

CAPÍTULO 4

EMISIONES FUGITIVAS

Autores

Minería carbonífera

John N. Carras (Australia)

Pamela M. Franklin (Estados Unidos), Yuhong Hu (China), A. K. Singh (India), y Oleg V. Tailakov (Federación Rusa)

Petróleo y gas natural

David Picard (Canadá)

Azhari F. M. Ahmed (Qatar), Eilev Gjerald (Noruega), Susann Nordrum (Estados Unidos) e Irina Yesserkepova (Kazajistán)

Índice

4	Emisiones fugitivas	
4.1	Emisiones fugitivas procedentes de la extracción, el procesamiento, el almacenamiento y el transporte de carbón.....	4.6
4.1.1	Generalidades y descripción de las fuentes.....	4.6
4.1.1.1	Minería carbonífera y manejo de carbón.....	4.6
4.1.1.2	Resumen de fuentes.....	4.8
4.1.2	Cuestiones metodológicas.....	4.9
4.1.3	Minas de carbón subterráneas.....	4.9
4.1.3.1	Elección del método.....	4.10
4.1.3.2	Elección de los factores de emisión para las minas subterráneas.....	4.11
4.1.3.3	Elección de los datos de la actividad.....	4.14
4.1.3.4	Exhaustividad para las minas de carbón subterráneas.....	4.14
4.1.3.5	Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.14
4.1.3.6	Evaluación de incertidumbre.....	4.15
4.1.4	Extracción de carbón terrestre.....	4.17
4.1.4.1	Elección del método.....	4.17
4.1.4.2	Factores de emisión para la extracción terrestre.....	4.18
4.1.4.3	Datos de la actividad.....	4.19
4.1.4.4	Exhaustividad para la extracción terrestre.....	4.19
4.1.4.5	Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.20
4.1.4.1	Evaluación de incertidumbre de las emisiones.....	4.20
4.1.5	Minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.20
4.1.5.1	Elección del método.....	4.21
4.1.5.2	Elección de los factores de emisión.....	4.23
4.1.5.3	Elección de los datos de la actividad.....	4.28
4.1.5.4	Exhaustividad.....	4.28
4.1.5.5	Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.29
4.1.5.6	Evaluación de incertidumbre.....	4.29
4.1.6	Exhaustividad para la extracción de carbón.....	4.30
4.1.7	Garantía de calidad / Control de calidad (CG/CC) del inventario.....	4.30
4.1.7.1	Control de calidad y documentación.....	4.30
4.1.7.2	Generación de informes y documentación.....	4.31
4.2	Emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas naturalón.....	4.6
4.2.1	Generalidades y descripción de las fuentes.....	4.33
4.2.2	Cuestiones metodológicas.....	4.35.
4.2.2.1	Elección del método, árboles de decisión, niveles.....	4.37

4.2.2.2 Elección del método	4.41
4.2.2.3 Elección del factor de emisión.....	4.46
4.2.2.4 Elección de los datos de la actividad.....	4.65
4.2.2.5 Exhaustividad	4.70
4.2.2.6 Desarrollo de una serie temporal coherente.....	4.71
4.2.2.7 Evaluación de incertidumbre.....	4.72
4.2.3 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario.....	4.72
4.2.4 Generación de informes y documentación	4.74
Referencias	4.77.

Ecuaciones

Ecuación 4.1.1 Estimación de las emisiones procedentes de las minas de carbón subterráneas para nivel 1 y 2, sin ajuste para utilización o quema en antorcha del metano	4.9
Ecuación 4.1.2 Estimación de las emisiones procedentes de las minas de carbón subterráneas para nivel 1 y 2, con ajuste para utilización o quema en antorcha del metano	4.10
Ecuación 4.1.3 Nivel 1: Método de promedio global – extracción subterránea – antes de realizar ajustes para utilización de metano o quema en antorcha	4.11
Ecuación 4.1.4 Nivel 1: método de promedio global – emisiones pos-extracción – minas subterráneas	4.12
Ecuación 4.1.5 Emisiones de CO ₂ y CH ₄ del metano drenado quemado en antorcha u oxidado catalíticamente	4.13
Ecuación 4.1.6 Ecuación general para estimar las emisiones fugitivas procedentes de la extracción carbonífera terrestre	4.17
Ecuación 4.1.7 Nivel 1: método de promedio global – minas terrestres.....	4.18
Ecuación 4.1.8 Nivel 1: método de promedio global – emisiones pos-extracción – minas terrestres.....	4.19
Ecuación 4.1.9 Ecuación general para estimar las emisiones fugitivas procedentes de las minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.21
Ecuación 4.1.10 Método de Nivel 1 para las minas subterráneas abandonadas.....	4.21
Ecuación 4.1.11 Método de Nivel 2 para minas subterráneas abandonadas sin recuperación de metano ni utilización	4.26
Ecuación 4.1.12 Nivel 2 – factor de emisión de las minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.27
Ecuación 4.1.13 Ejemplo de cálculo de emisiones de Nivel 3 – minas subterráneas abandonadas	4.27
Ecuación 4.2.1 Nivel 1: estimación de las emisiones fugitivas procedentes de un segmento de la industria.	4.41
Ecuación 4.2.2 Nivel 1: total de emisiones fugitivas procedentes de los segmentos de la industria	4.41
Ecuación 4.2.3 Método alternativo de Nivel 2 (emisiones producto del venteo).....	4.44
Ecuación 4.2.4 Método alternativo de Nivel 2 (emisiones de CH ₄ debidas a la quema en antorcha).....	4.44
Ecuación 4.2.5 Método alternativo de Nivel 2 (emisiones de CO ₂ debidas a la quema en antorcha).....	4.45
Ecuación 4.2.6 Emisiones de CH ₄ procedentes de la quema en antorcha y el venteo	4.45
Ecuación 4.2.7 Emisiones de CO ₂ procedentes del venteo y la quema en antorcha.....	4.45
Ecuación 4.2.8 Emisiones de N ₂ O procedentes de la quema en antorcha	4.45

Figuras

Figura 4.1.1	Árbol de decisión para las minas de carbón subterráneas.....	4.11
Figura 4.1.2	Árbol de decisión para la extracción carbonífera terrestre	4.18
Figura 4.1.3	Árbol de decisión para minas de carbón subterráneas abandonadas	4.38
Figura 4.2.1	Árbol de decisión para los sistemas de gas natural.....	4.38
Figura 4.2.2	Árbol de decisión para la producción de petróleo crudo	4.39
Figura 4.2.3	Árbol de decisión para el transporte, la refinación y la concentración del petróleo crudo	4.40

Cuadros

Cuadro 4.1.1	División detallada del sector correspondiente a las emisiones procedentes de la extracción, el procesamiento, el almacenamiento y el transporte de carbón	4.8
Cuadro 4.1.2	Estimaciones de incertidumbre para la extracción subterránea para los métodos de Nivel 1 y 2	4.15
Cuadro 4.1.3	Estimaciones de incertidumbre para la extracción carbonífera subterránea para un método de Nivel 3	4.16
Cuadro 4.1.4	Estimaciones de incertidumbre para la extracción terrestre para los métodos de Nivel 1 y 2.....	4.20
Cuadro 4.1.5	Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas Cuadro 4.1.5 Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas Valores por defecto – porcentaje de minas de carbón gaseosas.....	4.24
Cuadro 4.1.6	Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas Factor de emisión, millones de m ³ de metano/ mina	4.25
Cuadro 4.1.7	Nivel 1 – minas subterráneas abandonadas	4.25
Cuadro 4.1.8	Nivel 2 – minas de carbón subterráneas abandonadas Valores por defecto para las emisiones procedentes de minas activas, antes del abandono	4.27
Cuadro 4.1.9	Coefficientes para el Nivel 2 – minas de carbón subterráneas abandonadas.....	4.27
Cuadro 4.2.1	División detallada del sector para las emisiones procedentes de la producción y del transporte de petróleo y gas natural	4.33
Cuadro 4.2.2	Principales categorías y subcategorías del sector del petróleo y del gas natural.....	4.42
Cuadro 4.2.3	Escalas típicas de las relaciones gas-petróleo para diferentes tipos de producción	4.44
Cuadro 4.2.4	Factores de emisión de Nivel 1 para las emisiones fugitivas (incluidos el venteo y la quema en antorcha) procedentes de las operaciones de petróleo y gas en los países desarrollados ^{a,b}	4.48
Cuadro 4.2.5	Factores de emisión de Nivel 1 para las emisiones fugitivas (incluidos el venteo y la quema en antorcha) procedentes de las operaciones de petróleo y gas en los países en desarrollo y en los países con economías en transición ^{a,b}	4.55
Cuadro 4.2.6	Requisitos típicos de los datos de la actividad para cada método de evaluación de las emisiones fugitivas procedentes de las operaciones del petróleo y del gas, por tipo de categoría de fuente primaria	4.66
Cuadro 4.2.7	Orientación para obtener los valores de los datos de la actividad necesarios para usar en el método de Nivel 1 para estimar las emisiones fugitivas procedentes de las operaciones de petróleo y gas	4.67
Cuadro 4.2.8	Clasificación de las pérdidas de gas en baja, media o alta en los tipos de plantas de gas natural seleccionados	4.71
Cuadro 4.2.9	Formato para resumir la metodología aplicada y base para las emisiones estimadas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural, con presentación de entradas ejemplo	4.75

4 EMISIONES FUGITIVAS

4.1 EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LA EXTRACCIÓN, EL PROCESAMIENTO, EL ALMACENAMIENTO Y EL TRANSPORTE DE CARBÓN

La liberación intencional o no intencional de los gases de efecto invernadero puede ocurrir durante la extracción, el procesamiento y la entrega de los combustibles fósiles al punto de utilización final. Se conocen estas emisiones como emisiones fugitivas.

4.1.1 Generalidades y descripción de las fuentes

Es posible considerar las emisiones fugitivas asociadas con el carbón de acuerdo con las siguientes categorías amplias.¹

4.1.1.1 MINERÍA CARBONÍFERA Y MANEJO DE CARBÓN

Los procesos geológicos de la formación de carbón producen también metano (CH₄); y es posible que el dióxido de carbono (CO₂) también esté presente en algunas capas de carbón. Se los conoce colectivamente como gas por grietas, que permanece atrapado en la capa de carbón hasta que éste se expone y quiebra durante la extracción. El CH₄ es el principal gas de efecto invernadero que se emite a través de la minería carbonífera y del manejo de carbón.

Las principales etapas para la emisión de gases de efecto invernadero para las minas de carbón subterráneas y terrestres son:

- **Emisiones procedentes de la minería:** son el resultado de la liberación del gas almacenado durante el arranque del carbón y los estratos circundantes, durante las operaciones de extracción.
- **Emisiones posteriores a la extracción:** no se libera todo el gas del carbón durante el proceso de arranque en la extracción. Las emisiones producidas durante el manejo, procesamiento y el transporte ulteriores del carbón se denominan emisiones posteriores a la extracción. Por lo tanto, el carbón normalmente continúa emitiendo gas *incluso después de extraído de la mina*, aunque más lentamente que durante la etapa de arranque.
- **Oxidación a baja temperatura:** se producen estas emisiones porque una vez que el carbón se expone al oxígeno del aire, se oxida para producir el CO₂. Sin embargo, la velocidad de formación del CO₂ por este proceso es baja.
- **Combustión no controlada:** en algunos casos, cuando el calor producido por la oxidación a baja temperatura queda atrapado, aumenta la temperatura y puede producirse un incendio activo. Comúnmente se conoce este proceso como combustión no controlada, que es la manifestación más extrema de la oxidación. La combustión no controlada se caracteriza por las reacciones rápidas, a veces llamas visibles y formación rápida de CO₂, y puede ser natural o antropogénica. Cabe señalar que aquí se aborda la combustión no controlada debida únicamente a las actividades de explotación del carbón.

Una vez concluida la actividad de explotación minera, **las minas de carbón abandonadas** también pueden continuar emitiendo metano.

A continuación, se presenta una descripción sucinta de algunos de los procesos principales que deben justificarse para estimar las emisiones correspondientes a los distintos tipos de minas de carbón:

MINAS SUBTERRÁNEAS

Minas de carbón subterráneas activas

En el presente documento se toman en cuenta las siguientes categorías de fuentes *potenciales* de emisiones fugitivas para las minas de carbón subterráneas y activas:

¹ Se describen los métodos para determinar las emisiones procedentes de la *extracción de turba* en el Volumen 4 de AFOLU, Capítulo 7 «Humedales».

Emisiones de gas por grietas venteadas a la atmósfera por sistemas de *aire de ventilación* y de *desgasificación* de minas de carbón.

- Emisiones posteriores a la extracción
- Oxidación a baja temperatura
- Combustión no controlada

Los sistemas de desgasificación y aire de ventilación de las minas de carbón surgen del siguiente modo:

Aire de ventilación de la mina de carbón

Las minas de carbón subterráneas suelen ventilarse mediante descarga de aire de la superficie, a través de túneles subterráneos, para mantener una atmósfera segura. El aire de la ventilación recoge el CH₄ y el CO₂ que se liberan de las formaciones de carbón y los transporta a la superficie, donde se los emite a la atmósfera. La concentración de metano que se encuentra en el aire de ventilación suele ser baja, pero su caudal volumétrico normalmente es considerable y, por lo tanto, las emisiones de metano procedentes de esta fuente pueden ser muy significativas.

Sistemas de desgasificación de las minas de carbón

Los sistemas de desgasificación comprenden los pozos perforados antes, durante y después de la extracción minera para drenar el gas (principalmente CH₄) de las capas de carbón que liberan el gas a las minas. Durante la extracción activa, el objetivo principal de la desgasificación consiste en mantener una atmósfera de trabajo segura para los mineros del carbón, aunque el gas recuperado también puede utilizarse como fuente de energía. Otra posibilidad es usar los sistemas de desgasificación en las minas de carbón subterráneas abandonadas, para recuperar metano. La cantidad de metano recuperado de los sistemas de desgasificación de las minas de carbón puede ser muy significativa y se justifica, según su uso final, como se describe en la Sección 4.1.3.2 del presente capítulo.

Minas subterráneas abandonadas

Tras el cierre, las minas de carbón que produjeron cantidades significativas de metano durante las operaciones de extracción continúan emitiendo metano, a menos que una inundación corte las emisiones. Incluso si se cerraron las minas, aún puede emitirse metano a la atmósfera, como resultado de la migración del gas por conductos naturales o artificiales, tales como embocaduras antiguas, tubos de venteo o grietas y fisuras en los estratos subyacentes. Las emisiones se reducen con rapidez hasta alcanzar un ritmo casi constante que puede perdurar por un período de tiempo prolongado.

Las minas abandonadas pueden inundarse como consecuencia de la intrusión de agua subterránea o superficial en el vacío de la mina. Típicamente, estas minas siguen emitiendo gases durante algunos años, antes de quedar inundadas por completo, y el agua impide la liberación de más metano a la atmósfera. Las emisiones procedentes de las minas abandonadas y totalmente inundadas pueden considerarse insignificantes. Las minas que permanecen inundadas parcialmente pueden seguir produciendo emisiones de metano por un largo período, como sucede con las minas que no se inundan.

Se produce otra fuente potencial de emisiones cuando parte del carbón de las minas abandonadas se enciende a través del mecanismo de la combustión no controlada. No obstante, actualmente no existen metodologías para estimar las emisiones potenciales de la combustión no controlada en minas subterráneas abandonadas.

MINAS DE CARBÓN TERRESTRES

Minas terrestres activas

Las categorías de fuentes *potenciales* para la minería terrestre consideradas en este capítulo son:

- El metano y el CO₂ emitidos durante la extracción por arranque del carbón y los estratos vinculados y por la fuga desde el pozo y el muro.
- Emisiones posteriores a la extracción
- Oxidación a baja temperatura
- Combustión no controlada en vertederos

Las emisiones procedentes de la minería de carbón se producen porque las capas minadas y las circundantes también pueden contener metano y CO₂. Aunque el contenido de gas suele ser menor que para las capas de carbón subterráneas más profundas, se debe tener en cuenta la emisión del gas por grietas desde las minas terrestres, en particular en el caso de los países en los que este método de extracción se practica ampliamente. Además de las emisiones de gas por grietas, el carbón de desecho que se vierte en sobrecargas o evacuación de desechos puede generar CO₂, por oxidación a baja temperatura o combustión no controlada.

Minas terrestres abandonadas

Tras el cierre, las minas terrestres abandonadas o desmanteladas pueden continuar emitiendo metano, pues el gas se fuga de las capas de carbón arrancadas o dañadas durante la extracción. En la actualidad, no existen métodos para estimar las emisiones procedentes de esta fuente.

4.1.1.2 RESUMEN DE FUENTES

En el Cuadro 4.1.1 siguiente, se resumen las fuentes principales.

CUADRO 4.1.1 DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR CORRESPONDIENTE A LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA EXTRACCIÓN, EL PROCESAMIENTO, EL ALMACENAMIENTO Y EL TRANSPORTE DE CARBÓN		
Código del IPCC	Nombre del sector	
1 B	Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles	Incluye todas las emisiones intencionales y no intencionales emanadas de la extracción, el procesamiento, almacenamiento y transporte de combustibles al punto de uso final.
1 B 1	<i>Combustibles sólidos</i>	Incluye todas las emisiones intencionales y no intencionales emanadas de la extracción, el procesamiento, almacenamiento y transporte de combustibles sólidos al punto de uso final.
1B a	Minería carbonífera y manejo de carbón	Incluye todas las emisiones fugitivas de carbón
1B 1 a i	<i>Minas subterráneas</i>	Incluye todas las emisiones que emanan de la extracción, pos-extracción, las minas abandonadas y la quema de fugas de metano.
1B 1 a i 1	<i>Minería</i>	Incluye todas las emisiones de gas por grietas venteadas a la atmósfera por sistemas de ventilación del aire y de desgasificación de minas de carbón.
1B 1 a i 2	<i>Emisiones de gas por grietas después de la extracción</i>	Incluye metano y CO ₂ emitidos después de extraído el carbón, traído a la superficie y subsiguientemente procesado, almacenado y transportado.
1B 1 a i 3	<i>Minas subterráneas abandonadas</i>	Incluye las emisiones de metano de minas subterráneas abandonadas.
1B 1 a i 4	<i>Quema en antorcha de metano drenado o conversión de metano en CO₂</i>	Aquí debe incluirse el metano fugado y quemado en antorcha, o el gas de ventilación convertido en CO ₂ mediante un proceso de oxidación. El metano usado para la producción de energía debe incluirse en el Volumen 2, Energía, Capítulo 2, «Combustión estacionaria».
1 B 1 a ii	<i>Minas terrestres</i>	Incluye todas las emisiones de gas por grietas que emanan de la extracción de carbón en minas terrestres.
1B 1 a ii 1	<i>Minería</i>	Incluye el metano y el CO ₂ emitidos durante el arranque del carbón y los estratos vinculados y por la fuga desde el pozo y el muro.
1B 1 a ii 2	<i>Emisiones de gas por grietas después de la extracción</i>	Incluye el metano y el CO ₂ emitidos después de extraído el carbón y subsiguientemente procesado, almacenado y transportado.
1 B 1 b	<i>Combustión no controlada y vertederos de carbón quemados</i>	Incluye las emisiones de CO ₂ procedentes de la combustión no controlada debida a las actividades de explotación del carbón.

4.1.2 Cuestiones metodológicas

Las secciones siguientes abordan las emisiones de metano, puesto que este gas constituye la emisión fugitiva más importante para la minería carbonífera. También deben incluirse las emisiones de CO₂ en el inventario si hay datos disponibles.

MINERÍA SUBTERRÁNEA

Las emisiones fugitivas de la minería subterránea surgen tanto de los sistemas de ventilación como de desgasificación. Es común que estas emisiones se emitan en una pequeña cantidad de lugares centralizados y pueden ser consideradas como fuentes por puntos. Son aptas para los métodos de medición estándar.

MINERÍA TERRESTRE

Para la minería terrestre, las emisiones de los gases de efecto invernadero suelen dispersarse por secciones de la mina y se las considera preferiblemente fuentes por superficie. Estas emisiones pueden ser el resultado de los gases por grietas que se emiten por procesos de arranque del carbón y sobrecarga, oxidación a baja temperatura del carbón de desecho o carbón de baja calidad en vertederos, y combustión no controlada. Aún están en desarrollo los métodos de medición de la oxidación a baja temperatura y la combustión no controlada, por lo que no se incluyen en este capítulo métodos de estimación.

MINAS ABANDONADAS

Las minas subterráneas abandonadas presentan dificultades para estimar las emisiones, aunque en este capítulo se incluye una metodología para dichas minas. Aún no existen metodologías para las minas terrestres abandonadas o desmanteladas y, en consecuencia, no se las incluye en este capítulo.

RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL METANO

El metano recuperado del drenaje, el aire de ventilación o las minas abandonadas puede mitigarse de dos formas: (1) por utilización directa como recurso de gas natural o (2) por quema en antorcha para producir CO₂, que tiene un potencial de calentamiento de invernadero inferior al metano.

NIVELES

El uso de niveles adecuados para crear estimaciones de emisiones para la minería carbonífera según la buena práctica depende de la calidad de los datos disponibles. Por ejemplo, si hay disponibles datos limitados y la categoría no es principal, el Nivel 1 es una *buena práctica*. El método de Nivel 1 exige que los países elijan de un rango promedio general de factores de emisión y utilicen los datos de la actividad específicos del país para calcular el total de emisiones. El Nivel 1 se relaciona con el nivel máximo de incertidumbre. El método de Nivel 2 emplea factores de emisión específicos del país o de la cuenca, que representan los valores promedio para el carbón que se extrae. Lo común es que cada país desarrolle estos valores, según corresponda. El método de Nivel 3 utiliza mediciones directas sobre una base específica de la mina y, si se aplica correctamente, presenta el nivel más bajo de incertidumbre.

4.1.3 Minas de carbón subterráneas

La forma general de la ecuación destinada a estimar las emisiones para los métodos de Nivel 1 y 2, basada en los datos de la actividad de producción de carbón procedentes *de la minería carbonífera subterránea y de las emisiones posteriores a la extracción* está dada por la Ecuación 4.1.1 que se presenta a continuación. Los métodos para estimar las emisiones de las minas subterráneas *abandonadas*, incluidos por primera vez en las directrices, se describen en detalle en la Sección 4.1.5.

La Ecuación 4.1.1 representa las emisiones antes del ajuste, para cualquier utilización o quema en antorcha del gas recuperado:

<p>ECUACIÓN 4.1.1</p> <p>ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS PARA NIVEL 1 Y 2, SIN AJUSTE PARA UTILIZACIÓN O QUEMA EN ANTORCHA DEL METANO</p> <p><i>Emisiones de gas de efecto invernadero = producción de carbón no lavado • Factor de emisión • Factor de conversión de unidades</i></p>
--

La definición del *Factor de emisión* usada en esta ecuación depende de los datos de la actividad empleados. Para los Niveles 1 y 2, el *Factor de emisión* para las emisiones subterráneas, terrestres y posteriores a la extracción tiene

unidades de $\text{m}^3\text{tonelada}^{-1}$, las mismas unidades que el contenido del gas *in situ*. Ello se debe a que se utilizan estos *Factores de emisión* con los datos de la actividad sobre la producción de carbón no lavado que tiene unidades de masa (es decir, toneladas). Sin embargo, el *Factor de emisión* y el contenido de gas *in situ* no son iguales y no debe confundírseles. El *Factor de emisión* siempre es mayor que el contenido de gas *in situ*, porque el gas liberado durante la extracción proviene de un volumen mayor de carbón y estratos adyacentes que contienen gas que simplemente el volumen de carbón producido. Para las *minas subterráneas abandonadas*, el *Factor de emisión* tiene diferentes unidades, debido a las diferentes metodologías empleadas; véase la sección 4.1.5 para conocer más detalles.

La ecuación 4.1.2 es la que debe usarse junto con la 4.1.1 para realizar el ajuste para la utilización y quema en antorcha del metano para los métodos de Nivel 1 y 2.

ECUACIÓN 4.1.2

ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS PARA NIVEL 1 Y 2, CON AJUSTE PARA UTILIZACIÓN O QUEMA EN ANTORCHA DEL METANO

Emisiones de CH₄ procedentes de las actividades de extracción subterránea = Emisiones de la extracción subterránea de CH₄ + emisiones posteriores a la extracción de CH₄ – CH₄ recuperado y utilizado para producción de energía o quema en antorcha

Las emisiones procedentes de las minas subterráneas de las ecuaciones 4.1.1 y 4.1.2 incluyen las minas abandonadas (véase la sección 4.1.5) y ambas integran el total del rubro 1.B. 1.a.i (minas subterráneas).

Se utiliza la Ecuación 4.1.2 para los Niveles 1 y 2 porque emplean los *Factores de emisión* para justificar las emisiones procedentes de las minas de carbón en el nivel nacional o basado en la cuenca de carbón. Los factores de emisión ya incluyen todo el metano proclive a liberarse de las actividades de minería. De esta forma, toda recuperación y utilización de metano debe justificarse en forma explícita mediante el término de la sustracción de la Ecuación 4.1.2. Los métodos de Nivel 3 incluyen cálculos específicos de las minas, que tienen en cuenta el metano drenado y recuperado de las minas individuales y no de los factores de emisión, por lo que la Ecuación 4.1.2 no es adecuada para los métodos de Nivel 3.

