area=53&seccion=91&producto=5163&idioma=57>

⁹ FDS YPF acceso Febrero 2017

<http://ssbuetywss18/sitios/fds/Peinas/Visualizar%20Fichas.aspx?idFicha=12140&lob=23&area=53&seccion=91&producto=5140&idioma=57>

¹⁰ FDS YPF acceso Febrero 2017

<http://ssbuetywss18/sitios/fds/Peinas/Visualizar%20Fichas.aspx?idFicha=12163&lob=23&area=53&seccion=91&producto=5152&idioma=57>

¹¹ Tabla de Conversiones Energéticas del Ministerio de Energía y Minería. Acceso en Febrero 2017.

<http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3622> Valor presentado en la tabla del Ministerio de 8.300 kcal/m³ = 0,03475 GJ/m³ y considerando una densidad de 0,000673 t/m³.

¹² 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2: Energy, Table 1.2 Default Net Calorific Value (NCV)

¹³ FDS YPF acceso Febrero 2017

<http://ssbuetywss18/sitios/fds/Peinas/Visualizar%20Fichas.aspx?idFicha=12171&lob=23&area=53&seccion=91&producto=5156&idioma=57>

Combustible	PCI (GJ/t)
Gas de producción	52,5 ¹⁴
Crudo	41,9 ⁵

Para la cuantificación de los combustibles consumidos, es recomendable la medición directa de los mismos o, alternativamente, se pueden estimar los mismos.

En aquellos casos donde un equipo sale de funcionamiento (pero el proceso sigue en operación) es recomendable tener un criterio establecido para estimar los consumos realizados durante el periodo de salida de funcionamiento del equipo. Estos criterios deben estar previamente establecidos, documentados y comunicados.

A su vez, es recomendable asegurar y dejar registro de los procesos de mantenimiento y calibración de los medidores o equipos utilizados siguiendo como mínimo las recomendaciones del fabricante.

Antorchas e Incineradores

Para el caso de las antorchas y los incineradores, se debe cuantificar todo el gas combustionado en los mismos. En este sentido se debe cuantificar el gas a quema, gas de barrido y gas piloto; pudiendo realizar estas mediciones en forma separado o conjunta, pero teniendo especial cuidado de no contabilizar dos veces la misma corriente. La metodología recomendada para la cuantificación de las emisiones por quema en antorchas e incineradores es mediante la medición continua del flujo enviado a quema y utilizando la composición del gas para la obtención del factor de emisión. En cuanto al factor de oxidación (FO), se recomienda utilizar un valor de 0,995. Por lo tanto, la ecuación a utilizar sería (Ecuación 4):

$$E_{(CO_2),t} = \text{Gas a antorcha o Inc} \times FE (\%C/100 \times 44/12) \times FO$$

Donde:

FE: factor de emisión

%C: porcentaje en peso del contenido de carbono en la corriente gaseosa a incinerar.

FO: factor de oxidación

Existen otras emisiones de CO₂ por actividades propias de los procesos de endulzamiento del gas de producción particularmente en las plantas de aminas.

Las emisiones de CO₂ se calculan sobre la base de un balance de masa teniendo en cuenta el volumen de gas tratado y las concentraciones de CO₂ tanto en el gas de entrada a la planta (gas ácido/agrio) como el gas de salida (gas dulce). A tal fin, se recomienda utilizar las ecuaciones presentes en la sección 5.1.5 del "Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. American Petroleum Institute (API)" de agosto 2009 por ser característico del sector.

4.4

EMISIONES DE CH₄

Las fuentes de emisión de metano comprenden principalmente aquellas que se producen por “pérdidas” en los procesos del sector o bien emisiones intencionales relacionadas a venteos y no intencionales como pérdidas de equipos y componentes.

Asimismo, existen emisiones de este gas en la combustión de combustible fósil en donde cierta cantidad de metano no es combustionado y se emite a la atmósfera.