4.1.3.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

EXTRACCIÓN SUBTERRÁNEA

La Figura 4.1.1 muestra el árbol de decisión correspondiente a las actividades de minería carbonífera subterránea. En el caso de los países que se dedican a la minería subterránea y si están disponibles los datos de medición específicos de la mina, es una *buena práctica* utilizar un método de Nivel 3. Los datos específicos de la mina, basados en las mediciones del aire de ventilación y en las mediciones del sistema de desgasificación reflejan las emisiones reales sobre una base mina por mina y, por lo tanto, producen una estimación más exacta que si se utilizan los *Factores de emisión*.

Los métodos híbridos de Nivel 3 – Nivel 2 son adecuados en aquellas situaciones en las que los datos de medición específicos de la mina están disponibles únicamente para un subconjunto de minas subterráneas. Por ejemplo, si solamente las minas que se consideran gaseosas declaran datos, pueden calcularse las emisiones procedentes de las minas restantes con los factores de emisión de Nivel 2. Cada país define qué constituye una mina gaseosa. Por ejemplo, en los Estados Unidos, las minas gaseosas hacen referencia a las minas de carbón con emisiones de ventilación anual promedio que superan la escala de 2 800 a 14 000 metros cúbicos por día. Los factores de emisión pueden basarse en índices de emisión específicos derivados de los datos de Nivel 3 si las minas funcionan dentro de la misma cuenca que las minas del Nivel 3, o sobre la base de las propiedades específicas de la mina, como la profundidad promedio de las minas de carbón.

Si no hay disponibles datos mina por mina, sino datos específicos del país o de la cuenca, es una *buena práctica* emplear el método de Nivel 2.

Si no hay datos (o hay datos muy limitados), es una *buena práctica* usar un método de Nivel 1, siempre que la extracción de carbón subterránea no sea una categoría de subfuente principal. Si lo es, constituye una *buena práctica* obtener datos de las emisiones para aumentar la exactitud de estas estimaciones (véase la Figura 4.1.1).

POS EXTRACCIÓN

La medición directa (Nivel 3) de todas las emisiones posteriores a la extracción no es viable, por lo que debe utilizarse un método de factor de emisión. Los métodos de Nivel 2 y 1 descritos a continuación representan una *buena práctica* para esta fuente, dada la dificultad de obtener datos mejores.

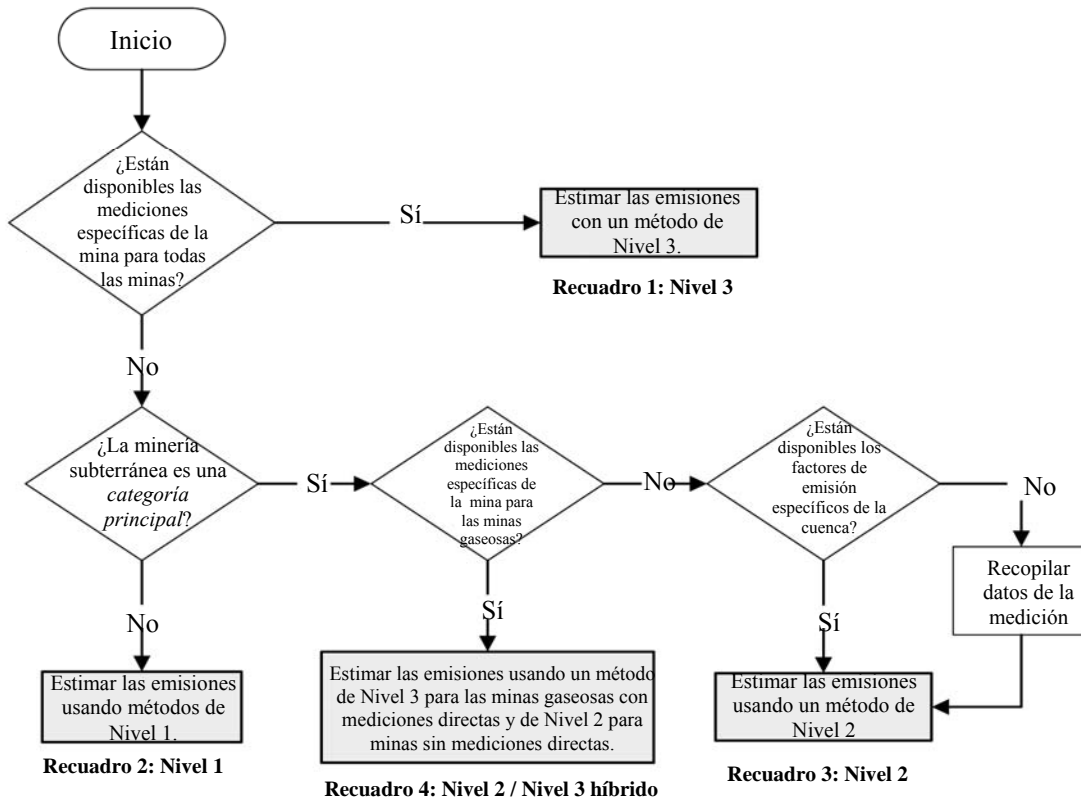
OXIDACIÓN A BAJA TEMPERATURA

La oxidación del carbón cuando se lo expone a la atmósfera por extracción de carbón libera CO₂. Esta fuente suele ser insignificante si se la compara con el total de emisiones de las minas de carbón subterráneas gaseosas. En consecuencia, no se incluyen métodos para estimarlas. Si hay emisiones significativas de CO₂ además del metano en el gas por grietas, se las debe declarar sobre una base específica de la mina.

MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS

Deben declararse las emisiones fugitivas de metano procedentes de las minas subterráneas abandonadas en la Categoría 1.B.1.a.i.3 del IPCC, Minas subterráneas, con la metodología presentada en la Sección 4.1.5.

Figura 4.1.1 **Árbol de decisión para las minas de carbón subterráneas**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

4.1.3.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN PARA LAS MINAS SUBTERRÁNEAS

MINERÍA

A continuación se muestran los Factores de emisión de Nivel 1 para la extracción subterránea. Los factores de emisión son idénticos a los descritos en las *Directrices del IPCC, versión revisada en 1996, para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* (BCTSRE, 1992; Bibler et al, 1991; Lama, 1992; Pilcher et al, 1991; USEPA, 1993a,b and Zimmermeyer, 1989).

ECUACIÓN 4.1.3

NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – EXTRACCIÓN SUBTERRÁNEA – ANTES DE REALIZAR AJUSTES PARA UTILIZACIÓN DE METANO O QUEMA EN ANTORCHA

Emisiones de CH₄ = Factor de emisión de CH₄ • Producción de carbón subterráneo • Factor de conversión

Donde las unidades son:

- Emisiones de metano (Gg año⁻¹)
- Factor de emisión de CH₄ (m³ tonelada⁻¹)

Producción de carbón subterráneo (tonelada año⁻¹)

Factor de emisión:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 10 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 18 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 25 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6}$ Gg m⁻³.

Los países que utilizan el método de Nivel 1 deben considerar las variables específicas del país, como ser la profundidad de las principales capas de carbón, para determinar el factor de emisión que debe utilizarse. Puesto que el contenido de gas del carbón suele aumentar con la profundidad, debe escogerse el extremo inferior de la escala para profundidades de extracción promedio de <200 m, y para profundidades de > 400 m el valor alto resulta adecuado. Para profundidades intermedias, pueden usarse los valores promedio.

En el caso de los países que utilizan un método de Nivel 2, pueden obtenerse factores de emisión específicos de la cuenca a partir de los datos del aire de ventilación de muestra o de una relación cuantitativa que dé cuenta del contenido de gas de la capa de carbón y los estratos circundantes afectados por el proceso de extracción, junto con la producción de carbón no lavado. Para una operación típica de tajo largo, la cantidad de gas liberado proviene del carbón que se extrae y de cualquier otro estrato que contenga gas ubicado dentro de los 150 m por encima y 50 m por debajo de la capa minada (*Good Practice Guidance*, 2000).

EMISIONES POS-EXTRACCIÓN

Para un método de Nivel 1, se muestran a continuación los factores de emisión pos-extracción, junto con el método de estimación:

<p>ECUACIÓN 4.1.4</p> <p>NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – EMISIONES POS-EXTRACCIÓN – MINAS SUBTERRÁNEAS</p> <p><i>Emisiones de metano = Factor de emisión de CH₄ • Producción de carbón subterráneo • Factor de conversión</i></p>

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Factor de emisión de CH₄ (m³ tonelada⁻¹)

Producción de carbón subterráneo (tonelada año⁻¹)

Factor de emisión:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 0,9 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 2,5 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 4,0 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6}$ Gg m⁻³.

Los métodos de Nivel 2 para estimar las emisiones pos-extracción toman en cuenta el contenido de gas *in situ* del carbón. Las mediciones efectuadas sobre el carbón cuando emerge en una cinta transportadora desde la mina subterránea sin desgasificación, antes de la extracción indican que de 25 a 40 por ciento del gas *in situ* permanece en el carbón (Williams and Saghafi, 1993). En el caso de las minas que practican el drenaje previo, la cantidad de gas del carbón es menor que el valor *in situ* en una cantidad desconocida. En el caso de las minas sin drenaje previo, pero con conocimiento del contenido de gas *in situ*, el factor de emisión posterior a la extracción puede fijarse al 30 por ciento del contenido del gas *in situ*. En el caso de las minas con drenaje previo, se sugiere un factor de emisión de 10 por ciento del contenido de gas *in situ*.

No se consideran viables los métodos de Nivel 3 para las operaciones pos-extracción.

EMISIONES PROCEDENTES DEL METANO DRENADO

El metano drenado de las minas de carbón en funcionamiento (o abandonadas) subterráneas (o terrestres) puede ventearse directamente a la atmósfera, recuperarse y utilizarse, o convertirse en CO₂ mediante la combustión (quema en antorcha u oxidación catalítica) sin utilización alguna. La forma de justificar el metano drenado varía, según la utilización final del metano.

En general:

- El Nivel 1 representa una estimación de emisiones agregadas mediante el uso de factores de emisión. En general, no se espera que las emisiones asociadas con el metano drenado sean aplicables para el Nivel 1. Supuestamente, si estuviera drenándose el metano, habría datos mejores para posibilitar el uso de los métodos de Nivel 2 o incluso 3 para efectuar las estimaciones de las emisiones. Sin embargo, se incluyó el Nivel 1 en el debate siguiente, en caso de que se utilicen los métodos de Nivel 1 para estimar las emisiones nacionales en los casos en los que hay operaciones de drenaje de metano.
- En los casos en los que se drena el metano de las capas de carbón como parte de la extracción, y posteriormente se lo quema en antorcha o utiliza como combustible, es una *buena práctica* restar esta cantidad de la estimación total de emisiones de metano para los Niveles 1 y 2 (Ecuación 4.1.2). Los datos relativos a la cantidad de metano quemado en antorcha o utilizada de otro modo deben procurarse a través de los operadores de la mina con la misma frecuencia de medición que corresponde a las emisiones de minas subterráneas en general.
- Para los Niveles 1 y 2, si se drena y ventea el metano a la atmósfera en vez de utilizarlo, no se lo debe volver a contabilizar puesto que ya forma parte de las estimaciones de emisiones para estos métodos.
- Para el Nivel 3, debe sumarse el metano recuperado de los sistemas de desgasificación y venteado a la atmósfera antes de la extracción a la cantidad de metano liberado a través de los sistemas de ventilación, para que la estimación total esté completa. En algunos casos, puesto que se considera que los datos del sistema de desgasificación son confidenciales, puede ser necesario estimar la eficacia de recopilación de dicho sistema y luego restar las reducciones conocidas, para llegar a las emisiones netas del sistema de desgasificación.
- Todas las emisiones asociadas con la desgasificación de la capa de carbón relativa a las actividades de extracción de carbón deben justificarse en el año del inventario en el que se producen las emisiones y las operaciones de recuperación. De esta forma, el total de emisiones procedentes de todos los ejes de ventilación y de todas las operaciones de desgasificación que emiten metano a la atmósfera se declaran para cada año, independientemente de que se extraiga la capa de carbón, siempre que las emisiones estén asociadas con las actividades de extracción. Esto representa un alejamiento de las directrices anteriores, en las que se justificaba el metano drenado en el año en el que se extraía la capa de carbón.

Cuando se utiliza el metano recuperado como fuente de energía:

- Toda emisión resultante del uso del metano recuperado de la mina de carbón como fuente de energía debe justificarse sobre la base de su uso final, por ejemplo en el Volumen Energía, Capítulo 2, «Combustión estacionaria» cuando se utiliza para la producción de energía estacionaria.
- Cuando el metano recuperado de las capas de carbón se alimenta a un sistema de distribución del gas y se utiliza como gas natural, se abordan las emisiones *fugitivas* en la categoría de fuente de petróleo y gas natural (Sección 4.2).

Cuando se quema en antorcha el metano recuperado:

- Cuando simplemente se quema el metano sin energía útil, como la quema en antorcha o la oxidación catalítica en CO₂, debe añadirse la correspondiente producción de CO₂ al total de emisiones de gases de efecto invernadero (expresadas como equivalentes de CO₂) procedentes de las actividades de extracción del carbón. Deben justificarse esas emisiones como muestra la Ecuación 4.1.5, siguiente. Las cantidades de óxido nitroso y compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano emitidas durante la quema en antorcha son pequeñas respecto de las emisiones fugitivas totales, y no es necesario estimarlas.

ECUACIÓN 4.1.5

EMISIONES DE CO₂ Y CH₄ DEL METANO DRENADO QUEMADO EN ANTORCHA U OXIDADO CATALÍTICAMENTE

(a) Emisiones de CO₂ procedentes de la quema de CH₄ = 0,98 • Volumen de metano quemado en antorcha • Factor de conversión • Factor de masa estequiométrica

(a) Emisiones de metano sin quemar = 0,02 • Volumen de metano quemado en antorcha • Factor de conversión

Donde las unidades son:

Emisiones de CO₂ procedente de la combustión de metano (Gg año⁻¹)

Volumen de metano oxidado (m³ año⁻¹)

El Factor de masa estequiométrica es la relación de masa de CO₂ producida a partir de la combustión total de masa unitaria de metano y es igual a 2,75

Nota: 0,98 representa la eficacia de combustión del gas natural que se quema en antorcha (Compendium of Greenhouse gas Emission Methodologies for the Oil and Gas Industry, American Petroleum Institute, 2004)

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera, y tiene un valor de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

4.1.3.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Los datos de la actividad necesarios para los Niveles 1 y 2 son la producción del carbón no lavado. Si los datos acerca de la producción del carbón no lavado están disponibles, se los debe usar directamente. Si no se envía el carbón a una planta de preparación o lavadero para enriquecimiento por extracción de parte de la materia mineral, la producción de carbón no lavado es igual a la cantidad de carbón que puede comercializarse. Cuando se enriquece el carbón, parte de éste se rechaza en forma de desechos primarios que contienen una elevada materia mineral y también en forma de finos no recuperables. La cantidad de desechos típicamente es del 20 por ciento del peso del caudal de carbón no lavado, pero puede variar considerablemente por país. En los casos en los que los datos de la actividad se encuentren en forma de carbón comercializable, debe hacerse una estimación de la cantidad de producción lavada. Entonces se estima la producción de carbón no lavado aumentando la cantidad de «carbón comercializable» en la fracción que se pierde con el lavado.

Un método alternativo que puede ser más adecuado para las minas cuya producción de carbón no lavado contiene rocas del techo o del suelo como parte intencional del proceso de extracción consiste en usar los datos del carbón comercializable junto con los factores de emisión referidos a la fracción limpia del carbón y no al carbón lavado. Debe señalarse esta circunstancia en el inventario.

Para los métodos de Nivel 3, los datos relativos a la producción de carbón resultan innecesarios porque están disponibles las mediciones de las emisiones reales. Sin embargo, es una *buena práctica* recopilar y declarar estos datos para ilustrar la relación que existe –de haberla– entre la producción de carbón subterráneo y las emisiones reales sobre una base anual.

Las mediciones de alta calidad del metano drenado por los sistemas de desgasificación también deben estar disponibles a través de los operadores de las minas en las que se practica el drenaje. Ante la falta de datos detallados sobre los índices de drenaje, es una *buena práctica* obtener datos sobre la eficacia de los sistemas (es decir, la fracción de gas drenado) o hacer una estimación usando un rango (p. ej., 30-50 por ciento, típico de muchos sistemas de desgasificación). Si las minas asociadas tienen datos disponibles, también se los puede utilizar para proporcionar una orientación. Deben conservarse los registros de la producción de gas total anual de los años anteriores; estos registros pueden estar disponibles a través de los organismos correspondientes o de las minas individuales.

Si los datos acerca de la recuperación de metano de las minas de carbón y de la utilización no están disponibles directamente a través de los operadores de las minas, pueden usarse las ventas de gas como representación. Si no están disponibles las ventas de gas, la alternativa es estimar la cantidad de metano utilizado, a partir de las especificaciones de eficacia conocidas del sistema de drenaje. Solamente el metano que se habría emitido de las actividades de extracción de carbón debe considerarse recuperado y utilizado. Deben justificarse estas emisiones en el Volumen 2, Capítulo 4, Sección 4.2, «Emisiones fugitivas procedentes del petróleo y del gas natural», o si se queman las emisiones para obtener energía, en el Volumen 2, Capítulo 2, «Combustión estacionaria».

4.1.3.4 EXHAUSTIVIDAD PARA LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS

La estimación de las emisiones procedentes de la extracción subterránea debe incluir:

- El gas drenado producido por los sistemas de desgasificación
- Las emisiones procedentes de la ventilación
- Las emisiones posteriores a la extracción
- Las estimaciones del volumen de metano recuperado y utilizado o quemado en antorcha
- Las minas de carbón subterráneas abandonadas (véase la Sección 4.1.5 para obtener orientación metodológica)

Se incluyen estas subcategorías en las Directrices actuales.

4.1.3.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Los datos exhaustivos mina por mina (es decir, Nivel 3) pueden estar disponibles para algunos años, pero no para todos. Si no hubo cambios sustanciales en la cantidad de minas activas, es posible escalar las emisiones a la producción correspondiente a los años faltantes, si hubiere. Si hubo cambios en la cantidad de minas, pueden eliminarse las minas en cuestión de la extrapolación de escalada y manejarlas por separado. No obstante, se debe

tener cuidado en la escala porque la mina que se está extrayendo, el carbón virgen expuesto y la zona de excavación afectada poseen diferentes índices de emisión. Además, las minas pueden tener un alto nivel de emisión de fondo, independiente de la producción.

Las directrices del inventario recomiendan que las emisiones de metano asociadas con la desgasificación de la capa de carbón relativa a las actividades de extracción deben justificarse en el año del inventario en el que se producen las emisiones y las operaciones de recuperación. Es una divergencia respecto de las directrices anteriores, que sugerían que las emisiones o reducciones de metano solamente se justificaran durante el año en el que se produjo el carbón (p. ej., los pozos de desgasificación eran «extraídos».) De esta forma, si es viable, se recomienda repetir el cálculo de los años anteriores del inventario, para realizar una serie temporal coherente.

Si el compilador del inventario pasa de un método de Nivel 1 o 2 a uno de Nivel 3, puede ser necesario calcular los factores de emisiones implícitos para los años con datos de medición y aplicar estos factores de emisión a la producción de carbón para los años en los que no existen estos datos. Es importante considerar si la composición de la población de la mina se modificó drásticamente durante el período provisional, porque puede introducir incertidumbre. Para el caso de las minas abandonadas desde 1990, los datos pueden no estar archivados si desaparece la compañía. Deben tratarse estas minas por separado al ajustar la serie temporal para lograr coherencia.

En el caso de las situaciones en las que las emisiones de los gases de efecto invernadero procedentes de las minas subterráneas activas están bien caracterizadas y las minas pasaron de ser consideradas «activas» a «abandonadas», se debe tener cuidado de no introducir discontinuidades considerables en el registro de emisiones totales de la minería carbonífera.

4.1.3.6 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

INCERTIDUMBRES DEL FACTOR DE EMISIÓN

Factores de emisión para los Niveles 1 y 2

Las fuentes principales de incertidumbre para un método de Nivel 1 tienen dos orígenes. A saber:

- La aplicabilidad de los factores de emisión globales a los países individuales
- Las incertidumbres inherentes a los factores de emisión en sí

La incertidumbre debida al primero de los puntos es difícil de cuantificar, pero puede ser significativa. La inherente al factor de emisión también es difícil de cuantificar porque se sabe que se produce la variabilidad natural dentro de la misma región de carbón.

Para un método de Nivel 2, se aplican los mismos comentarios amplios, aunque los datos específicos de la cuenca reducen la incertidumbre inherente al Factor de emisión, en comparación con un método de Nivel 1. Respecto de la variabilidad inherente al Factor de emisión, el «Dictamen de expertos» de la *Orientación sobre las buenas prácticas (2000)* sugirió que tendía a ser de al menos ± 50 por ciento.

El Cuadro 4.1.2 muestra las incertidumbres de Nivel 1 y 2 asociadas con las emisiones procedentes de la minería carbonífera subterránea. Las incertidumbres correspondientes a estos niveles se basan en el dictamen de expertos.

CUADRO 4.1.2 ESTIMACIONES DE INCERTIDUMBRE PARA LA EXTRACCIÓN SUBTERRÁNEA PARA LOS MÉTODOS DE NIVEL 1 Y 2		
Incertidumbres potenciales de los factores de emisión de metano de la mina de carbón (Dictamen de expertos – GPG, 2000*)		
Método	Extracción	Pos-extracción
Nivel 2	$\pm 50-75\%$	$\pm 50\%$
Nivel 1	Factor de 2 mayor o menor	Factor de 3 mayor o menor
*GPG, 2000 <i>Orientación del IPCC para las buenas prácticas</i> y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2000)		

Nivel 3

Las emisiones de metano procedentes de las minas subterráneas tienen una variabilidad natural significativa debido a las variaciones en el ritmo de extracción y drenaje del gas. Por ejemplo, el gas que se libera por medio de extracción por tajos largos puede variar en un factor de hasta dos durante la vida de un panel de tajos largos. Las mediciones

frecuentes de las emisiones de las minas subterráneas pueden dar cuenta de dicha variabilidad y también reducir los errores intrínsecos de las técnicas de medición. Puesto que las emisiones varían durante el transcurso de un año por fluctuaciones en el ritmo de producción del carbón y el drenaje asociado, una *buena práctica* es recopilar los datos de la medición con la frecuencia que resulte posible, preferiblemente en forma quincenal o mensual, para suavizar las variaciones. Las mediciones diarias garantizarían una estimación de mayor calidad. El monitoreo continuo de las emisiones representa la etapa máxima de monitoreo, y está instrumentada en algunas minas modernas de tajo largo.

Las mediciones localizadas de la concentración del metano en el aire de ventilación probablemente tengan una exactitud de ± 20 por ciento, según el equipo utilizado. Los datos de la serie temporal o las mediciones reiteradas reducen significativamente la incertidumbre de las emisiones anuales a ± 5 por ciento para el monitoreo continuo, y 10-15 por ciento para el monitoreo efectuado cada dos semanas. Se conoce con bastante exactitud la circulación del aire de ventilación (± 2 por ciento). Al combinar las inexactitudes de las mediciones de la concentración de las emisiones con la imprecisión causada por la medición y el cálculo de las mediciones instantáneas, las emisiones totales correspondientes a una mina individual pueden estar representadas por debajo de su valor real hasta en un 10 por ciento o representadas por encima de éste hasta el 30 por ciento (Mutmanky and Wang, 2000).

La medición localizada de la concentración de metano en el gas drenado (de los sistemas de desgasificación) tiende a ser exacta en ± 2 por ciento por su concentración mayor. Deben hacerse las mediciones con una frecuencia comparable con las del aire de ventilación, para obtener un muestreo representativo. Probablemente se sepa que la medida del caudal de desgasificación medida sea ± 5 por ciento. Las medidas de los caudales de desgasificación estimadas sobre la base de las ventas de gas también tienden a presentar una incertidumbre mínima de ± 5 por ciento debido a las tolerancias de la calidad del gas del gasoducto.

Para una sola operación de tajo largo, con mediciones de emisión continuas o diarias, la exactitud de los datos de emisiones promedio mensuales o anuales quizá sea de ± 5 por ciento. La exactitud de las mediciones localizadas efectuadas cada dos semanas es de ± 10 por ciento, a intervalos de 3 meses: ± 30 por ciento. Si se suman las emisiones procedentes de las minas basadas en el tipo de procedimientos de medición menos frecuente, se reduce la incertidumbre ocasionada por las fluctuaciones de la producción del gas. Sin embargo, puesto que las emisiones fugitivas muchas veces están dominadas por los aportes de únicamente una pequeña cantidad de minas, es difícil estimar el alcance de esta mejora.

En el Cuadro 4.1.3 se muestran las estimaciones de incertidumbre para las minas subterráneas.

CUADRO 4.1.3			
ESTIMACIONES DE INCERTIDUMBRE PARA LA EXTRACCIÓN CARBONÍFERA SUBTERRÁNEA PARA UN MÉTODO DE NIVEL 3			
Fuente	Detalles	Incetidumbre	Referencia
Gas de drenaje	Mediciones localizadas de CH ₄ para el gas de drenaje	$\pm 2\%$	Dictamen de expertos (GPG, 2000 [*])
	Caudales de desgasificación	$\pm 5\%$	Dictamen de expertos (GPG, 2000)
Gas de ventilación	Mediciones continuas o diarias	$\pm 5\%$	Dictamen de expertos (GPG, 2000)
	Mediciones localizadas cada 2 semanas	$\pm 10\%$	Mutmanky and Wang, 2000
	Mediciones localizadas cada 3 meses	$\pm 30\%$	Mutmanky and Wang, 2000
[*] GPG, 2000 Orientación del IPCC para las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2000)			

INCERTIDUMBRES EN LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Producción de carbón: los tonelajes específicos del país tienden a ser conocidos en 1 a 2 por ciento, pero si no hay disponibles datos sobre el carbón no lavado, la incertidumbre aumenta a ± 5 por ciento, al convertirse partiendo de los datos de producción del carbón comercializable. También influye sobre los datos el contenido de humedad, que suele estar presente en niveles comprendidos entre el 5 y el 10 por ciento, y pueden no determinarse con gran exactitud.

Aparte de la incertidumbre de la medición, puede haber otras incertidumbres que introduce la naturaleza de las bases de datos estadísticas, que no se toman en cuenta en la presente. En países en los que se combinan las minas reguladas con las no reguladas, los datos de la actividad pueden tener una incertidumbre de ± 10 por ciento.

4.1.4 Extracción de carbón terrestre

La ecuación fundamental que debe usarse para estimar las emisiones procedentes de la extracción terrestre es la Ecuación 4.1.6.

ECUACIÓN 4.1.6
ECUACIÓN GENERAL PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LA
EXTRACCIÓN CARBONÍFERA TERRESTRE

$$\text{Emisiones de } CH_4 = \text{Emisiones de la extracción terrestre de } CH_4 + \text{Emisiones de pos-extracción de } CH_4$$

4.1.4.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

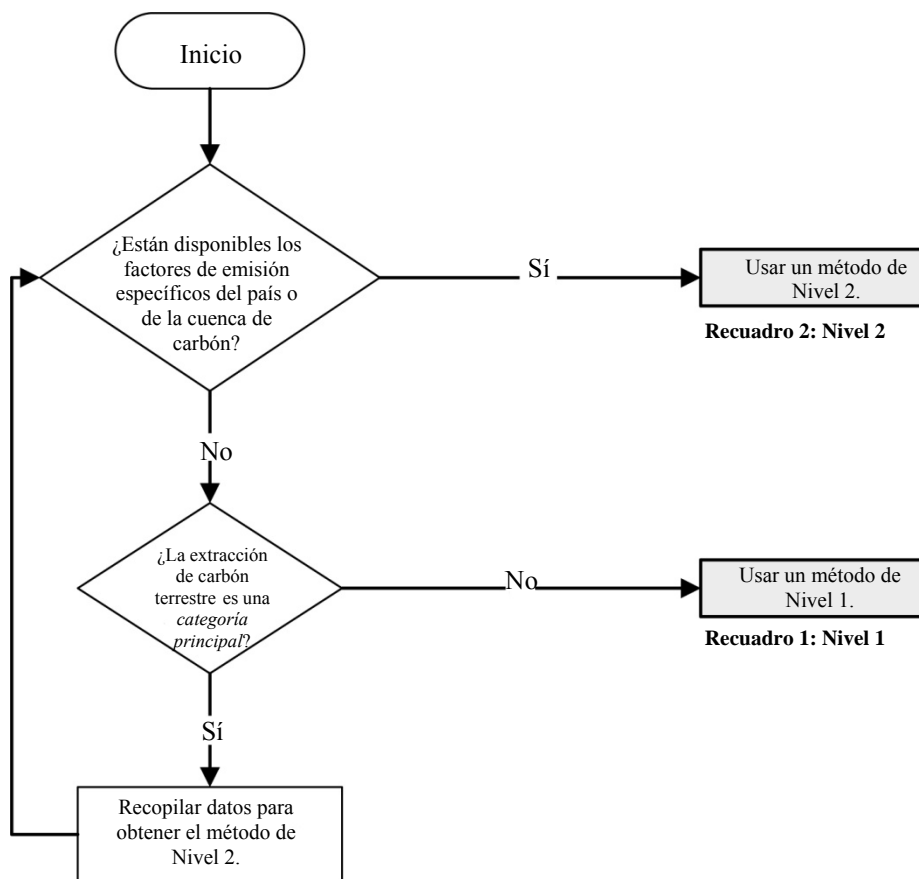
Aún no es viable recopilar los datos de medición de Nivel 3 específicos de la mina para las minas terrestres. La alternativa es recopilar datos sobre la producción de carbón de la mina terrestre y usar los factores de emisión. Para el caso de los países con producción de carbón significativa y múltiples cuencas de carbón, la desagregación de los datos y los factores de emisión para el nivel de la cuenca de carbón mejora la exactitud. Dada la incertidumbre de los factores de emisión basados en la producción, elegir factores de emisión del rango especificado en estas directrices puede ofrecer estimaciones razonables para un método de Nivel 1.

Como en el caso de la extracción subterránea, la medición directa de las emisiones pos-extracción es inviable, por lo que se recomienda un método de factor de emisión. Los métodos de Nivel 2 y 1 deben ser razonables para esta fuente, dada la dificultad de obtener datos mejores.

Se sabe que la oxidación del carbón en la atmósfera para producir CO₂ se da en las minas terrestres, pero no se espera que las emisiones procedentes de allí sean significativas, en especial tomando en cuenta los efectos de la rehabilitación de los vertederos. Las prácticas de rehabilitación, que incluyen cubrir los vertederos con tierra vegetal y re-vegetación, actúan para reducir los flujos de oxígeno hacia el vertedero y, por lo tanto, reducen la velocidad de producción de CO₂.

La combustión no controlada en las pilas de desechos es una característica de algunas minas terrestres. Sin embargo, estas emisiones, cuando se producen, son muy difíciles de cuantificar y es inviable incluir una metodología.

Figura 4.1.2 **Árbol de decisión para la extracción carbonífera terrestre**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

4.1.4.2 FACTORES DE EMISIÓN PARA LA EXTRACCIÓN TERRESTRE

Aunque las mediciones de las emisiones de metano procedentes de la extracción terrestre cada vez están más disponibles, resultan difíciles de efectuar y en la actualidad no existen métodos rutinarios de aplicación amplia. Los datos acerca del contenido del gas *in situ* antes de la extracción de sobrecarga también escasean para muchas operaciones de extracción terrestre.

Se muestran los factores de emisión de Nivel 1 junto con el método de estimación en la Ecuación 4.1.7.

ECUACIÓN 4.1.7
NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – MINAS TERRESTRES
Emisiones de metano = Factor de emisión de CH₄ • Producción de carbón terrestre • Factor de conversión

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Factor de emisión de CH₄ (m³ tonelada⁻¹)

Producción de carbón terrestre (tonelada año⁻¹)

Factor de emisiones:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 0,3 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 1,2 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 2,0 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$.

Para el método de Nivel 1, es una *buena práctica* usar el extremo bajo del rango de emisión específico para las minas con profundidades de sobrecarga promedio de menos de 25 metros y el extremo alto para profundidades de sobrecarga de más de 50 metros. Para las profundidades intermedias, es posible usar valores promedio para los factores de emisión. Ante la falta de datos sobre el espesor de sobrecarga, es una *buena práctica* usar el factor de emisión promedio, es decir 1,2 m³/tonelada.

El método de Nivel 2 utiliza la misma ecuación que para el Nivel 1, pero con datos desagregados al nivel de la cuenca de carbón.

EMISIONES POS-EXTRACCIÓN – EXTRACCIÓN TERRESTRE

Para un método de Nivel 1, pueden estimarse las emisiones pos-extracción con los factores de emisión que muestra la Ecuación 4.1.8.

ECUACIÓN 4.1.8
NIVEL 1: MÉTODO DE PROMEDIO GLOBAL – EMISIONES POS-EXTRACCIÓN – MINAS TERRESTRES
Emisiones de metano = Factor de emisión de CH₄ • Producción de carbón terrestre • Factor de conversión

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Factor de emisión de CH₄ (m³ tonelada⁻¹)

Producción de carbón terrestre (tonelada año⁻¹)

Factor de emisión:

Factor de emisión de CH₄ bajo = 0 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ promedio = 0,1 m³ tonelada⁻¹

Factor de emisión de CH₄ alto = 0,2 m³ tonelada⁻¹

Factor de conversión:

es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$.

Se debe utilizar el factor de emisión promedio, a menos que existan pruebas específicas del país que respalden el uso del factor de emisión alto o bajo.

4.1.4.3 DATOS DE LA ACTIVIDAD

Al igual que en el caso de las minas de carbón subterráneas, los datos de la actividad necesarios para los Niveles 1 y 2 son la producción del carbón no lavado. Los comentarios relativos a los datos de producción del carbón, hechos para el Nivel 1 y 2 para la extracción subterránea en la Sección 4.1.3.3 se aplican también a la extracción terrestre.

4.1.4.4 EXHAUSTIVIDAD PARA LA EXTRACCIÓN TERRESTRE

La estimación de las emisiones procedentes de la extracción terrestre debe incluir:

- Las emisiones ocurridas durante la extracción por arranque de carbón y de los estratos circundantes.
- Las emisiones posteriores a la extracción
- Los incendios en la pila de desechos / vertedero de sobrecarga

En la actualidad, solamente se toman en cuenta las primeras dos fuentes. Si bien habrá emisiones producto de la oxidación a baja temperatura, se espera que sean insignificantes para esta fuente.

4.1.4.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Puede haber datos del inventario faltantes para las minas terrestres, para determinados años del inventario. Si no hubo cambios sustanciales en la cantidad de minas terrestres activas, es posible escalar las emisiones a la producción correspondiente a los años faltantes. Si hubo cambios en la cantidad de minas, pueden eliminarse las minas en cuestión de la extrapolación de escalada y manejarlas por separado. Si comenzaron la producción minas nuevas en cuencas carboníferas nuevas, es importante evaluar las emisiones aplicables a estas minas, porque cada cuenca de carbón tiene características diferentes en cuanto a contenido de gas in situ y a los índices de emisión.

Si se practica la desgasificación de la capa de carbón en las minas terrestres, debe estimarse y declararse el metano en el año del inventario en el cual se producen las emisiones y las operaciones de recuperación.

4.1.4.6 EVALUACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE LAS EMISIONES

INCERTIDUMBRE DEL FACTOR DE EMISIÓN

Las incertidumbres en las emisiones procedentes de las minas terrestres no están tan bien cuantificadas como las correspondientes a la extracción subterránea. Sucintamente, las fuentes de la incertidumbre son las mismas que las descritas en la Sección 4.1.3.6 para las minas de carbón subterráneas. Sin embargo, cabe esperar que la variabilidad de los factores de emisión para las minas terrestres grandes sea mayor que para las minas de carbón subterráneas, porque las terrestres pueden mostrar una variabilidad significativa en toda la extensión de la mina, como consecuencia de las características geológicas locales.

El Cuadro 4.1.4 muestra las incertidumbres de Nivel 1 y 2 asociadas con las emisiones procedentes de la extracción terrestre.

CUADRO 4.1.4 ESTIMACIONES DE INCERTIDUMBRE PARA LA EXTRACCIÓN TERRESTRE PARA LOS MÉTODOS DE NIVEL 1 Y 2		
Incertidumbres probables de los factores de emisión de metano de la mina de carbón para la extracción terrestre (Dictamen de expertos*)		
Método	Superficie	Pos-extracción
Nivel 2	Factor de 2 mayor o menor	± 50%
Nivel 1	Factor de 3 mayor o menor	Factor de 3 mayor o menor
GPG, 2000 <i>Orientación del IPCC para las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero</i> (2000)		

INCERTIDUMBRE DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Los comentarios efectuados para la extracción subterránea en la Sección 4.1.3.6 también se aplican a la extracción terrestre.

4.1.5 Minas de carbón subterráneas abandonadas

Las minas de carbón subterráneas cerradas o abandonadas pueden seguir siendo una fuente de emisiones de gases de efecto invernadero por un tiempo después de haber sido cerradas o desmanteladas. A los fines del inventario de emisiones, es fundamental que se clasifique cada mina en una y solo una base de datos del inventario (p. ej., activa o abandonada).

Puesto que las minas abandonadas aparecen en las presentes directrices por primera vez, se describen con cierto nivel de detalle los métodos de Nivel 1 y 2. Los métodos de Nivel 1 y 2 presentados a continuación se basan principalmente en un método creado originalmente por la USEPA (Franklin et al, 2004) y se los adaptó para permitir una aplicación más general. Se anticipa que, si existen datos específicos del país para las minas abandonadas, se los utilizará.

El método de Nivel 3 aporta flexibilidad para el uso de los datos específicos de la mina. La metodología de Nivel 3 planteada a continuación fue adaptada a partir de la metodología estadounidense (Franklin et al 2004; US EPA 2004). El Reino Unido ha patrocinado otros trabajos pertinentes (Kershaw, 2005), que aportan otro ejemplo de método de Nivel 3.

4.1.5.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO

La ecuación fundamental para estimar las emisiones procedentes de las minas de carbón subterráneas abandonadas se muestra en la Ecuación 4.1.9.

ECUACIÓN 4.1.9
ECUACIÓN GENERAL PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS
Emisiones de CH₄ = Emisiones procedentes de minas abandonadas – Emisiones de CH₄ recuperado

Para desarrollar las estimaciones de emisiones de las minas de carbón subterráneas abandonadas se requieren los registros históricos. La Figura 4.1.3 es un árbol de decisión que muestra cómo determinar qué Nivel debe usarse.

Nivel 1 y 2

Los dos parámetros principales usados para estimar las emisiones de minas abandonadas para cada mina (o grupo de minas) son el tiempo (en años) transcurrido desde que se abandonó la mina, respecto del año del inventario de emisiones, y los factores de emisión que toman en cuenta el estado gaseoso de la mina. Si es aplicable y adecuado, puede incluirse la recuperación de metano en minas específicas para determinadas minas en un método híbrido de Nivel 2 -3 (véase a continuación).

- El Nivel 2 incluye información específica del tipo de carbón e intervalos de tiempo más estrechos para el abandono de las minas de carbón.
- El Nivel 1 incluye los valores por defecto e intervalos de tiempo más amplios.

Para un método de Nivel 1, las emisiones para un año dado del inventario pueden calcularse a partir de la Ecuación 4.1.10.

ECUACIÓN 4.1.10
MÉTODO DE NIVEL 1 PARA LAS MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS
Emisiones de metano = Cantidad de minas de carbón abandonadas que permanecen no inundadas
• Fracción de minas de carbón gaseosas • Factor de emisión • Factor de conversión

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

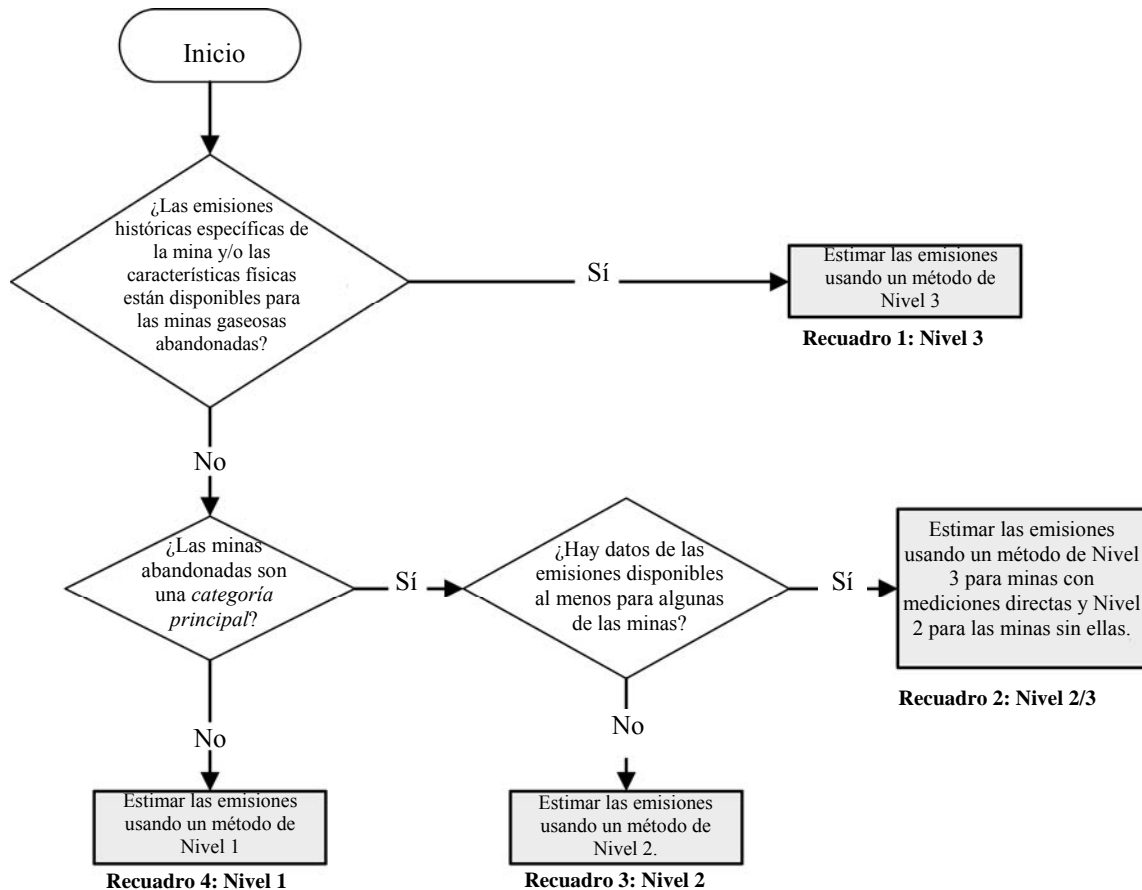
Factor de emisión (m³ año⁻¹)

Nota: el Factor de emisión tiene diferentes unidades aquí comparadas con las definiciones correspondientes a las emisiones pos-extracción, subterráneas y terrestres. Ello se debe a los diferentes métodos para estimar las emisiones procedentes de minas abandonadas, en comparación con la extracción subterránea o terrestre.

Se aplica esta ecuación para cada intervalo de tiempo, y se añaden las emisiones de cada uno para calcular el total de emisiones.

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

Figura 4.1.3 Árbol de decisión para minas de carbón subterráneas abandonadas

Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Nivel 3

Los métodos de Nivel 3 (Franklin et al, 2004 y Kershaw, 2005) exigen información específica de la mina como las emisiones por ventilación procedentes de la mina cuando ésta se encuentra activa, las características de la capa de carbón minada, el tamaño y la profundidad de la mina, y el estado de la mina abandonada (p. ej., el estado hidrológico, si está inundándose o inundada, y si está sellada o venteada). Cada país puede generar sus propios perfiles de emisiones de minas abandonadas como función del tiempo (también conocido como curvas de disminución de las emisiones) sobre la base de las propiedades conocidas del carbón nacionales o específicas de la cuenca, o puede usar curvas más genéricas basadas en el rango del carbón o las mediciones, quizá en combinación con métodos de modelización matemática. Si tienen lugar proyectos de recuperación de metano en las minas abandonadas, se espera que los datos relativos a ellos estén disponibles. Una metodología de Nivel 3 específica de la mina resultaría adecuada para calcular las emisiones procedentes de una mina que tiene asociados proyectos de recuperación de metano y puede incluirse como parte de un método híbrido con un inventario de emisiones de Nivel 2 de alcance nacional.

En general, el proceso de Nivel 3 para desarrollar un inventario nacional de emisiones de metano de minas abandonadas (MMA) consta de los siguientes pasos:

1. Creación de una base de datos de minas de carbón gaseosas abandonadas.
2. Identificación de los factores principales que afectan las emisiones de metano: estado hidrológico (inundación), condición de permeabilidad de la mina (si está sellada o venteada) y tiempo transcurrido desde el abandono.
3. Elaboración de curvas de disminución del índice de emisiones específico de la cuenca de carbón o de la mina, o modelos equivalentes.
4. Validación de los modelos matemáticos mediante un programa de medición de campo.
5. Cálculo de un inventario de emisiones nacionales para cada año.
6. Ajuste de las reducciones de emisiones debidas a la recuperación y utilización de metano.
7. Determinación del total de emisiones netas.

Métodos híbridos

Puede usarse una combinación de metodologías de diferentes Niveles para reflejar la mejor disponibilidad de datos para los diversos períodos históricos. Por ejemplo, para un país dado, quizá deban determinarse las emisiones procedentes de minas abandonadas en el pasado lejano usando un método de Nivel 1. Para ese mismo país, quizá se pueda determinar las emisiones procedentes de minas abandonadas en forma más reciente usando un método de Nivel 2 o 3, si hay disponibles datos más exactos.

Minas totalmente inundadas

Es una *buena práctica* incluir en las bases de datos y en otros registros usados para el desarrollo del inventario las minas que se sabe están totalmente inundadas, pero se les debe asignar una emisión de cero, puesto que las emisiones procedentes de esas minas son insignificantes.

Reducciones de las emisiones mediante la recuperación y utilización

En algunos casos, se puede recuperar y utilizar o quemar en antorcha el metano procedente de las minas cerradas o abandonadas. La recuperación de metano de las minas abandonadas suele implicar el bombeo, lo cual aumenta o «acelera» la cantidad de metano recuperado por encima de la cantidad que se habría emitido de no haberse producido el bombeo.

Según un método específico de la mina (Nivel 3) en el cual se utilizan las curvas o los modelos de reducción de emisiones para estimar las emisiones, si las reducciones son menores que las emisiones proyectadas que se habrían producido en la mina de no haber tenido lugar la recuperación para un año dado, las reducciones de emisiones procedentes de la recuperación y utilización deben restarse de las emisiones proyectadas, para obtener las emisiones netas. Si el metano recuperado y utilizado en un año dado excede la emisión que se habría producido de no haber tenido lugar la recuperación, se considera que las emisiones netas de esa mina para ese año son de cero.

Si no se utiliza un método de Nivel 3 (simplemente o combinado con el Nivel 2), la cantidad total de metano recuperado y utilizado procedente de las minas abandonadas debe restarse del inventario total de emisiones para las minas abandonadas, según la Ecuación 4.1.9, sujeto a que las emisiones declaradas no sean inferiores a cero. Debe utilizarse el método de Nivel 3 en los casos en los que estén disponibles los datos adecuados.

4.1.5.2 ELECCIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN**Nivel 1: Método de promedio global – minas subterráneas abandonadas**

A continuación, se describe un método de Nivel 1 para determinar las emisiones procedentes de las minas subterráneas abandonadas, que se basa principalmente en los métodos desarrollados por la USEPA (Franklin et al, 2004). Incluye un factor para dar cuenta de la fracción de esas minas que, cuando producían carbón activamente, eran consideradas gaseosas. Así, esta metodología se basa en la cantidad total de minas de carbón abandonadas, ajustada para la fracción considerada gaseosa, como se describe a continuación. Se presupone que las minas abandonadas que se consideraban no gaseosas cuando estaban minadas activamente poseen emisiones insignificantes. En la metodología estadounidense, el término gaseoso se refiere a las minas de carbón que, cuando estaban activas, tenían emisiones de la ventilación anuales promedio que superaban la escala de 2 800 a 14 000 metros cúbicos por día (m^3/d), o de 0,7 a 3.4 Gg por año.

El método de Nivel 1 para las minas de carbón subterráneas abandonadas es el siguiente:

1. Determinar el tiempo aproximado (intervalo de años) a partir de los siguientes intervalos de tiempo en los que las minas de carbón gaseosas fueron abandonadas.
 - a. 1901 – 1925
 - b. 1926 – 1950
 - c. 1951 – 1975
 - d. 1976 – 2000
 - e. 2001 al presente
2. Pueden utilizarse intervalos múltiples si corresponde. Se recomienda estimar la cantidad de minas de carbón gaseosas abandonadas durante cada intervalo de tiempo usando los intervalos más pequeños posibles sobre la base de los datos disponibles. Teóricamente, para los períodos más recientes, los intervalos de tiempo se reducen (p. ej., intervalos de diez años anteriores a 1990; intervalos anuales desde 1990). Debe tenerse en cuenta la información correspondiente a diferentes baterías de minas de carbón abandonadas durante diferentes períodos de tiempo, puesto que muchos períodos pueden combinarse en el método de Nivel 1.