Emisiones por Combustión

Para este caso, en donde se producen emisiones por combustión, las mismas dependen en cierta medida de las condiciones y características de los equipos de combustión, su diseño y operación. Al igual que para las emisiones de CO₂, se recomienda la medición del combustible combustionado y la multiplicación por los correspondientes factores de emisión según el tipo combustible. Para los casos en que no se cuente con información de las características de estos, se recomienda el uso de factor de emisión publicados.

La recomendación es utilizar factores de emisión propios para cada tipo de combustible y las características de cada equipo (calderas, hornos, calentadores, turbinas, motores estacionarios, etc.). En el caso de no disponer de ellos en la Tabla 3 se incorporan FE de bibliografía aplicable. Para el cálculo de estas emisiones la ecuación a utilizar es la Ecuación 5.

$$\text{Ecuación 5: } E_{(CH_4), t} = \sum_{\text{combustibles}} [FE \times PCI \times t, \text{combustible}]$$

Donde:

t, combustible: masa en toneladas de los combustibles consumidos en cada uno de los equipos

PCI: poder calorífico inferior (GJ/t)

FE: factores de emisión (t / 10³ GJ)

Tabla 6: Factores de emisión para CH₄ por combustión (t / 10³ GJ)⁶

	Calderas	Turbinas de gas	Hornos de proceso / Incineradores	Motores estacionarios
CH ₄				
Gas Natural	0,0011	0,0041	0,0011	0,11
Fuel Gas	0,000239	0,0011	0,000239	0,0011
Gasoil ¹⁵	0,00003	0,0045	0,003 ¹⁶	0,0015
Fuel oil	0,0029	0,003	0,003 ¹⁵	0,003
GLP (Propano y Butano)	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011

Los compuestos emitidos desde las antorchas a la atmósfera provienen de la corriente del gas a quemar o se producen en la llama. Se emite CH₄ debido a que no se oxida totalmente el combustible presente en la corriente gaseosa.

$$\text{Ecuación 6: } E_{(CH_4), t} = FE \times t \text{ de gas quemado} \times (1 - FD)$$

Donde:

FE: factor de emisión

FD: factor de destrucción

Para el caso de las emisiones en antorchas, se asume que el 2% del flujo enviado queda sin quemar (Ecuación 6). Esta recomendación está soportada por publicaciones de EIIP Volume II, Table 10.2-1, September 1999 y afirmadas por el IPCC (IPCC, Volume 2, Chapter 4, 2006).

Emisiones por Venteos y Pérdidas

1. Venteos

Los venteos son todas aquellas emisiones a la atmósfera de corrientes gaseosas que no se puede utilizar energéticamente. Se distingue entre:

- Gas venteado sin aprovechamiento: Es el gas liberado directamente a la atmósfera. Donde se incluyen los venteos de proceso y venteos de tanques.
- Gas venteado con aprovechamiento: Es el gas liberado a la atmósfera previa utilización por ejemplo en mecanismos neumáticos.

Las emisiones GEI principales corresponden a los venteos están relacionados con CH₄ y CO₂. Los compuestos volátiles no metánicos (COVNM) no han sido considerados en el presente documento.

1.1. Gas Venteado sin aprovechamiento:

Dentro de estas emisiones se distinguen los venteos de tanques, donde existen:

1.1.1. Emisiones en tanques por pérdida de presión, "flash"

Estas emisiones tienen lugar por volatilización súbita del crudo por un descenso en la presión al pasar de las condiciones del separador a las condiciones de presión atmosférica que existe en el tanque de almacenamiento. Para su cálculo se utiliza la Ecuación 7.

Ecuación 7: $E_{(CH_4), t} = FE \times t \text{ crudo trasvasado}$

Donde:

FE: Factor de emisión (t CH₄ / t de crudo trasvasado) = 0,00604

1.1.2. Emisiones por almacenamiento en tanques

En el caso de los almacenamientos las emisiones están relacionadas a las pérdidas a presión atmosférica en los parques de almacenamiento crudo.