3. Estimar la cantidad total de minas abandonadas en cada franja temporal desde 1901 que permanecen no inundadas. Si se desconoce el alcance de la inundación, es una *buen práctica* presuponer que el ciento por ciento de las minas permanecen no inundadas. A los fines de estimar la cantidad de minas abandonadas, deben descartarse los proyectos de excavaciones y las minas para carretilla de pocos acres de tamaño.
4. Determinar el porcentaje de minas de carbón que se consideraría gaseosa en el momento del cierre de la mina. Sobre la base de los intervalos de tiempo arriba seleccionados, elegir un porcentaje estimado de minas de carbón gaseosas entre los valores por defecto altos y bajos del Cuadro 4.1.5. Las estimaciones reales pueden variar de 0 a 100 por ciento. Al seleccionar de entre los valores por defecto altos y bajos del Cuadro 4.1.5, el país debe tomar en cuenta toda la información histórica disponibles, que puede contribuir al porcentaje de minas gaseosas, como el rango de carbón, el contenido de gas y la profundidad de la extracción. Los países que presentan casos registrados de minas gaseosas (p. ej., explosiones o estallidos de metano) deben seleccionar los valores por defecto altos a comienzos de siglo. De 1926 a 1975, los países en los que las minas eran relativamente profundas y se utilizaban equipos hidráulicos deben seleccionar el valor por defecto alto. Los países que poseen minas profundas de tajo largo o pruebas del estado gaseoso deben seleccionar los valores altos para los períodos posteriores a 1975. El rango bajo de los valores por defecto puede ser adecuado para un intervalo de tiempo dado para determinadas regiones, cuencas de carbón o naciones, sobre la base de las condiciones geológicas o las prácticas de extracción conocidas.
5. Para el año del inventario de interés (entre 1990 y el presente), seleccione el factor de emisiones correcto del Cuadro 4.1.6. Por ejemplo, para las minas abandonadas en el intervalo de 1901 a 1925 y para el año de declaración de inventario 2005, el Factor de emisión de estas minas tiene un valor de 0,256 millones de m³ de metano por mina.
6. Calcular para cada franja temporal el total de emisiones de metano a partir de la Ecuación 4.1.10 hasta el año del inventario de interés.
7. Sumar las emisiones para cada intervalo temporal, para obtener el total de emisiones de la mina abandonada para cada año del inventario.

CUADRO 4.1.5		
NIVEL 1 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS		
VALORES POR DEFECTO – PORCENTAJE DE MINAS DE CARBÓN GASEOSAS		
Intervalo temporal	Bajo	Alto
1900-1925	0%	10%
1926-1950	3%	50%
1950-1976	5%	75%
1976-2000	8%	100%
2001 al presente	9%	100%

CUADRO 4.1.6					
NIVEL 1 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS					
FACTOR DE EMISIÓN, MILLONES DE M³ DE METANO/ MINA					
	Intervalo de cierre de la mina				
Año del inventario	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 al presente
1990	0,281	0,343	0,478	1,561	ND
1991	0,279	0,340	0,469	1,334	ND
1992	0,277	0,336	0,461	1,183	ND
1993	0,275	0,333	0,453	1,072	ND
1994	0,273	0,330	0,446	0,988	ND
1995	0,272	0,327	0,439	0,921	ND
1996	0,270	0,324	0,432	0,865	ND
1997	0,268	0,322	0,425	0,818	ND
1998	0,267	0,319	0,419	0,778	ND
1999	0,265	0,316	0,413	0,743	ND
2000	0,264	0,314	0,408	0,713	ND
2001	0,262	0,311	0,402	0,686	5,735
2002	0,261	0,308	0,397	0,661	2,397
2003	0,259	0,306	0,392	0,639	1,762
2004	0,258	0,304	0,387	0,620	1,454
2005	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265
2006	0,255	0,299	0,378	0,585	1,133
2007	0,253	0,297	0,373	0,569	1,035
2008	0,252	0,295	0,369	0,555	0,959
2009	0,251	0,293	0,365	0,542	0,896
2010	0,249	0,290	0,361	0,529	0,845
2011	0,248	0,288	0,357	0,518	0,801
2012	0,247	0,286	0,353	0,507	0,763
2013	0,246	0,284	0,350	0,496	0,730
2014	0,244	0,283	0,346	0,487	0,701
2015	0,243	0,281	0,343	0,478	0,675
2016	0,242	0,279	0,340	0,469	0,652

Dado que se incluyen por primera vez las minas subterráneas abandonadas, se presenta en el Cuadro 4.1.7 un ejemplo de cálculo.

CUADRO 4.1.7						
NIVEL 1 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS						
Cálculo ejemplo						
	Intervalo de cierre de la mina					
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 al presente	Total para el año de inventario 2005
Cantidad de minas cerradas por franja temporal	20	15	10	5	1	
Fracción de minas gaseosas	0,1	0,5	0,75	1,0	1,0	
Factor de emisión para el año de inventario 2005 (del Cuadro 4.1.6)	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265	
Total de emisiones (Gg CH ₄ por año de la Ecuación 4.1.10)	0,34	1,51	1,92	2,07	0,85	6,64

Nivel 2 – Método específico del país o de la cuenca

El método de Nivel 2 para crear un inventario de emisiones de metano de las minas abandonadas adopta un abordaje similar al del Nivel 1, pero incluye los datos específicos del país o de la cuenca. La metodología presentada a continuación tiene por objeto utilizar datos específicos del país o de la cuenca de carbón siempre que sea posible (por ejemplo, para las emisiones de las minas activas antes del abandono, para los parámetros específicos de la cuenca para los factores de emisión, etc.).

En algunos casos, se han incluido parámetros por defecto para estos valores, pero se los debe usar únicamente si no están disponibles los datos específicos del país o de la cuenca.

Calcular las emisiones para un año del inventario dado mediante la Ecuación 4.1.11:

ECUACIÓN 4.1.11
MÉTODO DE NIVEL 2 PARA MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS SIN RECUPERACIÓN DE METANO NI UTILIZACIÓN

Emisiones de metano = Cantidad de minas de carbón abandonadas que permanecen no inundadas
 • *Fracción de minas gaseosas* • *Índice de emisiones promedio* • *Factor de emisión* • *Factor de conversión*

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Índice de emisión (m³ año⁻¹)

Factor de emisión (sin dimensiones, véase la Ecuación 4.1.11)

Factor de conversión:

es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³

Si se sabe que hay minas individuales totalmente inundadas, puede asignárseles un valor de emisiones de cero. Las reducciones de las emisiones de metano debidas a los proyectos de recuperación que utilizan o queman el metano en antorcha en las minas abandonadas deben restarse de la estimación de emisiones. Para cualquiera de estos casos, se recomienda utilizar un método híbrido de Nivel 2 – Nivel 3, para incorporar esa información específica de la mina (véase el análisis de los proyectos de recuperación y utilización del metano de las minas abandonadas, Secciones 4.1.5.1 y 4.1.5.3).

Los pasos básicos del método de Nivel 2 para las minas de carbón subterráneas abandonadas son los siguientes:

- Determinar los intervalos de tiempo aproximados en los que se cerró una cantidad significativa de minas de carbón gaseosas. Pueden utilizarse intervalos múltiples si corresponde. Se recomienda estimar la cantidad de minas de carbón gaseosas abandonadas durante cada intervalo de tiempo usando los intervalos más pequeños posibles sobre la base de los datos disponibles. Teóricamente, para los períodos más recientes, los intervalos de tiempo se reducen (p. ej., intervalos de diez años anteriores a 1990; intervalos anuales desde 1990).
- Estimar la cantidad total de minas abandonadas en cada intervalo temporal seleccionado que permanecen no inundadas. Si no hay información disponible sobre el estado de inundación de las minas abandonadas, suponer que el 100 por ciento permanece no inundado.
- Determinar la cantidad (o el porcentaje) de minas de carbón que se consideraría gaseosa en el momento del cierre de la mina.
- Para cada intervalo temporal, determinar el índice de emisiones promedio. Si no existen datos específicos del país o de la cuenca, es posible seleccionar del Cuadro 4.1.8 estimaciones bajas y altas para las emisiones de la mina activa antes del abandono.
- Para cada intervalo temporal, calcular un factor de emisiones adecuado mediante la Ecuación 4.1.12, sobre la base de la diferencia en años entre los datos estimados del abandono y el año del inventario de emisiones. Obsérvese que los valores por defecto para esta ecuación de factor de emisiones se presentan en el Cuadro 4.1.9, pero se los debe utilizar únicamente cuando la información específica del país o de la cuenca no está disponible.
- Calcular las emisiones para cada intervalo temporal mediante la Ecuación 4.1.11.
- Sumar las emisiones para cada intervalo temporal, para obtener el total de emisiones de la mina abandonada para cada año del inventario.

CUADRO 4.1.8 NIVEL 2 – MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS VALORES POR DEFECTO PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE MINAS ACTIVAS, ANTES DEL ABANDONO	
Parámetro	Emisiones, millón m ³ /año
Bajo	1,3
Alto	38,8

<p>ECUACIÓN 4.1.12 NIVEL 2 – FACTOR DE EMISIÓN DE LAS MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS <i>Factor de emisión = (1 + aT)^b</i></p>
--

Donde:

a y *b* son constantes que determinan la curva de reducción. En la medida de lo posible, deben utilizarse valores específicos del país o de la cuenca. En el Cuadro 4.1.9, que se presenta a continuación, se incluyen los valores por defecto.

T = años transcurridos desde el abandono (diferencia en el punto medio del intervalo temporal seleccionado y el año del inventario) y el año del inventario.

Se debe calcular un factor de emisiones aparte para cada intervalo temporal seleccionado. El factor de emisión no tiene dimensiones.

CUADRO 4.1.9 COEFICIENTES PARA EL NIVEL 2 – MINAS DE CARBÓN SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS		
Rango de carbón	A	b
Antracita	1,72	-0,58
Bituminoso	3,72	-0,42
Sub-bituminoso	0,27	-1,00

Método específico de la mina de Nivel 3

El Nivel 3 ofrece mucha flexibilidad. Es posible usar las emisiones medidas directamente, si están disponibles, en lugar de las estimaciones y los cálculos. Pueden usarse los modelos junto con los datos medidos, para estimar las emisiones de la serie temporal. Cada país puede generar sus propias curvas de reducción u otras caracterizaciones, sobre la base de las mediciones, las propiedades del carbón conocidas y específicas de la cuenca y/o los modelos hidrológicos. La Ecuación 4.1.13 describe un método posible.

<p>ECUACIÓN 4.1.13 EJEMPLO DE CÁLCULO DE EMISIONES DE NIVEL 3 – MINAS SUBTERRÁNEAS ABANDONADAS <i>Emisiones de metano = (índice de emisiones en el cierre • Factor de emisión • Factor de conversión) – Reducciones de las emisiones de metano procedentes de la recuperación y utilización</i></p>

Donde las unidades son:

Emisiones de metano (Gg año⁻¹)

Índice de emisión al cierre (m³ año⁻¹)

Factor de emisión (sin dimensiones, véase Franklin *et al.*, 2004)

Factor de conversión:

Es la densidad del CH₄ y convierte el volumen de CH₄ en la masa de CH₄. Se toma la densidad a 20 °C y una presión de 1 atmósfera y tiene un valor de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

Los pasos básicos de la metodología de Nivel 3 incluyen los siguientes:

- Determinar una base de datos de cierres de minas con la información geológica e hidrológica pertinente y las fechas de abandono aproximadas (cuando cesó toda la ventilación de la mina activa) en forma coherente para todas las minas del inventario del país.
- Estimar las emisiones sobre la base de las emisiones medidas y/o un modelo de emisiones. Puede basarse en el índice de emisiones promedio al momento del cierre de la mina, determinado por el último índice de emisión medido (o preferiblemente un promedio de diversas mediciones tomadas el año anterior al abandono), o las reservas de metano estimadas, susceptibles de liberación.
- Si no se han tomado mediciones reales en una mina dada, es posible calcular las emisiones por medio de una curva de reducción adecuada o un método de modelización para las minas ventiladas abiertamente, las minas selladas o las minas inundadas. Utilizar la ecuación de reducción o el método de modelización seleccionados para la mina y la cantidad de años comprendida entre el abandono y el año del inventario, para calcular las emisiones o un factor de emisión adecuado para cada mina.
- Sumar las emisiones de la mina abandonada para crear un inventario anual.

4.1.5.3 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Para estimar las emisiones procedentes de las minas abandonadas se requieren los datos históricos y no los datos actuales de la actividad. Para el Nivel 1, los expertos del país deben estimar la cantidad de minas abandonadas por intervalo temporal del Cuadro 4.1.5, sobre la base de los datos históricos disponibles a través de los organismos nacionales o internacionales correspondientes, o de los expertos regionales.

Para el Nivel 2, se requiere la cantidad total de minas abandonadas y el período de abandono. Pueden obtenerse estos datos a través de los organismos correspondientes nacionales, estatales o provinciales, o de las compañías dedicadas a la industria del carbón. Si un país cuenta con más de una región o cuenca de carbón, los datos relativos a la producción y las emisiones pueden estar desagregados por región. Se puede usar el dictamen de expertos y el análisis estadísticos para estimar las emisiones por ventilación o las emisiones específicas, sobre la base de mediciones tomadas de una cantidad limitada de minas (véase Franklin et al (2004)).

Para el Nivel 3, las estimaciones de las emisiones procedentes de la mina de carbón abandonada deben basarse en los datos detallados de las características, los datos relativos al abandono y la ubicación geográfica de cada mina. Ante la falta de mediciones directas de la mina abandonada, los factores de emisión de Nivel 3 pueden basarse en los datos de emisiones específicos de la mina, incluidos los datos de emisiones históricos procedentes de los sistemas de desgasificación y ventilación cuando la(s) mina(s) se encontraba(n) activa(s) (véase Franklin et al, 2004).

REDUCCIONES DE LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA RECUPERACIÓN DE METANO EN LAS MINAS ABANDONADAS

Las minas abandonadas en las que tiene lugar la recuperación y utilización o la quema en antorcha del metano de la mina abandonada deben justificarse comparando la cantidad de metano recuperado y utilizado con la cantidad que se espera se haya emitido en forma natural. El método de justificación del metano recuperado de las minas de carbón abandonadas se describe en la Sección 4.1.5.1.

Las emisiones de CO₂ producidas a partir de la combustión de metano de los proyectos de recuperación y utilización de minas abandonadas deben incluirse en las estimaciones del sector energético en los casos en los que hay utilización, o en las emisiones fugitivas de minas abandonadas en los casos en los que hay quema en antorcha. Para realizar esta estimación, los datos de los proyectos de recuperación o producción de metano de las minas abandonadas pueden estar disponibles públicamente a través de los organismos gubernamentales adecuados, según el uso final. Esta información puede estar en forma de ventas del gas dosificado y suele estar disponible públicamente en las bases de datos gubernamentales o del sector del gas y del petróleo. Se recupera un 3 a 8 por ciento adicional del metano de las minas abandonadas sin documentar, que se utiliza como combustible para la compresión del gas. El porcentaje real de metano utilizado depende de la eficacia del equipo de compresión. Deben declararse las emisiones procedentes de este uso de la energía según el Volumen 2, Capítulo 2 «Combustión estacionaria». Para el caso de los proyectos que utilizan el metano recuperado de las minas abandonadas para la generación de electricidad, se pueden usar los índices del flujo medido y los factores de compresión, si están disponibles. Si los datos públicos reflejan con exactitud la electricidad producida, el rendimiento térmico o la eficacia del generador de electricidad pueden usarse para determinar el consumo de combustible.

4.1.5.4 EXHAUSTIVIDAD

Las estimaciones de las emisiones procedentes de las minas subterráneas abandonadas deben incluir todas las emisiones que se fugan de las minas abandonadas. Hasta hace poco, no existían métodos que permitieran estimar estas emisiones. Es una *buena práctica* registrar la fecha de cierre de la mina, así como el método de sellado. Los datos relativos al tamaño y a la profundidad de esas minas pueden ser útiles para cualquier estimación posterior.

4.1.5.5 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Es poco probable que haya datos exhaustivos mina por mina (Nivel 3) para todos los años. Por lo tanto, para elaborar inventarios híbridos Nivel 2- Nivel 3, así como inventarios de Nivel 1 o Nivel 2, quizá deba estimarse la cantidad de minas abandonadas para los años para los cuales hay datos escasos.

Las presentes directrices del inventario recomiendan que las emisiones de metano asociadas con las minas abandonadas deben justificarse en el año del inventario en el que se producen las emisiones y las operaciones de recuperación.

En el caso de las situaciones en las que las emisiones de los gases de efecto invernadero procedentes de las minas subterráneas activas están bien caracterizadas y las minas pasaron de ser consideradas «activas» a «abandonadas», se deben recopilar los datos de las emisiones de las minas activas (durante el año en el cual se cerró la mina). Se debe tener cuidado al transferir las minas del inventario activo al abandonado, para no caer en el cómputo doble ni en las omisiones.

4.1.5.6 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

NIVEL 1

Entre las causas primarias de la incertidumbre relativas a la metodología de Nivel 1 se incluyen las siguientes:

- *La naturaleza general de los factores de emisión.* El rango de incertidumbre de estos factores de emisión es intencionalmente grande, para justificar la incertidumbre en los parámetros determinantes como ser tamaño y profundidad de la mina, y rango del carbón.
- *Tiempo del abandono.* Puesto que las emisiones procedentes de las minas abandonadas dependen mucho del tiempo, seleccionar un solo intervalo que represente mejor las fechas de cierre de todas las minas es clave para establecer un índice de emisiones.
- *Los datos de la actividad.* Tanto la cantidad de minas gaseosas abandonadas como la de carbón producido a través de las minas gaseosas dependen mucho del país. Se define la incertidumbre por la disponibilidad de registros históricos de extracción y producción.

El rango total estimado de incertidumbre asociada con las estimaciones de Nivel 1 depende de cada uno de los factores antes analizados. Las emisiones reales tienden a ubicarse en el rango de un tercio a tres veces el valor de emisiones estimado.

NIVEL 2

Entre las causas primarias de la incertidumbre relativa a los métodos de Nivel 2 se incluyen las siguientes:

- *Los factores de emisión específicos del país o de la cuenca.* La incertidumbre está asociada con las ecuaciones de disminución del factor de emisión para cada rango de carbón. Esta incertidumbre es función de la variabilidad inherente del contenido de gas, las características de adsorción y la permeabilidad dentro de un rango de carbón dado.
- La cantidad de minas que producen un rango de carbón dado.
- La cantidad de minas abandonadas a través del tiempo.
- El porcentaje de minas gaseosas como función del tiempo.

El total de incertidumbre estimada asociado con las estimaciones de Nivel 2 depende del rango de incertidumbre asociado con cada uno de estos factores. Deben definirse estos parámetros de forma más estrecha que para el caso del Nivel 1. Así, el total de emisiones reales es más proclive a encontrarse en el rango de la mitad al doble del valor estimado.

NIVEL 3

Las incertidumbres primarias asociadas con los inventarios de emisiones generados con la metodología de Nivel 3 incluyen las siguientes:

- El índice de emisión de minas activas
- La ecuación de curva de reducción o el método de modelización que describe la función relativa a las características de adsorción y al contenido de gas del carbón, el tamaño de la mina y la permeabilidad del carbón.
- El estado hidrológico de la mina abandonada (inundada o inundándose) y la condición (sellada o venteada).

La metodología de Nivel 3 tiene una incertidumbre asociada inferior a la de los Niveles 1 y 2 porque el inventario de emisiones se basa en las mediciones directas o en la información específica de la mina, incluidos los índices de emisiones activas y las fechas de cierre de las minas. Si bien el rango de incertidumbre asociada con las emisiones estimadas de una mina individual puede ser grande (en la escala de ± 50 por ciento) si se suma el rango de incertidumbre de una cantidad suficiente de emisiones de minas individuales, se reduce el rango de incertidumbre del inventario final, según el teorema de los límites centrales (Murtha, 2002), siempre que las incertidumbres sean independientes. Dado el rango esperado de la cantidad de minas de carbón abandonadas en los diferentes países, la incertidumbre general asociada con la metodología de Nivel 3 para las minas abandonadas puede variar ± 20 por ciento en el caso de los países con gran cantidad de minas abandonadas, hasta ± 30 por ciento para el caso de un país con menos cantidad de minas abandonadas, cuyas emisiones se incluyen en el inventario.

Es posible utilizar los diferentes niveles combinados. Por ejemplo, las emisiones de las minas abandonadas durante la primera mitad del siglo veinte pueden determinarse con un método de Nivel 1, mientras que las emisiones procedentes de las minas abandonadas después de 1950 pueden determinarse con un método de Nivel 2. Los métodos de Nivel 1 y 2 tienen su propia distribución de la incertidumbre. Es importante sumar correctamente estas distribuciones, para llegar al rango adecuado de incertidumbre para el inventario final de emisiones.

4.1.6 Exhaustividad para la extracción de carbón

Quedan tres vacíos para el desarrollo de un inventario exhaustivo de emisiones fugitivas procedentes de la extracción de carbón. Son las minas terrestres abandonadas, la combustión no controlada y el CO₂ del gas por grietas de carbón.

MINAS TERRESTRES ABANDONADAS

Tras el cierre, las emisiones procedentes de las minas terrestres abandonadas pueden incluir lo siguiente:

- El muro fijo
- Las fugas desde el pozo
- La oxidación a baja temperatura
- La combustión no controlada

En la actualidad, no se han desarrollado métodos exhaustivos para cuantificar estas emisiones y, por lo tanto, no se los incluye en las presentes directrices. Constituyen materia para una mayor investigación.

EMISIONES PROCEDENTES DE LA COMBUSTIÓN NO CONTROLADA Y DE LA QUEMA DE LOS DEPÓSITOS DE CARBÓN

Mientras que las emisiones procedentes de esta fuente pueden ser significativas para una mina de carbón individual, no queda claro qué tan significativas pueden ser para un país en particular. En algunos países en que tales incendios son moneda corriente, las emisiones pueden ser muy significativas. No existen métodos claros disponibles actualmente para medir sistemáticamente o estimar de forma precisa los datos de la actividad, aunque en los casos de países con datos sobre las cantidades de carbón quemado, debe estimarse el CO₂ sobre la base del contenido de carbono del carbón y debe declararse en la subcategoría pertinente de 1.B.1.b. Cabe señalar que aquí se aborda la combustión no controlada debida únicamente a las actividades de exploración del carbón. Se debe cuidar de evitar el cómputo doble con las emisiones fugitivas de CH₄ y CO₂ de baja oxidación.

CO₂ EN EL GAS DE MINA DE CARBÓN

Los países que cuentan con datos sobre el CO₂ del gas de las minas de carbón deben incluirlos en la subcategoría usada para las emisiones de metano correspondientes.

4.1.7 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

4.1.7.1 CONTROL DE CALIDAD Y DOCUMENTACIÓN

FACTORES DE EMISIÓN

- **Control de calidad**
 - a) Nivel 1: revisión de las circunstancias nacionales y documentación de la justificación lógica para la selección de los valores específicos.

- b) Nivel 2: verificación de las ecuaciones y los cálculos usados para determinar el factor de emisión y garantía de que el muestreo respeta protocolos coherentes, de modo que las condiciones sean representativas y uniformes.
- c) Nivel 3: trabajo con operadores de la mina para garantizar la calidad de los datos obtenidos con los sistemas de desgasificación. Las minas que funcionan en forma individual deben tener instrumentados procedimientos de GC/CC para monitorear las emisiones procedentes de la ventilación.

- **Documentación**

Proporcionar información transparente sobre los pasos necesarios para calcular los factores de emisión o medir las emisiones, incluidos los números y las fuentes de los datos recopilados.

DATOS DE LA ACTIVIDAD

- **Control de calidad**

Describir los métodos de recopilación de los datos de la actividad, incluida una evaluación de las áreas que deben ser mejoradas.

- **Documentación**

- a) Descripción exhaustiva de los métodos usados para recopilar los datos de la actividad
- b) Análisis de las áreas potenciales de sesgo en los datos, incluido un análisis de si las características son representativas del país

REVISIÓN DEL COMPILADOR DEL INVENTARIO (GC)

El compilador del inventario debe garantizar que se utilicen las metodologías adecuadas para calcular las emisiones procedentes de la extracción de carbón, incluido el uso del máximo Nivel aplicable para un país dado, tomando en cuenta las que se consideran *categorías principales* para ese país, así como la disponibilidad de los datos. Debe garantizar que se utilicen los factores de emisión adecuados. Para el caso de las minas activas subterráneas y terrestres, deben usarse los mejores datos de la actividad disponibles, según los Niveles adecuados, especialmente y, en la medida de lo posible, la cantidad de metano recuperado y utilizado. Para las minas abandonadas, el compilador debe garantizar que se utilice la información histórica más exacta disponible.

CC DEL COMPILADOR DEL INVENTARIO AL COMPILAR EMISIONES NACIONALES

Entre los métodos que el compilador del inventario puede emplear para proporcionar control de calidad para el inventario nacional pueden incluirse, por ejemplo:

- El cálculo inverso de los factores de emisión nacionales y regionales a partir de los datos de medición de Nivel 3, donde corresponda.
- Garantizar que los factores de emisión sean representativos del país (para los Niveles 1 y 2)
- Garantizar que se incluyan todas las minas
- Comparar con las tendencias nacionales para detectar anomalías

SISTEMAS EXTERNOS DE GARANTÍA DE CALIDAD DEL INVENTARIO (GC/CC)

El compilador del inventario debe disponer la realización de una revisión independiente y objetiva de los cálculos, las hipótesis y/o la documentación del inventario de emisiones, para evaluar la eficacia del programa de CC. Deben realizar la revisión de pares los experto(s) que estén familiarizados con la categoría de fuente y que entiendan los requisitos del inventario.

4.1.7.2 GENERACIÓN DE INFORMES Y DOCUMENTACIÓN

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales, como se plantea en el Capítulo 8 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*.

El informe del inventario nacional debe incluir resúmenes de los métodos utilizados y referencias a los datos de fuentes, de modo que las estimaciones de las emisiones declaradas resulten transparentes y puedan ser reproducidas las etapas para calcularlas. Sin embargo, para garantizar la transparencia, debe suministrarse la siguiente información:

- Emisiones por componente subterráneo, terrestre y pos-extracción de CH₄ y CO₂ (donde corresponda), el método usado para cada una de las categorías de subfuente, la cantidad de minas activas de cada categoría de subfuente y los motivos que justifican los factores de emisión elegidos (p. ej., profundidad de la extracción, datos sobre el contenido del gas *in situ*, etc.). Debe presentarse la cantidad de gas drenado y el grado de mitigación o utilización con una descripción de la tecnología usada, si corresponde.
- Datos de la actividad: especificar la cantidad y el tipo de producción, el carbón subterráneo y terrestre, y enumerar las cantidades no lavadas y comercializables, donde estén disponibles.
- Si surgen inconvenientes relativos a la confidencialidad, no es necesario divulgar el nombre de la mina. La mayoría de los países tiene más de tres minas, por lo que no se puede retrocalcular la producción específica de la mina a partir de las estimaciones de emisión.

Es importante garantizar que en la transición de las minas del estado «activo» a «abandonado» se incluya cada mina una sola vez en el inventario nacional.

4.2 EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LOS SISTEMAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Se da cuenta de las emisiones procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural en la subcategoría 1.B.2 del sector energía del IPCC. A los fines de la declaración, esta subcategoría se subdivide como muestra el Cuadro 4.2.1. Se establece la distinción principal entre los sistemas de petróleo y gas natural, cada uno subdividido según el tipo principal de fuente de emisiones, es decir: venteo, quema en antorcha y todos los demás tipos de emisiones fugitivas. La última categoría se subdivide en las diferentes partes (o segmentos) del sistema de petróleo o gas, según el tipo de actividad.

Aquí se aplica en forma amplia el término emisiones fugitivas en referencia a todas las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los sistemas de petróleo y gas, con excepción de los aportes de la quema de combustible. Los sistemas de petróleo y gas natural comprenden toda la infraestructura necesaria para producir, recopilar, procesar o refinar y llevar al mercado el gas natural y los productos del petróleo. El sistema comienza en la cabeza de pozo, o en la fuente de petróleo y gas, y termina en el punto de venta final al consumidor. Las emisiones excluidas de esta categoría son las siguientes:

- La quema de combustible para la producción de calor útil o energía por parte de fuentes estacionarias o móviles (véanse los Capítulos 2 y 3 del Volumen Energía).
- Las emisiones fugitivas consecuencia de los proyectos de captura y almacenamiento de carbono, el transporte y desecho del gas ácido de las plantas de petróleo y gas por inyección en formaciones subterráneas seguras, o el transporte, la inyección y el secuestro de CO₂ como parte de los proyectos de recuperación mejorada de petróleo (RMP), recuperación mejorada de gas (RMG) o metano de los yacimientos de carbón (MYC) (véase en el Capítulo 5 del Volumen Energía los sistemas de captura y almacenamiento de dióxido de carbono).
- Las emisiones fugitivas que se producen en las instalaciones industriales que no son de petróleo ni de gas, o que están asociadas al uso final de los productos de petróleo y gas en cualquier otra instalación que no sea de petróleo ni de gas (véase el Volumen Proceso industriales y uso de productos).
- Las emisiones fugitivas procedentes de las actividades de eliminación de desechos que se producen fuera del sector de petróleo y gas (véase el Volumen Desechos).

Las emisiones fugitivas procedentes de las porciones de producción de petróleo y gas de los proyectos de RMP, RMG y MYC son parte de la Categoría 1.B.2.

Al determinar las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural quizá sea necesario, principalmente en las áreas de producción y procesamiento, aplicar una mayor desagregación que la indicada en el Cuadro 4.2.1 para dar cuenta mejor de los factores locales que afectan la cantidad de emisiones (es decir, condiciones del reservorio, requisitos de procesamiento/tratamiento, prácticas de diseño y funcionamiento, antigüedad de la industria, acceso al mercado, requisitos regulatorios y nivel de cumplimiento regulatorio), y justificar los cambios en los niveles de actividad al avanzar por las diversas partes del sistema. El porcentaje de aporte de cada categoría del Cuadro 4.2.1 al total de emisiones fugitivas por parte del sector del petróleo y el gas varía según las circunstancias del país y la cantidad de petróleo y gas importada y exportada. Típicamente, las actividades de producción y procesamiento tienden a presentar cantidades mayores de emisiones fugitivas como porcentaje de rendimiento total que las actividades *downstream*. Se presentan algunos ejemplos de la distribución potencial de emisiones fugitivas por subcategoría en el Compendio de API (2004).

4.2.1 Generalidades y descripción de las fuentes

Entre las fuentes de emisiones fugitivas relativas a los sistemas de petróleo y gas se incluyen, sin carácter taxativo, las fugas de los equipos, la evaporación y las pérdidas por descarga, el venteo, la quema en antorcha, la incineración y las liberaciones accidentales (p. ej., excavaciones en los ductos, fugas de pozo y derrames). Mientras que algunas de estas fuentes de emisiones son tecnológicas o intencionales (p. ej., venteo de tanque, sello y proceso y sistemas de quema en antorcha) y, por lo tanto, están caracterizadas relativamente bien, la cantidad y composición de las emisiones suelen estar sujetas a una incertidumbre significativa. Ello se debe, en parte, al uso limitado de los sistemas de medición en estos casos, y en los que sí se utilizan los sistemas de medición, su incapacidad típica de cubrir la amplia gama de flujos y variaciones en la composición que pueden darse. Incluso si se hace un seguimiento de algunas de estas pérdidas o flujos como parte de los procedimientos rutinarios de contabilización de la producción, suele haber incoherencias en las actividades que se justifican y si las cantidades se basan en las estimaciones o mediciones tecnológicas. A lo largo de este capítulo, se hace el esfuerzo de enunciar el tipo preciso de fuente de emisión fugitiva que se analiza, y de usar únicamente el término emisiones fugitivas o fuentes de emisiones fugitivas al examinar estas emisiones o fuentes a un nivel más alto y más agregado.

Las corrientes que contienen concentraciones puras o altas de CO₂ pueden darse en las instalaciones de producción de petróleo en las que se inyecta el CO₂ en un reservorio de petróleo para RMP, RMG o MYC. También pueden darse en las plantas de procesamiento del gas, refinación del petróleo y concentración del petróleo pesado como subproducto del tratamiento del gas, para cumplir las especificaciones de ventas o del gas combustible, y en las refinerías y concentradores de petróleo pesado como subproducto de la producción de hidrógeno. Cuando se da el CO₂ como subproducto del proceso, suele ventearse a la atmósfera, inyectarse en una formación subterránea adecuada para desecho o suministrarse para usar en los proyectos de RMP. Las emisiones fugitivas de CO₂ procedentes de estas corrientes deben justificarse en las subcategorías correspondientes de 1.B.2. Las emisiones fugitivas de CO₂ procedentes de la captura de CO₂ deben justificarse en la industria en la que se produce la captura, mientras que las emisiones fugitivas de CO₂ procedentes de las actividades de transporte, inyección y almacenamiento deben justificarse aparte en la categoría 1.C (véase el Capítulo 5).

RMP es la recuperación de petróleo de un reservorio por medios diferentes del uso de la presión natural de éste. Puede comenzar después de un proceso secundario de recuperación o en cualquier momento durante la vida productiva del reservorio de petróleo. La RMP suele provocar un incremento de la cantidad de petróleo que se elimina del reservorio en comparación con los métodos que utilizan la presión natural o el bombeo solos. Los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo son la inundación química (inundación alcalina o micelar-polímero), el desplazamiento miscible (inyección de CO₂ o de hidrocarburos), y la recuperación termal (inundación por vapor o combustión *in-situ*).

CUADRO 4.2.1		
DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL		
Código del IPCC	Nombre del sector	Explicación
1 B 2	<i>Petróleo y gas natural</i>	Comprende las emisiones fugitivas provenientes de todas las actividades de petróleo y gas natural. Las fuentes primarias de estas emisiones pueden incluir las fugas de equipos, pérdidas por evaporación, el venteo, la quema y las emisiones accidentales.
1 B 2 a	Petróleo	Abarca todas las emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada a la exploración, producción, transmisión, concentración y refinación de petróleo crudo y la distribución de productos de petróleo crudo.
1 B 2 a i	Venteo	Emisiones producidas por el venteo de corrientes de gas y desecho de gas / vapor vinculadas en instalaciones petroleras.
1 B 2 a ii	Quema en antorcha	Emisiones producidas por la quema en antorcha de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones petroleras.
1 B 2 a iii	Todos los demás	Emisiones fugitivas en instalaciones petroleras de fugas de equipos, pérdidas en almacenamiento, roturas de oleoductos, explosiones de pozos, granjas, migración de gases a la superficie alrededor de la parte externa del cabezal de pozo, arcos de ventilación en superficies, formación de gases biogénicos en estanques colectores y todas las demás emisiones de vapores o gases no justificados específicamente como el venteo o la quema en antorcha.
1 B 2 a iii 1	<i>Exploración</i>	Emisiones fugitivas (excluido el venteo y la quema en antorcha) de la perforación de pozos de petróleo, las pruebas de producción con tubería de perforación y los agotamientos de pozos.

CUADRO 4.2.1 (CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL		
Código del IPCC	Nombre del sector	Explicación
1 B 2 a iii 2	<i>Producción y refinación</i>	Emisiones fugitivas de la producción de petróleo (excluidas la ventilación y la quema en antorcha) que tiene lugar en el cabezal del pozo en las arenas petrolíferas o en minas de esquistos hasta el inicio del sistema de transmisión del petróleo. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios prestados a pozos, arenas petrolíferas o extracción de petróleo en minas de esquistos, transporte de producción no tratada (es decir: efluentes del pozo, emulsión, esquistos bituminosos y arenas petrolíferas) hacia instalaciones de tratamiento o de extracción, actividades en instalaciones de extracción y de refinación, sistemas de reinyección de gases asociados y sistemas de desecho de aguas servidas. Las emisiones fugitivas procedentes de los refinadores se agrupan junto a las de producción y no junto a las de refinación, pues los refinadores se integran con frecuencia en las instalaciones de extracción y sus aportes relativos a la emisión son difíciles de establecer. No obstante, los refinadores también pueden integrarse a refinerías, plantas cogeneradoras u otras instalaciones industriales y, en estos casos, puede ser difícil establecer sus aportes relativos a la emisión.
1 B 2 a iii 3	<i>Transporte</i>	Emisiones fugitivas (excluidas las de venteo y quema en antorcha) vinculadas al transporte de crudo para su comercialización (incluidos el petróleo crudo convencional, pesado y sintético y alquitrán) para refinadores y refinerías. Los sistemas de transporte pueden abarcar oleoductos, buques petroleros, camiones cisterna y vagones cisterna. Las pérdidas por evaporación en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga y los escapes fugitivos de los equipos son las fuentes primarias de estas emisiones.
1 B 2 a.iii 4	<i>Refinación</i>	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) en refinerías de petróleo. Las refinerías procesan petróleo crudo, gases naturales líquidos y petróleo crudo sintético, para producir productos finales refinados (p. ej. y sobre todo, combustibles y lubricantes). Donde las refinerías se integran a otras instalaciones (p. ej., plantas refinadoras o de cogeneración), puede ser difícil establecer sus aportes relativos a la emisión.
1 B 2 a iii 5	<i>Distribución de productos petrolíferos</i>	Abarca las emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) del transporte y la distribución de productos refinados, incluso los de terminales a granel e instalaciones minoristas. Las pérdidas por evaporación en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga y los escapes fugitivos de los equipos son las fuentes primarias de estas emisiones.
1 B 2 a iii 6	<i>Otros</i>	Emisiones fugitivas de sistemas de petróleo (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) que no fueron contabilizadas en las categorías anteriores. Incluye las emisiones fugitivas provocadas por derrames y otras liberaciones accidentales, instalaciones para el tratamiento de desechos petrolíferos e instalaciones para el desecho de campos petrolíferos.
1 B 2 b	Gas natural	Abarca las emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada a la exploración, producción, al procesamiento, a la transmisión, al almacenamiento y a la distribución de gas natural (incluso tanto los gases asociados como los no asociados).
1 B 2 b i	Venteo	Emisiones por el venteo de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones de gas.

CUADRO 4.2.1 (CONTINUACIÓN) DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL		
Código del IPCC	Nombre del sector	Explicación
1 B 2 b ii	Quema en antorcha	Emisiones por la quema en antorcha de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones de gas.
1 B 2 b iii	Todos los demás	Emisiones fugitivas en instalaciones de gas natural producto de fugas de equipos, pérdidas en almacenamiento, roturas de gasoductos, explosiones de pozos, migración de gases a la superficie que rodea la parte externa del cabezal de pozo, arcos de ventilación en superficies o emisiones de vapores no contabilizados específicamente como venteo o quema en antorcha.
1B 2 b iii 1	Exploración	Emisiones fugitivas (excluidos el venteo y la quema en antorcha) de perforación de pozos de gas, pruebas de producción con tubería de perforación y los agotamientos de pozos.
1B 2 b iii 2	Producción	Emisiones fugitivas (excluidas las de venteo y quema en antorcha) desde el cabezal del pozo de gas hasta la entrada a las plantas procesadoras de gas o, cuando no se requiere procesamiento, a los puntos de conexión de los sistemas de transmisión de gas. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios a los pozos, recolección de gas, procesamiento y agua de desechos asociada, y actividades de eliminación de gases ácidos.
1 B 2 b iii 3	Procesamiento	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) de instalaciones de procesamiento de gas.
1 B 2 b iii 4	Transmisión y almacenamiento	Emisiones fugitivas de sistemas usados para transportar gas natural procesado a los mercados (o sea, a los consumidores industriales y a los sistemas de distribución de gas natural). En esta categoría deben incluirse también las emisiones fugitivas de los sistemas de almacenamiento de gas natural. Las emisiones de plantas de extracción de gases naturales líquidos en los sistemas de transmisión deben declararse como parte del procesamiento de gas natural (Sector 1 B 2 b iii 3). Las emisiones fugitivas vinculadas a la transmisión de gases naturales líquidos deben declararse en la categoría 1 B 2 a iii 3.
1 B 2 b iii 5	Distribución	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) de la distribución de gas natural a los usuarios finales.
1 B 2 b iii 6	Otros	Emisiones fugitivas de sistemas de gas natural (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) no contabilizadas en las categorías anteriores. Puede incluir las emisiones de explosiones de pozos y de rupturas o poceos de gasoductos.
1 B 3	<i>Otras emisiones de producción de energía</i>	Emisiones procedentes de la producción de energía geotérmica y de otra producción de energía no incluidas en 1.B.1 ni en 1.B.2

4.2.2 Cuestiones metodológicas

Las emisiones fugitivas son una fuente directa de gases de efecto invernadero, debido a la liberación de metano (CH₄) y a la formación de dióxido de carbono (CO₂) (es decir, el CO₂ presente en el petróleo y gas producidos cuando abandona el reservorio), más CO₂ y óxido nitroso (N₂O) procedentes de las actividades de combustión no productiva (principalmente la quema en antorcha del desecho de gas). Al igual que sucede con la quema de combustible (véase el Capítulo 1 de este Volumen), se calculan las emisiones de CO₂ en el Nivel 1 suponiendo

que todos los hidrocarburos están totalmente oxidados. Si hay información disponible sobre la oxidación parcial, se la puede tomar en cuenta en los Niveles superiores.

El venteo comprende todas las descargas tecnológicas o intencionales de las corrientes del gas de desecho y los productos derivados del proceso a la atmósfera, incluidas las descargas de emergencia. Estas liberaciones pueden producirse en forma continua o intermitente, y pueden incluir lo siguiente:

- El uso de gas natural presurizado en vez de aire comprimido como suministro para los dispositivos neumáticos (p. ej., bombas de inyección química, motores de arranque en los motores del compresor y bucles de control de instrumentos).
- Alivio de la presión y descarte de los productos fuera de especificaciones durante los trastornos del proceso.
- Eventos de depuración y purga relativos a las actividades de mantenimiento y conexión.
- Descarte de las corrientes de descargas gaseosas procedentes de las unidades de tratamiento del petróleo y del gas (p. ej., descarga gaseosa de la columna de alambique de los deshidratadores de glicol, sobrecargas del tratamiento de emulsión y sobrecargas del estabilizador).
- Escapes de gas de las actividades de perforación, prueba del pozo y raspado de tuberías.
- Eliminación de los desechos asociados al gas en las instalaciones de producción de petróleo y al gas del cabezal del revestimiento en los pozos de petróleo pesado en los que no hay conservación ni reinyección del gas.
- Emisiones de gas en solución procedentes de los tanques de almacenamiento, pérdidas por evaporación de las cloacas de elaboración, separadores API, unidades de flotación del aire disuelto, estanques colectores y tanques de almacenamiento, y formación de gas biogénico a partir de los estanques colectores.
- Descarga del CO₂ extraído del gas natural producido o elaborado como subproducto del proceso.

Parte o la totalidad del gas venteado puede capturarse para almacenamiento o utilización. En esta instancia, el inventario de emisiones venteadas debe incluir solamente las emisiones netas a la atmósfera.

La quema en antorcha significa, en sentido amplio, toda la quema del gas natural de desecho y de los líquidos de hidrocarburos por parte de antorchas o incineradores, como opción de desecho y no para la producción de calor útil o energía. La decisión de ventear o quemar en antorcha depende principalmente de la cantidad de gas que debe desecharse y de las circunstancias específicas (p. ej., las cuestiones públicas, ambientales y de seguridad, así como los requisitos regulatorios locales). Normalmente, el gas residual se ventea únicamente si es inodoro y no tóxico, e incluso en estos casos muchas veces se lo quema en antorcha. La quema en antorcha es más común en las instalaciones de producción, procesamiento, concentración y refinación. Suelen ventearse los volúmenes de gas residual en los sistemas de transmisión del gas, y se los puede ventear o quemar en antorcha en los sistemas de distribución del gas, según las circunstancias y las políticas de la empresa. A veces, puede usarse el gas combustible para enriquecer una corriente de gas residual, de modo que admita la combustión estable durante la quema en antorcha. Otra posibilidad es usar el gas combustible para otros fines en los que, en última instancia, puede ventearse o quemarse en antorcha, como el gas de purga o el gas protector y el gas de suministro para los dispositivos a gas (p. ej., los controladores de instrumentos). Las emisiones procedentes de estos tipos de usos del combustible deben declararse en las subcategorías adecuadas de venteo y quema en antorcha, en vez de en la Categoría 1.A (Actividades de quema de combustible).

La formación del CO₂ eliminado del gas natural por las unidades de endulzamiento en las plantas de procesamiento del gas y liberado a la atmósfera constituye una emisión fugitiva y debe declararse en la subcategoría 1.B.2.b.i. El CO₂ resultante de la producción de hidrógeno en las refinerías y concentradores de petróleo pesado/alquitrán debe declararse en la subcategoría 1.B.2.a.i. Se debe cuidar de garantizar que la alimentación a procesos para la planta de hidrógeno no se declare también como combustible en estos casos.

Las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural suelen ser difíciles de cuantificar con exactitud. Ello se debe principalmente a la diversidad del sector, a la gran cantidad y variedad de fuentes de emisiones potenciales, a las amplias variaciones en los niveles de control de las emisiones, y a la disponibilidad limitada de datos acerca de las fuentes de emisión. Las principales cuestiones relativas a la evaluación de las emisiones son:

- el uso de factores de emisión simples basados en la producción introduce una gran incertidumbre;
- la aplicación de métodos rigurosos de abajo hacia arriba exige el dictamen de expertos y los datos detallados que pueden resultar difíciles y costosos de obtener;
- los programas de medición demandan mucho tiempo y son costosos.

Si se selecciona un método riguroso de abajo hacia arriba, es una *buena práctica* incluir a los representantes técnicos del sector en el desarrollo del inventario.

4.2.2.1 ELECCIÓN DEL MÉTODO, ÁRBOLES DE DECISIÓN, NIVELES

Hay tres niveles metodológicos para determinar las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural, como se establece en la Sección 4.2.2.2. Una *buena práctica* es desagregar las actividades en Categorías principales y Subcategorías del sector del petróleo y gas (véase el Cuadro 4.2.2 de la Sección 4.2.2.2), y luego evaluar las emisiones por separado para cada una. El nivel metodológico aplicado a cada segmento debe ser proporcional a la cantidad de emisiones y a los recursos disponibles. En consecuencia, quizá sea adecuado aplicar diferentes niveles metodológicos a las diferentes categorías y subcategorías, y hasta llegar a incluir los resultados reales de la medición o del monitoreo de las emisiones para algunas fuentes más grandes. El método general, a través del tiempo, debe ser uno de refinación progresiva, para abordar las zonas de mayor incertidumbre y consecuencia, y para capturar la repercusión de las medidas de control.

La Figura 4.2.1 presenta un árbol de decisión general para seleccionar un método apropiado para un segmento dado del sector del gas natural. La idea es aplicar el árbol de decisión en forma sucesiva a cada subcategoría del sistema de gas natural (p. ej., a la producción del gas, luego al procesamiento, a la transmisión, a la distribución). El proceso básico de decisión es el siguiente:

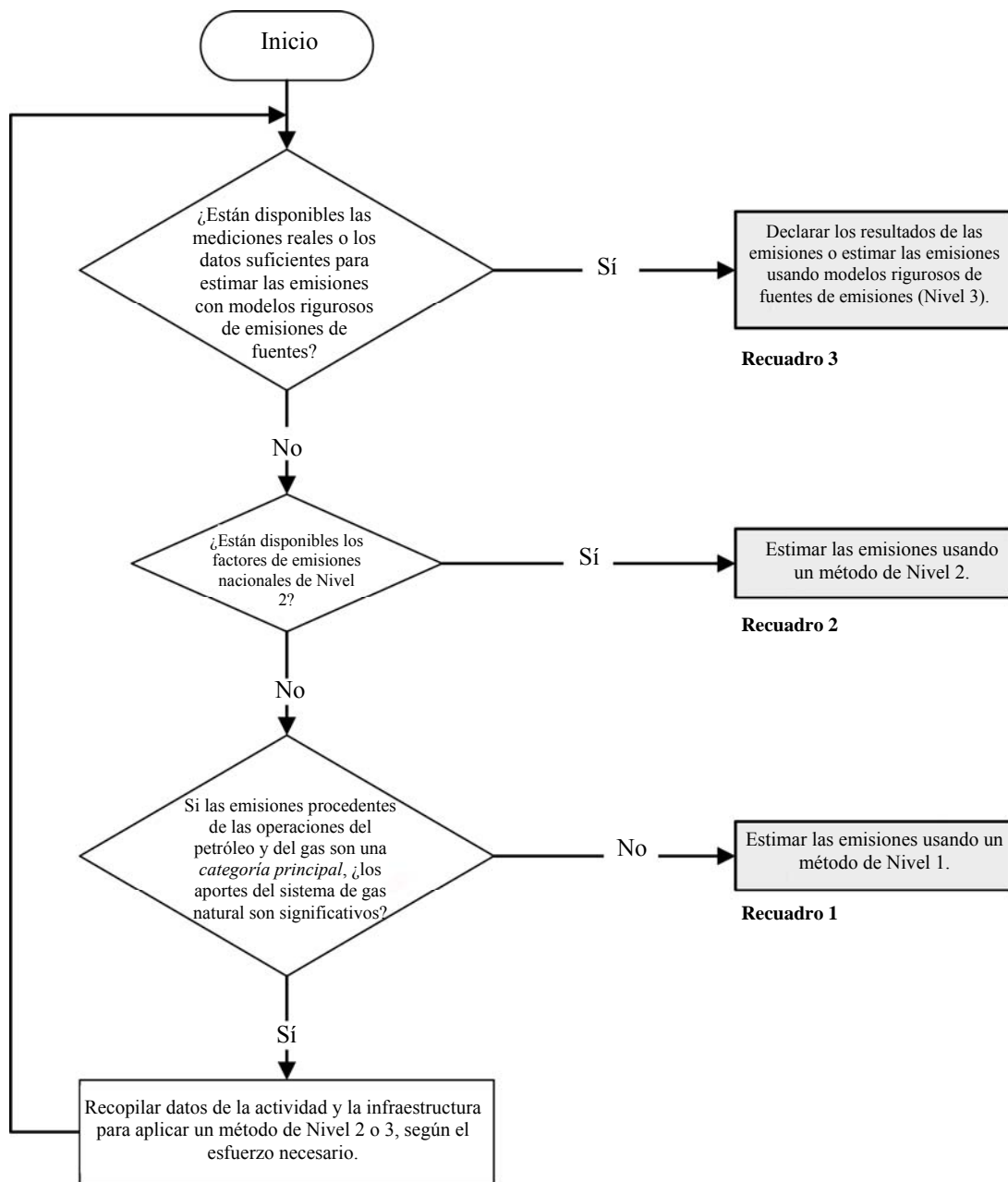
- verificar si están disponibles fácilmente los datos detallados necesarios para aplicar un método de Nivel 3 y, si es así, aplicarlo (es decir, independientemente de si la categoría es principal y la subcategoría es significativa); de lo contrario, si estos datos no están disponibles:
- verificar si están disponibles fácilmente los datos detallados necesarios para aplicar un método de Nivel 2 y, si es así, aplicarlo; de lo contrario, si estos datos no están disponibles:
- controlar si la categoría es principal y si la subcategoría específica que está analizándose es significativa, sobre la base de las definiciones del IPCC de principal y significativa y, de ser así, retroceder y recopilar los datos necesarios para aplicar un método de Nivel 3 o 2; de lo contrario, si la subcategoría no es significativa:
- aplicar un método de Nivel 1.