Datos necesarios para su estimación:

- Masa en toneladas de crudo trasvasado
- Tipo de tanque en el que se almacena
- FE: Factor de emisión (t / t, crudo trasvasado)

Ecuación 8: $E_{(CH_4 \text{ o COVNM}), t} = FE \times t \text{ crudo trasvasado}$

Tabla 7: Factores de emisión CH₄ para el almacenamiento de crudo (t / t crudo)¹⁴

	Tanque de techo fijo	Tanque de techo interno flotante	Tanque de techo externo flotante
Factor de emisión CH ₄ (t/t flujo crudo)	0,0000002	0,00000004	0,00000015

1.2. Gas venteado con aprovechamiento

Dentro del gas venteado con aprovechamiento se distingue entre:

1.2.1. Mecanismos que funcionan con gas

En las plantas existen muchos mecanismos (controladores de presión, controladores de nivel, de temperatura, bombas, válvulas) que utilizan la presión natural del gas extraído para su movimiento. Esto supone una emisión de GEI (CH₄ y CO₂) a la atmósfera.

Datos necesarios para su estimación:

- NM: Número de mecanismos que funcionan con gas (mecanismos neumáticos)
- FE: Factor de emisión (t CH₄ / mecanismo) = 0,577

Ecuación 9: $E_{(CH_4), t}$ (por trimestre) = FE x NM

Tabla 8: Factores de emisión CH₄ de venteos para producción de gas y crudo, y transporte y almacenamiento de gas (m³/h/mecanismo)

	Factor de emisión CH ₄ (m ³ /h/mecanismo)
Producción de gas y crudo y acopio e impulsado	
Venteo de controladores neumáticos con alto sangrado continuo (no reparado)	1,1
Venteo de controladores neumáticos de sangrado intermitente	0,4
Venteo de controladores neumáticos de bajo sangrado continuo (reparado)	0,04
Transporte y almacenamiento de gas	
Venteo de controladores neumáticos con alto sangrado continuo (no reparado)	0,5
Venteo de controladores neumáticos de sangrado intermitente	0,07
Venteo de controladores neumáticos de bajo sangrado continuo (reparado)	0,04

CCAC O&G Methane Partnership – Technical Guidance Document Number 1: Natural Gas Driven Pneumatic Controllers and Pumps Modified: March 2017. Tabla 1.2

1.2.2. Bombas de inyección de aditivos químicos

Al igual que ocurre con los mecanismos neumáticos que funcionan con gas, en el caso de bombas de inyección de aditivos químicos, se produce un fenómeno de venteo del gas utilizado para accionar el pistón o diafragma. La Ecuación 10 se utiliza para estimar esta emisión.

Ecuación 10: $E_{(CH_4), t}$ (por trimestre) = FE x NB

Donde:

FE: Factor de emisión (t CH₄ / bomba) = 0,412

NB: Número de bombas que funcionan con gas

2. Emisiones en procesos de tratamiento de gas

Deshidratador de glicol

Datos necesarios:

- Masa en toneladas del gas procesado

- FE: Factor de emisión (t CH₄ / t de gas procesado) = 0,000088

Ecuación 11: $E_{(CH_4), t} = FE \times t \text{ gas procesado}$

En la siguiente tabla se incluyen los FE, por defecto, de CH₄ por los venteos de las deshidratadoras de glicol.

Tabla 9: Factores de emisión CH₄ (pie³/MM pie³ totales)

	FE CH ₄ (pie ³ /MM pie ³ totales)
Producción	275,6
Procesamiento	121,6
Transmisión	93,72
Almacenamiento	117,2

EPA/GRI. Methane Emissions from the Natural Gas Industry: Volume 14 – Glycol Dehydrators, p. 23. June 1996. https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-08/documents/14_glycol.pdf

Plantas de aminas

Datos necesarios:

- Masa en toneladas de gas procesado

- FE: Factor de emisión (t CH₄ / t de gas procesado) = 0,0007

Ecuación 12: $E_{(CH_4), t} = FE \times t \text{ gas procesado}$

Tanto para las deshidratadoras de glicol como para las plantas de aminas (A Windowsbased program for estimating air emissions from glycol units using triethylene glycol (TEG), diethylene glycol (DEG) or ethylene glycol (EG)), se encuentra disponible para su compra el software GRI GLYCalc17.