La posibilidad de usar un método de Nivel 3 depende de la disponibilidad de las estadísticas detalladas de producción y de los datos de la infraestructura (p. ej., información relativa a la cantidad, a los tipos de instalaciones, y a la cantidad y al tipo de equipos usados en cada planta) y quizá no sea posible aplicarlo en todas las circunstancias. El método de Nivel 1 es el más sencillo de aplicar, pero es susceptible de incertidumbres sustanciales y fácilmente puede estar en error por un orden de magnitud o más. Por este motivo, se lo debe usar únicamente como último recurso. Si se utiliza un método de Nivel 3 en un año y se usan los resultados para desarrollar factores de emisión de Nivel 2 para usar otros años, la metodología aplicada debe declararse como Nivel 2 para esos otros años.

Del mismo modo, se aplican las Figuras 4.2.2 y 4.2.3 a los sistemas de producción y transporte del petróleo crudo, y a los concentradores y las refinerías de petróleo, respectivamente.

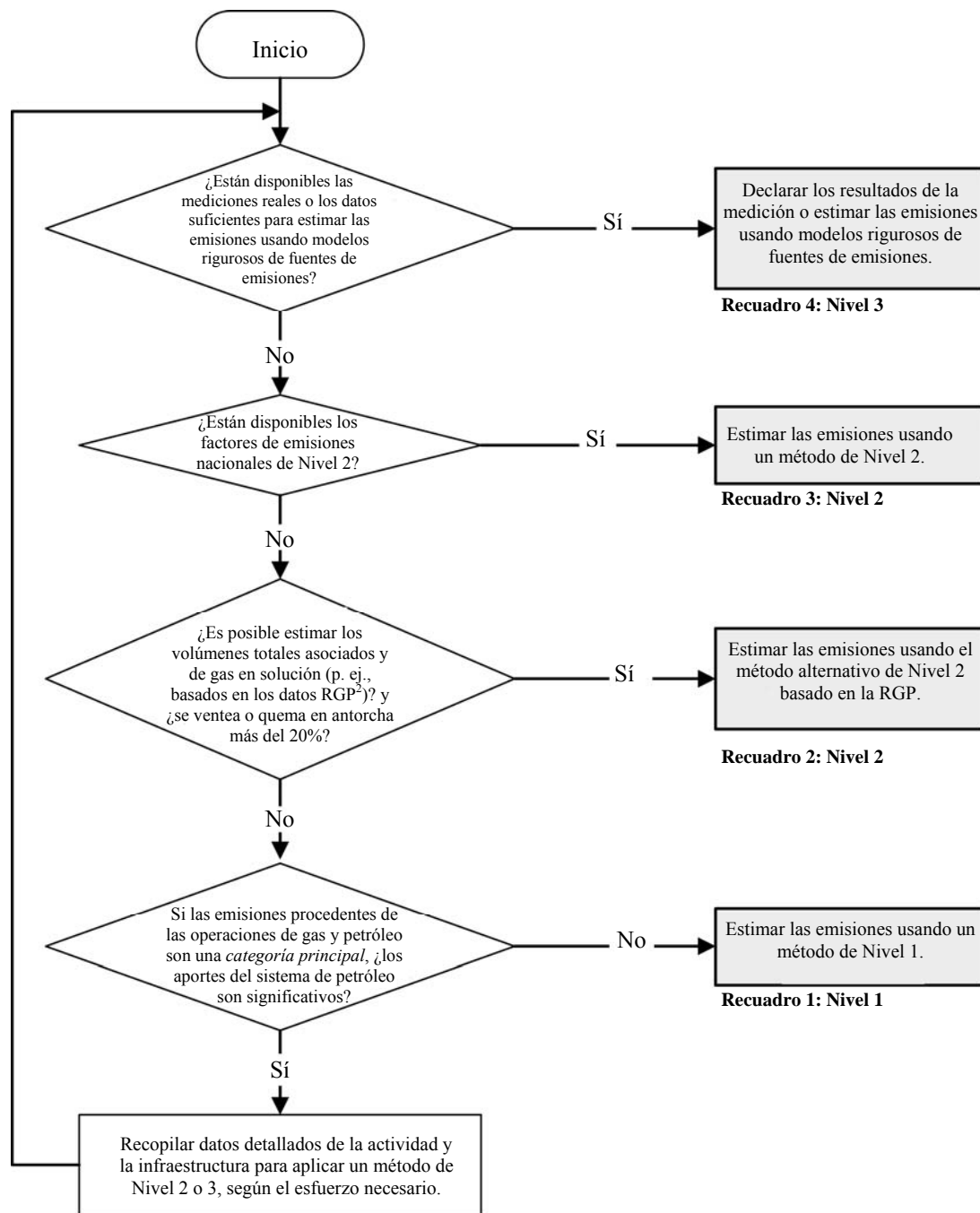
Si un país estimó las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas sobre la base de una compilación de las estimaciones declaradas por las empresas de petróleo y gas, puede tratarse de un método de Nivel 2 o 3, según los abordajes reales aplicados por cada una de las empresas y plantas. En ambos casos, se debe garantizar que no se omitan ni contabilicen dos veces las emisiones.

Figura 4.2.1 **Árbol de decisión para los sistemas de gas natural**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

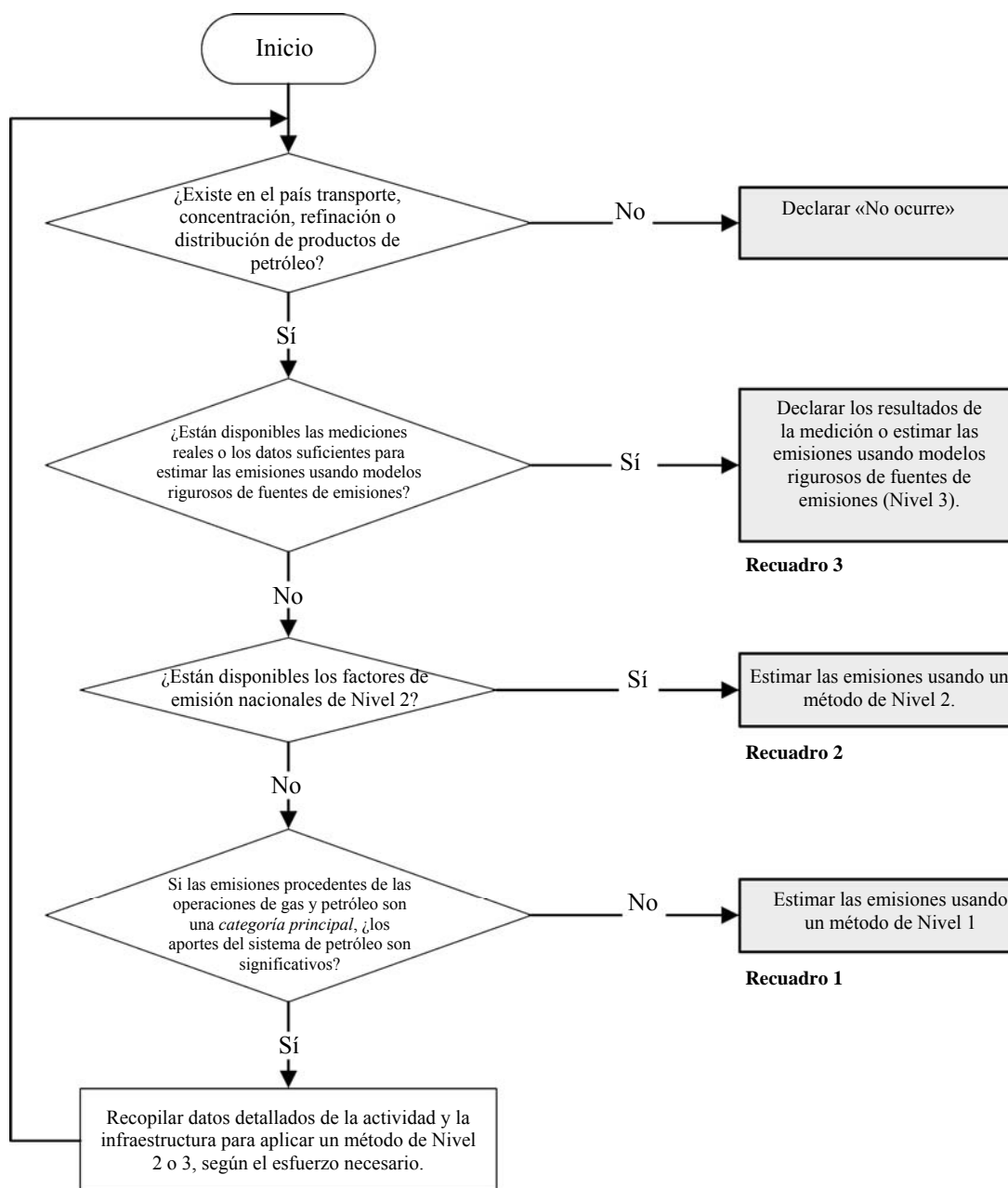
Figura 4.2.2 **Árbol de decisión para la producción de petróleo crudo**



Nota 1: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

Nota 2: RGP significa Relación gas/petróleo (véase la Sección 4.2.2.2).

Figura 4.2.3 **Árbol de decisión para el transporte, la refinación y la concentración del petróleo crudo**



Nota 1: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (en particular la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

4.2.2.2 ELECCIÓN DEL MÉTODO

A continuación se describen los tres niveles metodológicos para estimar las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural.

NIVEL 1

El Nivel 1 comprende la aplicación de los factores de emisión por defecto correspondientes a un parámetro de la actividad representativo (normalmente la producción) para cada segmento o subcategoría aplicable de la industria del petróleo y gas natural del país, y se lo debe usar únicamente para las fuentes no principales. Se aplica un método de Nivel 1 con las Ecuaciones 4.2.1 y 4.2.2 que se presentan a continuación.

ECUACIÓN 4.2.1

NIVEL 1: ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE UN SEGMENTO DE LA INDUSTRIA

$$E_{\text{gas, segmento de la industria}} = A_{\text{segmento de la industria}} \cdot EF_{\text{gas, segmento de la industria}}$$

ECUACIÓN 4.2.2

NIVEL 1: TOTAL DE EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LOS SEGMENTOS DE LA INDUSTRIA

$$E_{\text{gas}} = \sum_{\text{segmento de la industria}} E_{\text{gas, segmento de la industria}}$$

Donde:

$E_{\text{gas, segmento de la industria}}$	= Emisiones anuales (Gg)
$EF_{\text{gas, segmento de la industria}}$	= factor de emisión (Gg/unidad de actividad),
$A_{\text{segmento de la industria}}$	= valor de la actividad (unidades de actividad),

Los segmentos de la industria que deben considerarse aparecen enumerados en el Cuadro 4.2.2. No todos los segmentos se aplican necesariamente a todos los países. Por ejemplo, un país que solamente importa gas natural pero no lo produce, probablemente tenga solamente la transmisión y distribución del gas. En los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5 de la Sección 4.2.2.3 se presentan los factores de emisión por defecto disponibles de Nivel 1. Estos factores se relacionan con la producción, porque ésta, las importaciones y las exportaciones son las únicas estadísticas nacionales sobre gas y petróleo que están disponibles en forma coherente. A pequeña escala, las emisiones fugitivas son totalmente independientes de la producción. La mejor relación para estimar las emisiones procedentes de los escapes fugitivos del equipo se basa en la cantidad y el tipo de componentes del equipo y el tipo de servicio, que es un método de Nivel 3. A una escala mayor, existe una relación razonable entre la cantidad de producción y la cantidad de infraestructura existente. En consecuencia, la fiabilidad de los factores de Nivel 1 presentados para los sistemas de petróleo y gas depende del tamaño de la industria del petróleo y del gas de un país. A mayor la industria, más importante el aporte de sus emisiones fugitivas y más fiables los factores de emisión de Nivel 1 presentados.

Además de tener un alto grado de incertidumbre, el método de Nivel 1 para los sistemas de petróleo y gas natural no permite que los países muestren cambios reales en las intensidades de las emisiones a través del tiempo (p. ej., debido a la instrumentación de medidas de control o a las características cambiantes de las fuentes). Las emisiones se toman fijas en proporción a los niveles de actividad, y los cambios producidos en las emisiones declaradas a través del tiempo simplemente reflejan los cambios en los niveles de actividad. Se necesitan los métodos de Nivel 2 y 3 para capturar los cambios reales en las intensidades de las emisiones. Sin embargo, pasar a estos métodos de nivel superior exige considerablemente más esfuerzo y, para los métodos de Nivel 3, más datos de la actividad detallados. La exhaustividad y la exactitud de la información de entrada usada para los métodos de nivel superior debe ser equiparable con los valores de la información de entrada usada para los niveles metodológicos inferiores, o mejor que ellos, para lograr resultados más exactos.

Las emisiones fugitivas de los gases de efecto invernadero procedentes de las actividades de captura e inyección de CO₂ relacionada con el petróleo y el gas (p. ej., inyección de gas ácido y proyectos de RMP que incluyen la inundación de CO₂) normalmente son pequeñas en comparación con la cantidad de CO₂ que se inyecta (p. ej., menos de un uno por ciento de los volúmenes de inyección). En los niveles metodológicos de Nivel 1 o 2 no se las diferencia de las emisiones fugitivas de los gases de efecto invernadero por las actividades asociadas de petróleo y gas. Los aportes de las emisiones procedentes de la captura e inyección de CO₂ se incluyeron en los datos originales sobre los cuales se desarrollaron los factores de Nivel 1 presentados (es decir, mediante la inclusión de la inyección de gas ácido y las actividades de RMP, junto con las actividades convencionales de petróleo y gas, considerando las concentraciones de CO₂ en los gases naturales, vapores y gases ácidos fugados, venteados y quemados en antorcha). Las pérdidas derivadas de la captura de CO₂ deben justificarse en la industria en la que se produce la captura, mientras que las pérdidas derivadas de las actividades de transporte, inyección y almacenamiento se evalúan por separado en el Capítulo 5.

CUADRO 4.2.2	
PRINCIPALES CATEGORÍAS Y SUBCATEGORÍAS DEL SECTOR DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL	
Segmento de la industria	Subcategorías
Perforación de pozos	Todas
Prueba de pozos	Todas
Servicios a los pozos	Todas
Producción de gas	Gas seco ^a
	Metano de los yacimientos de carbón (producción primaria y mejorada)
	Otra recuperación mejorada de gas
	Gas dulce ^b
	Gas ácido ^c
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce
	Plantas de gas ácido
	Plantas de extracción de corte profundo ^d
Transmisión y almacenamiento del gas	Sistemas de tuberías
	Instalaciones de almacenamiento
Distribución del gas	Distribución rural
	Distribución urbana
Transporte de gases licuados	Condensado
	Gas licuado de petróleo (GPL)
	Gas natural licuado (GNL) (incluidas las instalaciones de licuefacción y gasificación asociadas)
Producción de petróleo	Petróleo crudo de densidad liviana y mediana (producción primaria, secundaria y terciaria)
	Petróleo pesado (producción primaria y mejorada)
	Alquitrán crudo (producción primaria y mejorada)
	Petróleo crudo sintético (de las arenas petrolíferas)
	Petróleo crudo sintético (del esquisto bituminoso)
Concentración del petróleo	Alquitrán crudo
	Petróleo pesado
Regeneración del óleo de desecho	Todas
Transporte de petróleo	Marina
	Tuberías
	Camiones cisterna y vagones cisterna
Refinación del petróleo	Petróleo pesado
	Petróleo crudo convencional y sintético
Distribución de productos refinados	Gasolina
	Diesel
	Combustible para la aviación
	Queroseno para motor a reacción
	Gas Oil (productos refinados intermedios)

- ^a El gas seco es un gas natural que no requiere control del punto de condensación del hidrocarburo para respetar las especificaciones del gas para la venta. No obstante, puede requerir tratamiento para cumplir las especificaciones de venta del contenido de agua y de gas ácido (es decir, H₂S y CO₂). El gas seco suele producirse a través de los pozos de gas huecos (menos de 1000 m de profundidad).
- ^b El gas dulce es gas natural que no contiene ninguna cantidad apreciable de H₂S (es decir, no requiere tratamiento para satisfacer los requisitos del gas para la venta de H₂S).
- ^c El gas ácido es un gas natural que debe ser tratado para satisfacer las restricciones del gas de venta respecto del contenido de H₂S.
- ^d Las plantas de extracción de corte profundo son plantas de procesamiento ubicadas en los sistemas de transmisión de gas que se utilizan para recuperar el etano residual y los hidrocarburos más pesados presentes en el gas natural.

NIVEL 2

El Nivel 2 consiste en utilizar las Ecuaciones de Nivel 1 (4.2.1 y 4.2.2) con factores de emisión específicos del país en vez de factores por defecto. Se debe aplicar a las categorías principales en las que no es practicable el uso de un método de Nivel 3. Es posible desarrollar los valores específicos del país a partir de estudios y programas de medición, o derivarlos aplicando inicialmente un método de Nivel 3 y luego retrocalculando los factores de emisión de Nivel 2 mediante las Ecuaciones 4.2.1 y 4.2.2. Por ejemplo, algunos países han estado aplicando los métodos de Nivel 3 para determinados años y han usado estos resultados para desarrollar los factores de Nivel 2 para usar en los años posteriores, hasta que se efectúe la siguiente evaluación de Nivel 3. En general, todos los factores de emisión (incluidos los valores de Nivel 1 y 2) deben ser reafirmados o actualizados periódicamente. La frecuencia con la cual se realizan tales actualizaciones debe ser acorde a los índices a los cuales las nuevas tecnologías, prácticas, normas y otros factores pertinentes (p. ej., los cambios en los tipos de actividades de petróleo y gas, el envejecimiento de los yacimientos y las instalaciones, etc.) penetran en el sector. Puesto que los nuevos factores de emisión desarrollados así dan cuenta de los cambios reales que se produjeron en el sector, no se los debe aplicar hacia atrás en la serie temporal.

Un método alternativo de Nivel 2 que se puede aplicar para estimar la cantidad de emisiones por venteo y quema en antorcha procedentes del segmento de producción de los sistemas de petróleo consiste en realizar un equilibrio de masa utilizando los volúmenes de producción específicos del país, las relaciones de gas al petróleo (RGP), las composiciones del gas y la información relativa al nivel de conservación del gas. Es posible aplicar este método usando las ecuaciones 4.2.3 a 4.2.8 que se presentan a continuación, y resulta apropiado en los casos en los que no hay disponibles valores fiables de venteo y quema en antorcha, pero se pueden obtener datos de RGP representativos y se espera que las emisiones producto del venteo y la quema en antorcha sean las fuentes dominantes de las emisiones fugitivas (es decir, la mayoría de la producción del gas asociado no se captura/conserva ni utiliza). En estas circunstancias, también puede usarse el método alternativo de Nivel 2 para estimar las emisiones fugitivas de gases de efecto invernadero resultado de las actividades de RMP, siempre que estén disponibles los análisis representativos del gas y vapor asociados, y que los aportes debidos a las emisiones fugitivas de los sistemas de transporte e inyección de CO₂ sean pequeños en comparación (como cabría esperar). Si se aplica el método alternativo de Nivel 2, tampoco deben justificarse los datos declarados de venteo o quema en antorcha que puedan estar disponibles para las fuentes meta, porque produciría un cómputo doble. Sin embargo, es una *buena práctica* comparar los volúmenes estimados de gas venteado y quemado en antorcha usando los datos RGP para los datos declarados disponibles venteados y quemados en antorcha, con el fin de identificar y resolver cualquier posible anomalía (es decir, los volúmenes calculados deben ser equiparables con los datos declarados disponibles o mayores si se cree que estos últimos están incompletos).

El Cuadro 4.2.3 muestra ejemplos de los valores de RGP típicos para los pozos petroleros de las ubicaciones seleccionadas. Los valores RGP reales pueden variar entre 0 y valores muy altos, según la geología local, el estado del reservorio productor y el índice de producción. Con independencia de lo antedicho, los valores RGP promedio para grandes cantidades de pozos petroleros tienden a ser más predecibles. Una revisión de los datos limitados para una cantidad de países y regiones indica que los valores RGP promedio para la producción convencional de petróleo debería estar comprendida en la escala de 100 a 350 m³/m³, según la ubicación.

CUADRO 4.2.3 ESCALAS TÍPICAS DE LAS RELACIONES GAS-PETRÓLEO PARA DIFERENTES TIPOS DE PRODUCCIÓN			
Tipo de producción de petróleo crudo	Ubicación	Valores RGP típicos (m ³ /m ³)	
		Escala ⁶	Promedio
Petróleo convencional	Alaska (Prudhoe Bay)	142 a 6234 ^{2,3}	ND
	Canadá	0 a 2.000+ ^{1,2}	No disponible (ND)
	Qatar (costera, 1 yacimiento petrolífero)	167 a 184 ⁴	173
	Qatar (en alta mar, 3 yacimientos petrolíferos)	316 a 386 ⁴	333
Petróleo pesado primario	Canadá	0 a 325+ ^{1,5}	ND
Petróleo pesado termal	Canadá	0 a 90 ¹	ND
Alquitrán crudo	Canadá	0 a 20 ¹	ND

¹ Fuente: basado en datos sin publicar para una selección de pozos de Canadá.

² Pueden darse valores de RGP notablemente mayores, pero estos pozos suelen estar clasificados como pozos de gas o existe una capa gasífera significativa y el gas normalmente se reinyecta hasta que se haya producido todo el petróleo recuperable.

³ Fuente: Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presentado en la Conferencia técnica anual y exposición de SPE realizada en San Antonio, Texas, del 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.

⁴ Fuente: Corporate HSE, Qatar Petroleum, Qatar-Doha 2004.

⁵ Se han observado valores altos de 7 160 m³/m³ para algunos pozos en los que existe una capa gasífera significativa presente. No se realiza la reinyección de gas en estas aplicaciones. Se lo conserva, ventea o quema en antorcha.

⁶ Referencia en condiciones estándar de 15 °C y 101,325 kPa.

Para aplicar la metodología de equilibrio de masa en el método alternativo de Nivel 2, es necesario considerar la suerte de todo el gas y vapor producidos. Se realiza, en parte, mediante la aplicación de un factor de eficacia de conservación (EC) que expresa la cantidad de gas y vapor producidos, que se captura y utiliza para combustible, se produce en los sistemas de recolección de gas o se reinyecta. Un valor de EC de 1,0 significa que todo el gas se conserva, utiliza o reinyecta y un valor de 0 significa que todo el gas se ventea o quema en antorcha. Puede esperarse que los valores varíen de 0,1 a 0,95. El límite inferior se aplica en los casos en los que se extrae solamente el combustible del gas producido y el resto se ventea o quema en antorcha. Un valor de 0,95 refleja las circunstancias en las que hay, generalmente, buen acceso a los sistemas de recolección del gas y las disposiciones locales hacen hincapié en la reducción del gas venteado y quemado en antorcha.

ECUACIÓN 4.2.3
MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES PRODUCTO DEL VENDEO)

$$E_{gas, prod\ petróleo, venteo} = RGP \cdot Q_{PETRÓLEO} \cdot (1 - EC) \cdot (1 - X_{Quemado\ en\ antorcha}) \cdot M_{gas} \cdot y_{gas} \cdot 42,3 \times 10^{-6}$$

ECUACIÓN 4.2.4
MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES DE CH₄ DEBIDAS A LA QUEMA EN ANTORCHA)

$$E_{CH_4, prod\ petróleo, quema\ en\ antorcha} = RGP \cdot Q_{PETRÓLEO} \cdot (1 - EC) \cdot X_{Quemado\ en\ antorcha} \cdot (1 - FE) \cdot M_{CH_4} \cdot y_{CH_4} \cdot 42,3 \times 10^{-6}$$

ECUACIÓN 4.2.5
MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES DE CO₂ DEBIDAS A LA QUEMA EN ANTORCHA)

$$E_{CO_2, prod\ petróleo, quemado\ en\ antorcha} = RGP \cdot Q_{PETRÓLEO} \cdot (1 - EC) \cdot X_{Quemado\ en\ antorcha} \cdot M_{CO_2} \cdot [y_{CO_2} + (N_{CCH_4} \cdot y_{CH_4} + N_{COVDM} \cdot y_{COVDM})(1 - X_{Hollin})] \cdot 4,23 \times 10^{-6}$$

ECUACIÓN 4.2.6
EMISIONES DE CH₄ PROCEDENTES DE LA QUEMA EN ANTORCHA Y EL VENTEO

$$E_{CH_4, prod\ petróleo} = E_{CH_4, prod\ petróleo} + E_{CH_4, prod\ petróleo, quemado\ en\ antorcha}$$

ECUACIÓN 4.2.7
EMISIONES DE CO₂ PROCEDENTES DEL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA

$$E_{CO_2, prod\ petróleo} = E_{CO_2, prod\ petróleo, venteo} + E_{CO_2, prod\ petróleo, quemado\ en\ antorcha}$$

ECUACIÓN 4.2.8
EMISIONES DE N₂O PROCEDENTES DE LA QUEMA EN ANTORCHA

$$E_{N_2O, prod\ petróleo, quema\ en\ antorcha} = RGP \cdot Q_{PETRÓLEO} (1 - EC) X_{quema\ en\ antorcha} EF_{N_2O}$$

Donde:

- $E_{i, prod\ petróleo, venteo}$ = cantidad directa (Gg/y) de gas de efecto invernadero *i* emitido por el venteo en las instalaciones de producción de petróleo.
- $E_{i, prod\ petróleo, quema\ en\ antorcha}$ = cantidad directa (Gg/y) de gas de efecto invernadero *i* emitido por la quema en antorcha en las instalaciones de producción de petróleo.
- RGP = relación promedio gas-petróleo (m³/m³) referida a 15 °C y 101,325 kPa.
- $Q_{PETRÓLEO}$ = Producción total anual de petróleo (10³ m³/y).
- M_{gas} = peso molecular del gas de interés (p. ej., 16,043 para el CH₄ y 44,011 para el CO₂).
- $N_{C,i}$ = cantidad de moles de carbono por mol de compuesto *i* (es decir, 1 para el CH₄, 2 para C₂H₆, 3 para C₃H₈, 1 para el CO₂, 2,1 a 2,7 para la fracción de COVDM del gas natural y 4,6 para la fracción de COVDM de los vapores de petróleo crudo).
- y_i = mol o fracción de volumen del gas asociado compuesto de la sustancia *i* (es decir, CH₄, CO₂ o COVDM).
- EC = factor de eficacia de conservación del gas.
- $X_{Quemado\ en\ antorcha}$ = fracción del gas de desecho que se quema en antorcha en lugar de ventearse. Con la excepción de los pozos de petróleo pesado primario, la mayor parte del gas de desecho se quema en antorcha.
- FE = eficacia de destrucción de la quema en antorcha (es decir, la fracción del gas que deja la antorcha parcial o totalmente quemada). Típicamente, se supone un valor de 0,995 para las antorchas de refinerías y de 0,98 para las utilizadas en las instalaciones de producción y procesamiento.
- X_{hollin} = fracción del carbono no CO₂ de la corriente del gas de desecho de entrada que se convierte en hollín o en materia particulada durante la quema en antorcha. Ante la falta de datos aplicables, puede suponerse que este valor es 0 como aproximación conservadora.
- EF_{N_2O} = factor de emisión para el N₂O procedente de la quema en antorcha (Gg/10³ m³ del gas asociado quemado en antorcha). Véase la base de datos de factor de emisión del IPCC (EFDB), los datos del fabricante u otras fuentes adecuadas para conocer el valor de este factor.

$42,3 \times 10^{-6}$ = es la cantidad de kmol por m^3 de gas referido en 101,325 kPa y 15 °C (es decir, $42,3 \times 10^{-3}$ kmol/ m^3) por un factor de conversión de unidades de 10^{-3} Gg/Mg que lleva los resultados de cada ecuación aplicable a unidades de Gg/y.

Los valores de $E_{CH_4, prod\ petróleo, venteo}$ y $E_{CO_2, prod\ petróleo, venteo}$ de las Ecuaciones 4.2.6 y 4.2.7 se estiman usando la Ecuación 4.2.3.

Se debe recordar que la Ecuación 4.2.5 da cuenta de las emisiones de CO_2 a través de un método similar al usado para la quema de combustible en la Sección 1.3 del capítulo Introducción del Volumen Energía. El término yCO_2 de esta ecuación justifica con eficacia la cantidad de gas no lavado (o CO_2 de formación) presente en el gas de desecho que se quema en antorcha. Los términos $NcCH_4 \bullet yCH_4$ y $NcCOVDM \bullet yCOVDM$ de la Ecuación 4.2.5 dan cuenta de la cantidad de CO_2 producida por unidad de CH_4 y COVDM oxidado.

NIVEL 3

El Nivel 3 comprende la aplicación de una evaluación rigurosa de abajo hacia arriba por tipo primario de fuente (p. ej., venteo, quema en antorcha, escapes fugitivos del equipo, pérdidas por evaporación y liberaciones accidentales) en el nivel de cada planta, con la justificación adecuada de los aportes procedentes de las instalaciones temporarias y menores de yacimientos o sitios de pozos. Se debe utilizar para las *categorías principales* en los casos en los que los datos necesarios de la actividad y la infraestructura están disponibles o es razonable obtenerlos. También debe usarse el Nivel 3 para estimar las emisiones procedentes de las instalaciones de superficie en las que se usan las prácticas de RMP, RMG y MYC junto con CCS. Se considera que los métodos que estiman las emisiones a un nivel menos desagregado que éste (p. ej., que relacionan las emisiones con la cantidad de instalaciones o de producción) son equivalentes a un método de Nivel 1 si se toman los factores aplicados de la bibliografía general, o a un método de Nivel 2 si se trata de valores específicos del país.

Entre los tipos principales de datos que se utilizarían en una evaluación de Nivel 3 se incluirían los siguientes:

- Inventario de las instalaciones, incluida una evaluación del tipo y la cantidad de equipos o unidades de proceso de cada planta, y los principales controles de emisión (p. ej., recuperación de vapor, incineración del gas de desecho, etc.).
- Inventario de pozos e instalaciones menores de los yacimientos (p. ej., deshidratadores del yacimiento, calefactores de línea, dosificación del sitio del pozo, etc.).
- Análisis específicos del país del gas de proceso, quemado en antorcha y venteo para cada subcategoría.
- Producción de gas ácido en el nivel de la planta, análisis y datos de disposición.
- Liberaciones atmosféricas declaradas debidas a fugas de pozo y rupturas de gasoducto.
- Factores de emisión específicos del país para escapes fugitivos del equipo, venteo y quema en antorcha sin justificar/declarar, pérdidas por descarga en las instalaciones de producción, pérdidas por evaporación, etc.
- La cantidad y la composición del gas ácido que se inyecta en las formaciones subterráneas seguras, para desecho.

Los proyectos de petróleo y gas que incluyen la inyección de CO_2 como forma de mejorar la producción (p. ej., los proyectos de RMP, RMG y MYC) o como opción de desecho (p. ej., inyección de gas ácido en las plantas de procesamiento del gas ácido) deben marcar la diferencia entre la parte de captura, transporte, inyección y secuestro de CO_2 del proyecto, y su porción de producción de petróleo y gas. La cantidad neta de CO_2 secuestrado y las emisiones fugitivas de los sistemas de CO_2 deben determinarse sobre la base de los criterios especificados en el Capítulo 5 para la captura y el almacenamiento de CO_2 . Se debe evaluar toda emisión fugitiva procedente de los sistemas de petróleo y gas de estos proyectos sobre la base de la orientación provista en este Capítulo 4, que presentará concentraciones de CO_2 cada vez mayores a través del tiempo, en los vapores de hidrocarburos y gas natural emitidos. Por consiguiente, es probable que los factores de emisión aplicados deban ser actualizados en forma periódica para dar cuenta de este hecho. Asimismo, se debe cuidar de garantizar que se produzca la contabilización total correcta de todo el CO_2 entre las dos porciones del proyecto.

4.2.2.3 ELECCIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN

NIVEL 1

En los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5 se presentan los factores de emisión por defecto disponibles de Nivel 1. Todos los factores de emisión presentados están expresados en unidades de emisiones de masa por unidad de volumen de producción de petróleo o de gas. Mientras que algunos tipos de emisiones fugitivas se correlacionan de forma deficiente con la producción de una base de fuente individual o no guardan relación con ésta (p. ej., los escapes fugitivos del equipo), las correlaciones con la producción se vuelven más razonables cuando se toman en cuenta

grandes poblaciones de fuentes. Asimismo, las estadísticas de producción son los datos de la actividad que se encuentran disponibles de forma más coherente para usar en los cálculos de Nivel 1.

Solamente debe aplicarse el Cuadro 4.2.4 a los sistemas diseñados, operados y mantenidos según las normas norteamericanas y de Europa occidental. El Cuadro 4.2.5 suele aplicarse a los sistemas de los países en desarrollo y de los países que poseen economías en transición, en los que hay cantidades mucho mayores de emisiones fugitivas por unidad de actividad (muchas veces por un orden de magnitud o más). Entre los motivos de la existencia de emisiones mayores en estos casos pueden incluirse las normas de diseño menos exigentes, el uso de componentes de calidad inferior, el acceso restringido a los mercados del gas natural y, en algunos casos, la fijación de precios energéticos artificialmente bajos, lo que se traduce en una reducción de la conservación de la energía. También debe hacerse referencia a la base de datos de factor de emisión del IPCC (EFDB), puesto que puede contener los valores correspondientes a los factores de emisión de nivel superior.

CUADRO 4.2.4
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{a,b}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Perforación de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	3.3E-05	±100%	1.0E-04	±50%	8.7E-07	±100%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Prueba de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	5.1E-05	±50%	9.0E-03	±50%	1.2E-05	±50%	6.8E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Servicios a los pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	1.1E-04	±50%	1.9E-06	±50%	1.7E-05	±50%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Producción de gas	Todas	Fugitivas ^d	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 a 2.3E-03	±100%	1.4E-05 a 8.2E-05	±100%	9.1E-05 a 5.5E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha ^c	1.B.2.b.ii	7.6E-07	±25%	1.2E-03	±25%	6.2E-07	±25%	2.1E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 a 10.3E-04	±100%	1.5E-04 a 3.2E-04	±100%	2.2E-04 a 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	1.2E-06	±25%	1.8E-03	±25%	9.6E-07	±25%	2.5E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Plantas de gas ácido	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05	±100%	7.9E-06	±100%	6.8E-05	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.4E-06	±25%	3.6E-03	±25%	1.9E-06	±25%	5.4E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Venteo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02	-10 a +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Plantas de extracción de corte profundo (plantas de fresado)	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05	±100%	1.6E-06	±100%	2.7E-05	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	7.2E-08	±25%	1.1E-04	±50%	5.9E-08	±25%	1.2E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 a 10.3E-04	±100%	1.2E-05 a 3.2E-04	±100%	1.4E-04 a 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.0E-06	±25%	3.0E-03	±50%	1.6E-06	±25%	3.3E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Venteo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02	-10 a +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	Fugitivas ^{fk}	1.B.2.b.iii.4	6.6E-05 a 4.8E-04	±100%	8.8E-07	±100%	7.0E-06	±100%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
		Venteo ^{ek}	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 3.2E-04	±75%	3.1E-06	±75%	4.6E-06	±75%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
	Almacenamiento	Todas ^k	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05	-20 a +500%	1.1E-07	-20 a +500%	3.6E-07	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Distribución del gas	Todas	Todas ^k	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03	-20 a +500%	5.1E-05	-20 a +500%	1.6E-05	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de ventas de servicios
Transporte de gas natural licuado	Condensado	Todas ^k	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	±100%	7.2E-06	±100%	1.1E-03	±100%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de condensado y pentanos más
	Gas licuado de petróleo	Todas	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±50%	ND	ND	2.2E-09	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de GLP
	Gas natural licuado	Todas	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
Producción de petróleo	Petróleo convencional	Fugitivas (costeras)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 a 3.6E-03	±100%	1.1E-07 a 2.6E-04	±100%	1.8E-06 a 4.5E-03	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Fugitivas (alta mar)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	±100%	4.3E-08	±100%	7.4E-07	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Venteo	1.B.2.a.i	7.2E-04	±50%	9.5E-05	±50%	4.3E-04	±50%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.5E-05	±50%	4.1E-02	±50%	2.1E-05	±50%	6.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Petróleo pesado /alquitrán frío	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03	±100%	5.4E-04	±100%	2.9E-03	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Venteo	1.B.2.a.i	1.7E-02	±75%	5.3E-03	±75%	2.7E-03	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.4E-04	±75%	2.2E-02	±75%	1.1E-05	±75	4.6E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
	Producción de petróleo termal	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04	±100%	2.9E-05	±100%	2.3E-04	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Venteo	1.B.2.a.i	3.5E-03	±50%	2.2E-04	±50%	8.7E-04	±50%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.6E-05	±75%	2.7E-02	±75%	1.3E-05	±75%	2.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
	Crudo sintético (de las arenas petrolíferas)	Todas	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03	±75%	ND	ND	9.0E-04	±75%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético de las arenas petrolíferas

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Crudo sintético (del esquisto bituminoso)	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de producción de crudo sintético del esquisto bituminoso
	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03	±100%	2.8E-04	±100%	3.1E-03	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Venteo	1.B.2.a.i	8.7E-03	±75%	1.8E-03	±75%	1.6E-03	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.1E-05	±75%	3.4E-02	±75%	1.7E-05	±75	5.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
Concentración del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo concentrado
Transporte de petróleo	Tuberías	Todas ^k	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	±100%	4.9E-07	±100%	5.4E-05	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por tubería

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Camiones cisterna y vagones cisterna	Venteo ^k	1.B.2.a.i	2.5E-05	±50%	2.3E-06	±50%	2.5E-04	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna
	Carga de la producción en alta mar en los buques cisterna	Venteo ^k	1.B.2.a.i	ND ^h	ND	ND ^h	ND	ND ^h	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por buques cisterna
Refinación del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.4	2,6x10 ⁻⁶ a 41,0x10 ⁻⁶	±100%	ND	ND	0,0013 ⁱ	±100%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo refinado.
Distribución de productos refinados	Gasolina	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	0,0022 ^j	±100%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto distribuido.
	Diesel	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Combustible para la aviación	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Queroseno para motor a reacción	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.

CUADRO 4.2.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS^{A,B}

NA – No aplicable ND – No determinado

^a Si bien los factores de emisión presentados pueden variar de forma considerable de un país a otro, se espera que se produzcan las mayores diferencias respecto del venteo y la quema en antorcha, en particular para la producción de petróleo, debido al potencial de existir diferencias significativas en la cantidad de conservación y utilización de gas practicadas.

^b El rango de los valores correspondientes a las emisiones fugitivas se atribuye principalmente a las diferencias existentes en la cantidad de infraestructura del proceso (p. ej., cantidad y tamaño promedio de las instalaciones) por unidad de producción de gas.

^c «Todas» denota todas las emisiones fugitivas, así como las emisiones por venteo y quema en antorcha.

^d «Fugitivas» denota todas las emisiones fugitivas, incluidas las procedentes de escapes fugitivos del equipo, pérdidas por almacenamiento, el uso del gas natural como medio de provisión para los dispositivos a gas (p. ej., bucles de control de instrumentos, bombas de inyección química, arrancadores de compresor, etc.) y venteo de las descargas gaseosas de columna fija procedentes de los deshidratadores de glicol. La escala de valores presentada refleja la diferencia que existe entre las emisiones fugitivas en las emisiones extraterritoriales (el valor menor) y costeras (el valor mayor).

^e «Quema en antorcha» denota las emisiones procedentes de todos los sistemas de antorcha continua y de emergencia. Los índices específicos de quema en antorcha pueden variar significativamente de un país a otro. Si se conocen los volúmenes reales quemados en antorcha, se los debe utilizar para determinar las emisiones por quema en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄, CO₂ y N₂O procedentes de los volúmenes quemados en antorcha declarados son 0,012, 2,0 y 0,000023 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas quemado en antorcha, sobre la base de una eficacia de quema del 98% y un análisis típico de gas en la planta de procesamiento del gas (es decir, 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ y 6,84% hidrocarburos no metano por volumen).

^f El factor mayor refleja el uso de compresores alternativos en el sistema, mientras que el factor menor refleja principalmente los compresores centrífugos.

^g «Venteo» denota el venteo declarado de desechos asociados y del gas en solución en las instalaciones de producción de petróleo y los volúmenes de gas de desecho procedentes de la depuración, purga y alivio de emergencia en las instalaciones de gas. Si se conocen los volúmenes reales venteados, se los debe utilizar para determinar las emisiones por venteo en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄ y CO₂ procedentes de los volúmenes venteados declarados son de 0,66 y 0,0049 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas venteado, sobre la base de un análisis de gas típico para los sistemas de transmisión y distribución del gas (es decir, 97,3% CH₄, 0,26% CO₂, 1,7% N₂ y 0,74% de hidrocarburos no metano por volumen).

^h Si bien no hay factores disponibles para la carga marítima de la producción extraterritorial para Norteamérica, los datos noruegos indican un factor de emisión de CH₄ de 1,0 a 3,6 Gg/10³ m³ de petróleo transferido (derivado de los datos provistos por la autoridad noruega de control de contaminación, 2000).

ⁱ Se estima sobre la base de factores de emisión agregados para los escapes fugitivos del equipo, la escisión catalítica de los fluidos y el almacenamiento y manejo de 0,53 kg/m³ (CPPI and Environment Canada, 1991), 0,6 kg/m³ (US EPA, 1995) y 0,2 g/kg (suponiendo que la mayoría de los productos volátiles se guarda en tanques con techo flotante con sellos secundarios) (EMEP/CORINAIR, 1996).

^j Estimado sobre la base de las pérdidas por evaporación promedio supuestas de 0,15 por ciento de la producción en la terminal de distribución y pérdidas adicionales de 0,15 por ciento de la producción en el punto de venta minorista. Estos valores son mucho menores en los casos en los que se produce la recuperación de vapor de la Etapa 1 y 2, y puede ser mucho mayor en climas cálidos.

^k Los valores de los COVDM se derivan de los valores de metano basados en la relación de las fracciones de masa de los COVDM al CH₄. Se utilizan valores de 0,0144 kg/kg para la transmisión y distribución del gas, 9,951 kg/kg para el transporte de petróleo y condensado y 0,3911 kg/kg para la producción de petróleo crudo sintético.

^l Los factores de emisión de CO₂ presentados únicamente dan cuenta de las emisiones directas de CO₂, con excepción de la quema en antorcha, en cuyo caso los valores presentados dan cuenta de la suma de emisiones directas de CO₂ y aportes indirectos debidos a la oxidación atmosférica de las emisiones de carbono no CO₂ gaseoso.

Fuentes: Canadian Association of Petroleum Producers (1999, 2004); API (2004); GRI/US EPA (1996); US EPA (1999).

CUADRO 4.2.5
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Perforación de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	3.3E-05 a 5.6E-04	-12,5 a +800%	1.0E-04 a 1.7E-03	-12,5 a +800%	8.7E-07 a 1.5E-05	-12,5 a +800%	ND	ND	Gg por pozo perforado
Prueba de pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	5.1E-05 a 8.5E-04	-12,5 a +800%	9.0E-03 a 1,5E-01	-12,5 a +800%	1.2E-05 a 2.0E-04	-12,5 a +800%	6.8E-08 a 1.1E-06	-10 a +1000%	Gg por pozo perforado.
Servicios a los pozos	Todas	Quema en antorcha y venteo	1.B.2.a.ii o 1.B.2.b.ii	1.1E-04 a 1.8E-03	-12,5 a +800%	1.9E-06 a 3.2E-05	-12,5 a +800%	1.7E-05 a 2.8E-04	-12,5 a +800%	ND	ND	Gg/año por pozo en producción o capaz
Producción de gas	Todas	Fugitivas ^d	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 a 2.4E-02	-40 a +250%	1.4E-05 a 1.8E-04	-40 a +250%	9.1E-05 a 1.2E-03	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha ^e	1.B.2.b.ii	7.6E-07 a 1,0E-06	±75%	1.2E-03 a 1.6E-03	±75%	6.2E-07 a 8.5E-07	±75%	2.1E-08 a 2.9E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 a 1.1E-03	-40 a +250%	1.5E-04 a 3.5E-04	-40 a +250%	2.2E-04 a 5.1E-04	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	1.2E-06 a 1.6E-06	±75%	1.8E-03 a 2.5E-03	±75%	9.6E-07 a 1.3E-06	±75%	2.5E-08 a 3.4E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Plantas de gas ácido	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05 a 2.2E-04	-40 a +250%	7.9E-06 a 1.8E-05	-40 a +250%	6.8E-05 a 1.6E-04	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.4E-06 a 3.3E-06	±75%	3.6E-03 a 4.9E-03	±75%	1.9E-06 a 2.6E-06	±75%	5.4E-08 a 7.4E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Venteo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02 a 1.5E-01	-10 a +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Plantas de extracción de corte profundo (plantas de fresado)	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05 a 2.5E-05	-40 a +250%	1.6E-06 a 3.7E-06	-40 a +250%	2.7E-05 a 6.2E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	7.2E-08 a 9.9E-08	±75%	1.1E-04 a 1.5E-04	±75%	5.9E-08 a 8.1E-08	±75%	1.2E-08 a 8.1E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de carga de gas crudo
	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 a 3.5E-04	-40 a +250%	1.2E-05 a 2.8E-05	-40 a +250%	1.4E-04 a 3.2E-04	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Quema en antorcha	1.B.2.b.ii	2.0E-06 a 2.8E-06	±75%	3.0E-03 a 4.1E-03	±75%	1.6E-06 a 2.2E-06	±75%	3.3E-08 a 4.5E-08	-10 a +1000%	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas
		Venteo de CO ₂ crudo	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02 a 9.5E-02	-10 a +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg por 10 ⁶ m ³ de producción de gas

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	Fugitivas ^f	1.B.2.b.iii.4	16.6E-05 a 1.1E-03	-40 a +250%	8.8E-07 a 2.0E-06	-40 a +250%	7.0E-06 a 1.6E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
		Ventoe ^g	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 7.4E-04	-40 a +250%	3.1E-06 a 7.3E-06	-40 a +250%	4.6E-06 a 1.1E-05	-40 a +250%	NA	NA	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
	Almacenamiento	Todas	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05 a 5.8E-05	-20 a +500%	1.1E-07 a 2.6E-07	-20 a +500%	3.6E-07 a 8.3E-07	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable
Distribución del gas	Todas	Todas	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03 a 2.5E-03	-20 a +500%	5.1E-05 a 1.4E-04	-20 a +500%	1.6E-05 a 3.6E-5	-20 a +500%	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de ventas de servicios
Transporte de gas natural licuado	Condensado	Todas	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	-50 a +200%	7.2E-06	-50 a +200%	1.1E-03	-50 a +200%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de condensado y pentanos más
	Gas licuado de petróleo	Todas	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±100%	ND	ND	2.2E-09	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de GLP
	Gas natural licuado	Todas	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ⁶ m ³ de gas comercializable

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Producción de petróleo	Petróleo convencional	Fugitivas (costeras)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 a 6.0E-02	-12.5 a +800%	1.1E-07 a 4.3E-03	-12.5 a +800%	1.8E-06 a 7.5E-02	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Fugitivas (alta mar)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	-12.5 a +800%	4.3E-08	-12.5 a +800%	7.4E-07	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Venteo	1.B.2.a.i	7.2E-04 a 9.9E-04	±75%	9.5E-05 a 1.3E-04	±75%	4.3E-04 a 5.9E-04	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.5E-05 a 3.4E-05	±75%	4.1E-02 a 5.6E-02	±75%	2.1E-05 a 2.9E-05	±75%	6.4E-07 a 8.8E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo convencional

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Petróleo pesado /alquitrán frío	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03 a 1.3E-01	-12. a +800%	5.4E-04 a 9.0E-03	-12. a +800%	2.9E-03 a 4.8E-02	-12. a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Venteo	1.B.2.a.i	1.7E-02 a 2.3E-02	-67 a +150%	5.3E-03 a 7.3E-03	-67 a +150%	2.7E-03 a 3.7E-03	-67 a +150%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.4E-04 a 1.9E-04	-67 a +150%	2.2E-02 a 3.0E-02	-67 a +150%	1.1E-05 a 1.5E-05	-67 a +150%	4.6E-07 a 6.3E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de petróleo pesado
	Producción de petróleo termal	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04 a 3.0E-03	-12.5 a +800%	2.9E-05 a 4.8E-04	-12.5 a +800%	2.3E-04 a 3.8E-03	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Venteo	1.B.2.a.i	3.5E-03 a 4.8E-03	-67 a +150%	2.2E-04 a 3.0E-04	-67 a +150%	8.7E-04 a 1.2E-03	-67 a +150%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	1.6E-05 a 2.2E-05	-67 a +150%	2.7E-02 a 3.7E-02	-67 a +150%	1.3E-05 a 1.8E-05	-67 a +150%	2.4E-07 a 3.8E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ de producción de alquitrán termal

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENDEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
	Crudo sintético (de las arenas petrolíferas)	Todas	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03 a 3.8E-02	-67 a +150%	ND	ND	9.0E-04 a 1.5E-02	-67 a +150%	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético de las arenas petrolíferas
	Crudo sintético (del esquisto bituminoso)	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de producción de crudo sintético del esquisto bituminoso
Total ponderado por defecto	Total ponderado por defecto	Fugitivas	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03 a 3.7E-02	-12,5 a +800%	2.8E-04 a 4.7E-03	-12,5 a +800%	3.1E-03 a 5.2E-02	-12.5 a +800%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Venteo	1.B.2.a.i	8.7E-03 a 1.2E-02	±75%	1.8E-03 a 2.5E-03	±75%	1.6E-03 a 2.2E-03	±75%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo
		Quema en antorcha	1.B.2.a.ii	2.1E-05 a 2.9E-05	±75%	3.4E-02 a 4.7E-02	±75%	1.7E-05 a 2.3	±75	5.4E-07 a 7.4E-07	-10 a +1000%	Gg por 10 ³ m ³ producción total de petróleo

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Concentración del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo concentrado
Transporte de petróleo	Tuberías	Todas	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	-50 a +200%	4.9E-07	-50 a +200%	5.4E-05	-50 a +200%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por tubería
	Camiones cisterna y vagones cisterna	Venteo	1.B.2.a.i	2.5E-05	-50 a +200%	2.3E-06	-50 a +200%	2.5E-04	-50 a +200%	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna
	Carga de la producción en alta mar en los buques cisterna	Venteo	1.B.2.a.i	ND ^h	ND	ND ^h	ND	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna
Refinación del petróleo	Todas	Todas	1.B.2.a.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg por 10 ³ m ³ de petróleo refinado.