3. Fugitivas

Son emisiones de gases que se encuentran a presiones superiores a la atmosférica y que se producen en diferentes puntos de la instalación tales como juntas, sellos, válvulas, etc.

Estas emisiones corresponden a compuestos orgánicos volátiles (tanto COVNM como CH₄) y se indican en base a cuantificaciones realizadas en Planta (cuando existan) o se estiman según el número de componentes existentes en las líneas por las que discurren corrientes gaseosas orgánicas.

Se proponen dos métodos alternativos de cálculo:

a) Estimación sobre la base del número de componentes de cada tipo en una instalación (Ecuación 13).

Ecuación 13: $E_{(CH_4), t} = \sum_{componentes} (FE_{componente} \times N^{\circ} \text{ de elementos} \times \text{horas})$

Donde:

N° de elementos: cantidad de elementos de cada componente

Horas: Horas de funcionamiento de cada componente

FEcompomente: Factores de emisión de cada componente (t / componente y hora)

Tabla 10: Factores de emisión de CH₄ para emisiones fugitivas por componentes.

Componente	Factor de emisión (t/comp/hora)	Factores de emisión (m3/hora/componente)
Válvulas	0,0000024	0,14
Conectores	0,00000011	0,037
Bridas	0,00000021	0,12
Finales de línea	0,0000011	0,079
Sellos de bombas	0,0000013	0,1
Otros	0,0000047	0,13

CCAC O&G Methane Partnership – Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks Modified: March 2017 Tabla 2.3 y 2.4.

b) Estimación sobre la base de la cantidad de producción (Ecuación 14).

Ecuación 14: $E_{(CH_4), t} = FE \times producción\ de\ crudo\ y\ /o\ gas$

Datos necesarios:

Producción de crudo y/o gas en toneladas

FE: Factores de emisión (t / t de producción)

Tabla 11: Factores de emisión de CH₄ para emisiones fugitivas por tipo de instalación

FE CH ₄ (t/t producida) ¹⁸		
Producción de gas	onshore	0,0011
	Offshore	0,00044
Producción de crudo	Onshore	0,0016
	offshore	0,00064

¹⁸ API Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry. 2004

4.5 Emisiones de N₂O

1- Combustión con aprovechamiento energético

Las emisiones de N₂O están relacionadas también al tipo de equipo donde tiene lugar la combustión y el tipo de combustible combustionado. A tal fin, se recomienda contar con la caracterización de los poderes caloríficos de los combustibles consumidos, en su defecto se podrán utilizar los PCI incluidos en la Tabla 5: PCI de combustibles.

Para cuantificar las emisiones de N₂O, utilizar la Ecuación 15:

$$E_{(N_2O), t} = \sum_{combustibles} [FE \times PCI_{combustible} \times t_{combustible}]$$

Donde:

t, combustible: Masa en toneladas de los distintos combustibles consumidos en cada uno de los equipos PCI combustible: es el poder calorífico inferior de los distintos combustibles consumidos (GJ / t)

FE: Factor de emisión (t, N₂O / t, combustible)

Tabla 12: Factores de emisión de N₂O por combustión (t / 103 GJ)⁶

	Calderas	Turbinas	Hornos/ Incineradores	Motores estacionarios
Gas Natural	0,00098	0,0014	0,00098	0,0001
Gasoil	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006

2- Emisiones por combustión sin aprovechamiento energético

Antorchas

Datos necesarios:

t: Toneladas de gas a antorcha: Masa en toneladas de gas enviado a antorcha

FE: Factor de Emisión (t N₂O / t gas a antorcha): 2,60x10⁻⁸

$$E_{(N_2O), t} = FE \times t_{gas a antorcha}$$

Sin embargo, dentro del Compendium de API6 se menciona que, si bien existe muy poca información disponible sobre las emisiones de N₂O en la industria para las antorchas, resultaría ser despreciables en comparación con las emisiones de CO₂ de dichas fuentes.