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENDEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVDM		N ₂ O		Unidades de medida
				Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	Valor	Incertidumbre (% del valor)	
Distribución de productos refinados	Gasolina	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Diesel	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Combustible para la aviación	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.
	Queroseno para motor a reacción	Todas	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg por 10 ³ m ³ de producto transportado.

CUADRO 4.2.5 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE NIVEL 1 PARA LAS EMISIONES FUGITIVAS (INCLUIDOS EL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA) PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO Y EN LOS PAÍSES CON ECONOMÍAS EN TRANSICIÓN^{A,B}

NA – No aplicable ND – No determinado

^a Si bien los factores de emisión presentados pueden variar de forma considerable de un país a otro, se espera que se produzcan las mayores diferencias respecto del venteo y la quema en antorcha, en particular para la producción de petróleo, debido al potencial de existir diferencias significativas en la cantidad de conservación y utilización de gas practicadas.

^b El rango de los valores correspondientes a las emisiones fugitivas se atribuye principalmente a las diferencias existentes en la cantidad de infraestructura del proceso (p. ej., cantidad y tamaño promedio de las instalaciones) por unidad de producción de gas.

^c «Todas» denota todas las emisiones fugitivas, así como las emisiones por venteo y quema en antorcha.

^d «Fugitivas» denota todas las emisiones fugitivas, incluidas las procedentes de escapes fugitivos del equipo, pérdidas por almacenamiento, el uso del gas natural como medio de provisión para los dispositivos a gas (p. ej., bucles de control de instrumentos, bombas de inyección química, arrancadores de compresor, etc.) y venteo de las descargas gaseosas de columna fija procedentes de los deshidratadores de glicol.

^e «Quema en antorcha» denota las emisiones procedentes de todos los sistemas de antorcha continua y de emergencia. Los índices específicos de quema en antorcha pueden variar significativamente de un país a otro. Si se conocen los volúmenes reales quemados en antorcha, se los debe utilizar para determinar las emisiones por quema en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄, CO₂ y N₂O procedentes de los volúmenes quemados en antorcha declarados son 0,012, 2,0 y 0,000023 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas quemado en antorcha, sobre la base de una eficacia de quema del 98% y un análisis típico de gas en la planta de procesamiento del gas (es decir, 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ y 6,84% hidrocarburos no metano por volumen).

^f El factor mayor refleja el uso de compresores alternativos en el sistema, mientras que el factor menor refleja principalmente los compresores centrífugos.

^g «Venteo» denota el venteo declarado de desechos asociados y del gas en solución en las instalaciones de producción de petróleo y los volúmenes de gas de desecho procedentes de la depuración, purga y alivio de emergencia en las instalaciones de gas. Si se conocen los volúmenes reales venteados se los debe utilizar para determinar las emisiones por venteo en vez de aplicar los factores de emisión presentados a los índices de producción. Los factores de emisión para la estimación directa de las emisiones de CH₄ y CO₂ de los volúmenes venteados declarados son de 0,66 y 0,0049 Gg, respectivamente, por 10⁶ m³ de gas venteado, sobre la base de un análisis de gas típico para los sistemas de transmisión y distribución del gas (es decir, 97,3% CH₄, 0,26% CO₂, 1,7% N₂ y 0,74% hidrocarburos no metano por volumen).

^h Si bien no hay factores disponibles para la carga marítima de la producción extraterritorial para Norteamérica, los datos noruegos indican un factor de emisión de CH₄ de 1,0 a 3,6 Gg/103 m³ de petróleo transferido (derivado de los datos provistos por la autoridad noruega de control de contaminación, 2000).

ⁱ Los factores de emisión de CO₂ presentados únicamente dan cuenta de las emisiones directas de CO₂, con excepción de la quema en antorcha, en cuyo caso los valores presentados dan cuenta de la suma de emisiones directas de CO₂ y aportes indirectos debidos a la oxidación atmosférica de las emisiones de carbono no CO₂ gaseoso.

Fuentes: Se han determinado los factores presentados en este cuadro fijando el límite inferior de la escala para cada categoría igual al menos a los valores publicados en el Cuadro 4.2.4 para Norteamérica. De lo contrario, todos los valores presentados fueron adaptados partiendo de los datos aplicables provistos en las Directrices del IPCC de 1996 y de los datos de medición limitados disponibles a partir de estudios sin publicar más recientes de los sistemas de gas natural de China, Rumania y Uzbekistán.

Los factores del Cuadro 4.2.4 para Norteamérica se derivan de los resultados detallados del inventario de emisiones para Canadá y los Estados Unidos y, en la medida de lo posible, se los actualizó partiendo de los valores presentados anteriormente en el documento Orientación sobre las buenas prácticas del IPCC (2000) para reflejar los resultados de los inventarios de emisiones más actuales y refinados. Donde resultó aplicable, se indicaron los factores del Compendio de API de metodologías para la estimación de emisiones de la industria del petróleo.

Los factores del Cuadro 4.2.4 se presentan como ejemplos y reflejan las siguientes prácticas y el estado de la industria del petróleo y del gas:

- se conserva la mayor parte del gas asociado;
- el gas dulce de desecho se quema en antorcha o se vende;
- el gas ácido de desecho se quema en antorcha;
- muchas empresas de transmisión de gas están instrumentando en forma voluntaria programas para reducir las pérdidas de metano causadas por escapes fugitivos de los equipos;
- la industria del petróleo y del gas se encuentra madura y en decadencia en muchas áreas;
- la fiabilidad del sistema es alta;
- el equipo suele estar en buen estado de mantenimiento y se usan componentes de alta calidad;
- las roturas de línea y las explosiones de pozos son infrecuentes;
- el sector se encuentra muy regulado y estas disposiciones suelen hacerse cumplir de forma bastante rigurosa.

Se fijaron los factores de emisión presentados en el Cuadro 4.2.5 de modo que el límite inferior de cada rango sea al menos igual al valor correspondiente del Cuadro 4.2.4. De lo contrario, se han adaptado todos los valores partiendo de los factores presentados en las Directrices del IPCC, versión revisada en 1996 y de los datos de medición limitados disponibles para diversos estudios recientes del sector no publicados de sistemas de gas natural en los países en desarrollo o en los países con economías en transición. En los casos en los que se presentan los valores, se basan en los rangos relativos incluidos en las Directrices del IPCC, versión revisada en 1996, o se estiman sobre la base del dictamen de expertos y los datos de los informes sin publicar.

También se ha usado un método similar para estimar los valores de incertidumbre dados para los factores de emisión presentados. Las grandes incertidumbres dadas para algunos de los factores de emisión reflejan la alta variabilidad correspondiente entre las fuentes individuales, los tipos y el alcance de los controles aplicados y, en algunos casos, la cantidad limitada de datos disponibles. Para muchas categorías de fuente (p. ej., escapes de equipos), las emisiones fugitivas tienen una distribución sesgada en la que es responsable de la mayoría de las emisiones solo un pequeño porcentaje de la población. En los casos en los que las incertidumbres son menores o iguales que ± 100 por ciento, se supuso una distribución normal, que arroja la distribución simétrica acerca de la media. Siempre que el porcentaje U de incertidumbre declarada para una cantidad Q sea mayor que el 100 por ciento, el límite superior es $Q(100+U)/100$ y el inferior es $100Q/(100+U)$.

NIVEL 3 Y 2

En las Directrices del IPCC no se presentan los factores de emisión para realizar las evaluaciones de Nivel 3 y 2 debido a la gran cantidad de información y al hecho de que continuamente se actualizan estos datos para que incluyan los resultados adicionales de la medición y que reflejen el desarrollo y la penetración de las nuevas tecnologías y requisitos de control. Por el contrario, el IPCC ha creado una Base de datos de factores de emisión (EFDB) que se actualiza periódicamente y está disponible en Internet en www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php. Además, aún deben efectuarse revisiones frecuentes de la bibliografía, para garantizar que se utilicen los mejores factores disponibles. Las referencias correspondientes a los valores seleccionados deben estar claramente documentadas. Típicamente, desarrollan y publican los factores de emisión los organismos ambientales y las asociaciones industriales. Quizá sea necesario desarrollar estimaciones de inventario en consulta con estas organizaciones. Por ejemplo, el Instituto Americano del Petróleo (API, del inglés *American Petroleum Institute*) lleva un Compendio de metodologías para la estimación de emisiones para la industria del petróleo y del gas, que actualizó por última vez en el año 2004. Dicho compendio se encuentra disponible en:

<http://api-ec.api.org/policy/index.cfm>.

Una herramienta de software para estimar las emisiones de los gases de efecto invernadero usando las ecuaciones del Compendio del API se encuentra disponible en:

<http://ghg.api.org>

Diversas asociaciones nacionales de la industria del petróleo y del gas también elaboraron una orientación para estimar las emisiones de los gases de efecto invernadero. Tales documentos pueden servir como referencias complementarias útiles, y suelen brindar procedimientos estratificados de cálculo específicos de la fuente. Se ofrece orientación sobre

los principios de contabilización del inventario en tanto se aplican al sector del petróleo y del gas, y las definiciones de los límites en las Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions (Directrices de la industria del petróleo para la declaración de las emisiones de gases de efecto invernadero) (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, 2003):

www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf

Al seleccionar los factores de emisión, los valores elegidos deben ser válidos para la aplicación dada y estar expresados sobre la misma base que los datos de la actividad. También puede resultar necesario aplicar otros tipos de factores para corregir las diferencias locales y regionales existentes en las condiciones de funcionamiento y en las prácticas de diseño y mantenimiento, por ejemplo:

- los perfiles de la composición de los gases procedentes de determinados yacimientos petrolíferos y de gas para corregir la cantidad de CH₄, la formación de CO₂ y otras emisiones meta;
- las horas anuales de funcionamiento para corregir la cantidad de tiempo que una fuente se encuentra en servicio activo;
- las eficacias de las medidas de control específicas utilizadas.

Las siguientes son cuestiones extra que deben tenerse en cuenta al seleccionar los factores de emisión:

- es importante evaluar la aplicabilidad de los factores seleccionados para la aplicación de destino, para garantizar un comportamiento y características de la fuente similares o comparables;
- ante la falta de datos mejores, quizá sea necesario aplicar los factores declarados para otras regiones que practican niveles similares de control de emisión y presentan tipos de equipos comparables;
- en los casos en los que se realizan mediciones para desarrollar nuevos factores de emisión, únicamente deben aplicarse los procedimientos de prueba reconocidos o defendibles. Los métodos y procedimientos de garantía de calidad (GC) / control de calidad (CC) deben documentarse, las fuentes muestreadas deben ser representativas de las variaciones típicas que se dan en la población general de fuente, y debe realizarse un análisis estadístico para establecer el intervalo de confianza del 95 por ciento sobre los resultados promedio.

4.2.2.4 ELECCIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Entre los datos de la actividad necesarios para estimar las emisiones fugitivas procedentes de las actividades del petróleo y del gas se incluyen las estadísticas de producción, los datos relativos a la infraestructura (p. ej., inventarios de plantas / instalaciones, unidades de proceso, ductos y componentes de los equipos) y las emisiones declaradas de los derrames, los escapes accidentales y los daños de terceros. Los datos básicos de la actividad necesarios para cada método de evaluación y cada tipo de categoría de fuente primaria se resumen en el Cuadro 4.2.6, Requisitos típicos de los datos de la actividad para cada método de evaluación por tipo de categoría de fuente primaria.

NIVEL 1

Los datos de la actividad necesarios en el Nivel 1 se limitan a la información que puede obtenerse directamente de las estadísticas nacionales típicas del petróleo y del gas o estimarse fácilmente a partir de esta información. En el Cuadro 4.2.7 que se presenta a continuación se incluye una lista de los datos de la actividad que exige cada factor de emisión de Nivel 1 presentado en los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5, así como la orientación adecuada para obtener o estimar cada uno de los valores de la actividad necesarios.

NIVEL 2

Los datos de la actividad necesarios para el abordaje metodológico estándar de Nivel 2 son iguales a los necesarios para el método de Nivel 1. Si se utiliza el método alternativo de Nivel 2 descrito en la Sección 4.2.2.2 para los sistemas de petróleo crudo, se requiere información adicional más detallada, incluidos los valores RGP promedio, acerca del alcance de la conservación del gas y los factores para prorratear los volúmenes de gas asociados a los desechos entre el venteo y la quema en antorcha. Debe desarrollarse esta información adicional sobre la base de las entradas de la industria.

CUADRO 4.2.6		
REQUISITOS TÍPICOS DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD PARA CADA MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DEL PETRÓLEO Y DEL GAS, POR TIPO DE CATEGORÍA DE FUENTE PRIMARIA		
Nivel de evaluación	Categoría de fuente primaria	Datos de la actividad mínimos necesarios
3	Venteo / quema en antorcha del proceso	Volúmenes declarados Composiciones del gas Factores prorratea para dividir el venteo de la quema en antorcha
	Pérdidas por almacenamiento	Factores del gas en solución Producción líquida Tamaños del tanque Composiciones del vapor
	Fugas del equipo	Número de plantas / instalaciones por tipo Procesos utilizados en cada planta Programas de componentes del equipo por tipo de unidad de proceso Composiciones del gas/vapor
	Dispositivos a gas	Cronograma de dispositivos a gas por tipo de unidad de proceso Factores de consumo de gas Tipo de medio de provisión Composición del gas
	Liberaciones accidentales y daños por terceros	Informes / resúmenes de los incidentes
	Migración del gas a la superficie y arcos de ventilación en superficie	Factores de emisión promedio y cantidad de pozos
	Perforación	Cantidad de pozos perforados Volúmenes declarados venteados / quemados en antorcha tomados de las pruebas de producción con tubería de perforación Emisiones típicas procedentes de los tanques de lodo
	Servicios a los pozos	Cómputo de los eventos de servicio por tipos
	Fugas en los ductos	Tipo de material de tubería Longitud del ducto
	Arenas petrolíferas / esquisto bituminoso expuestos	Área de la superficie expuesta Factores de emisión promedio
2	Venteo y quema en antorcha de la producción de petróleo	Relaciones del gas al petróleo Volúmenes quemados en antorcha y venteados Volúmenes de gas conservado Volúmenes de gas reinyectado Volúmenes de gas utilizado Composiciones del gas
	Todas las demás	Producciones de petróleo y de gas
1	Todas	Producciones de petróleo y de gas

CUADRO 4.2.7 ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS			
Categoría	Subcategoría	Valor necesario de los datos de la actividad	Orientación
Perforación de pozos	Todas	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Prueba de pozos	Todas	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Servicios a los pozos	Todas	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Producción de gas	Todas	10 ⁶ m ³ de producción de gas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
		10 ⁶ m ³ de producción de gas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce	10 ⁶ m ³ carga de gas crudo	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están declarados los recibos totales del gas por planta de gas; de lo contrario, suponer que este valor es igual a la producción total de gas. Prorratar este valor entre las plantas de gas dulce y ácido. Ante la falta de información que permita prorratarlo, suponer que todas las plantas son de gas dulce.
	Plantas de gas ácido	10 ⁶ m ³ carga de gas crudo	
	Plantas de extracción de corte profundo (plantas de fresado)	10 ⁶ m ³ carga de gas crudo	Referir directamente de las estadísticas nacionales si se declaran los recibos totales de gas por planta de fresado ubicada en los sistemas de transmisión de gas; de lo contrario, suponer que este valor es igual a una porción adecuada de todo el gas natural comercializable. Ante la falta de información para efectuar esta prorrata, suponer que no hay plantas de fresado.
	Total ponderado por defecto	10 ⁶ m ³ de producción de gas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	10 ⁶ m ³ de gas comercializable	Referir directamente de las estadísticas nacionales usando el valor declarado para la provisión total neta. Es la suma de las importaciones más los recibos de gas totales netos de los yacimientos de gas y las plantas de procesamiento o reprocesamiento, luego de haber deducido todos los usos <i>upstream</i> , las pérdidas y los volúmenes de reinyección.
	Almacenamiento	10 ⁶ m ³ de gas comercializable	
Distribución del gas	Todas	10 ⁶ m ³ de ventas de servicios públicos	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles las estadísticas declaradas; de lo contrario, fijarlas en un valor igual a la cantidad de gas que manejan los sistemas de transmisión y almacenamiento del gas menos las exportaciones.
Transporte de gas natural licuado	Condensado	10 ³ m ³ de condensado y pentanos más	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Gas licuado de petróleo	10 ³ m ³ GLP	Referir directamente de las estadísticas nacionales.

CUADRO 4.2.7 (CONTINUACIÓN)			
ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS			
Producción de petróleo	Petróleo convencional	10 ³ m ³ de la producción de petróleo convencional	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Petróleo pesado / alquitrán frío	10 ³ m ³ de la producción de petróleo pesado	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Producción de petróleo termal	10 ³ m ³ de la producción de alquitrán termal	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Crudo sintético (de las arenas petrolíferas)	10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético de las arenas petrolíferas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Crudo sintético (del esquisto bituminoso)	10 ³ m ³ de la producción de crudo sintético del esquisto bituminoso	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Total ponderado por defecto	10 ³ m ³ de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Concentración del petróleo	Todas	10 ³ m ³ de petróleo concentrado	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar en una cantidad igual a la producción total de petróleo crudo y alquitrán menos las exportaciones de estos petróleos crudos.
Transporte de petróleo	Tuberías	10 ³ m ³ de petróleo transportado por tubería	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar en una cantidad igual a la producción total de petróleo crudo más las importaciones.
	Camiones cisterna y vagones cisterna	10 ³ m ³ de petróleo transportado por camión cisterna	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, suponer (como primera aproximación) ese 50 por ciento del crudo total.
	Carga de la producción en alta mar en los buques cisterna	10 ³ m ³ de petróleo transportado por buque cisterna	Referir directamente de las estadísticas nacionales usando el valor declarado para las exportaciones de petróleo crudo y prorratear esta cantidad para dar cuenta solo de la fracción que exportan los buques cisterna. Si bien puede haber exportaciones por tubería, buque o camión cisterna, en general se realizan casi exclusivamente por uno de estos métodos. Se supone que se utilizan los buques cisterna casi exclusivamente para las exportaciones.
Refinación del petróleo	Todas	10 ³ m ³ de petróleo refinado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total más las importaciones menos las exportaciones.
Distribución de productos refinados	Gasolina	10 ³ m ³ de producto distribuido.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.

CUADRO 4.2.7 (CONTINUACIÓN) ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS			
	Diesel	10 ³ m ³ de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.
	Combustible para la aviación	10 ³ m ³ de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.
	Queroseno para motor a reacción	10 ³ m ³ de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.

NIVEL 3

Entre las cuestiones específicas que deben tenerse en cuenta al compilar los datos detallados de la actividad necesarios para usar en un método de Nivel 3 se incluyen los siguientes:

- Deben desagregarse las estadísticas de producción para capturar los cambios ocurridos en la producción (p. ej., debidos a las importaciones, exportaciones, al reprocesamiento, a las extracciones, etc.) al avanzar por los sistemas de petróleo y gas.
- Las estadísticas de producción provistas por el organismo oficial deben utilizarse en favor de las estadísticas disponibles a través de los organismos internacionales, tales como la AIE o la ONU, debido a que suelen presentar una mejor fiabilidad y desagregación. Los grupos de generación de informes regionales, provinciales / estatales y del sector pueden ofrecer incluso una mayor desagregación.
- Los datos de la producción usados para estimar las emisiones fugitivas deben corregirse, si corresponde, para que den cuenta de las posibles importaciones o exportaciones netas. Es posible que estén disponibles los datos de las importaciones y exportaciones para un país pero no los datos de la producción; no obstante, es poco probable que se presente la situación inversa.
- En los casos en los que se produce metano de yacimiento de carbón en un sistema de recopilación de gas natural, deben declararse todas las emisiones fugitivas asociadas en las categorías correspondientes de exploración y producción de gas natural. Esto sucede por defecto puesto que el gas producido se convierte en un producto básico al ingresar en el sistema de recopilación del gas y se lo justifica automáticamente del mismo modo en el que se justifica el gas de cualquier otro pozo cuando ingresa en el sistema de recopilación. El hecho de que el gas provenga de una formación de carbón solamente es perceptible a un nivel muy desagregado. Una vez que se extrae el gas de una formación de carbón, independientemente del motivo, y no se produce el gas hacia un sistema de recopilación, deben asignarse las emisiones asignadas al sector del carbón de la sección correspondiente de la categoría 1.B.1 del IPCC.
- Los volúmenes venteados y quemados en antorcha de las estadísticas del petróleo y del gas pueden ser muy sospechosos porque suelen ser estimaciones y no basarse en las mediciones reales. Además, muchas veces se agregan los valores y se los declara simplemente como volúmenes quemados en antorcha. Deben revisarse las prácticas de funcionamiento de cada segmento del sector con los representantes de éste, para determinar si los volúmenes declarados son efectivamente venteados o quemados en antorcha, o para desarrollar la proporción correspondiente del venteo respecto de la quema en antorcha. También deben efectuarse auditorías o revisiones de cada segmento del sector para determinar si todos los volúmenes venteados y quemados en antorcha están declarados realmente (por ejemplo, las emisiones del gas en solución procedentes de los tanques de almacenamiento y de los dispositivos de tratamiento, de la quema en antorcha / el venteo de emergencia, la fuga hacia los sistemas de venteo / antorcha, y es probable que no necesariamente estén justificados los volúmenes de depuración y purga).
- Los datos relativos a la infraestructura son más difíciles de obtener que las estadísticas de la producción. La información relativa a las cantidades y los tipos de instalaciones principales y los tipos de procesos usados en

estas plantas muchas veces puede estar disponible a través de los organismos regulatorios y los grupos industriales, o directamente a través de las empresas reales.

- La información acerca de las instalaciones menores (p. ej., la cantidad de deshidratadores y compresores de campo) no suele estar disponible, ni siquiera a través de las empresas de petróleo y gas. En consecuencia, deben plantearse hipótesis, sobre la base de las prácticas locales de diseño, para estimar la cantidad de instalaciones. Quizá se requiera trabajo de campo para desarrollar los factores de estimación o las correlaciones adecuados.
- Muchas empresas utilizan sistemas informáticos de gestión de la información relativa a la inspección y al mantenimiento. Estos sistemas pueden ser un medio muy fiable de contabilizar las principales unidades de equipos (p. ej., compresores, calefactores de proceso y calderas, etc.) en las instalaciones seleccionadas. Asimismo, algunos departamentos de una empresa pueden llevar bases de datos de ciertos tipos de equipos o instalaciones por diversos motivos internos (p. ej., contabilización impositiva, contabilización de producción, registros de seguro, programas de control de calidad, auditoría de seguridad, renovaciones de licencias, etc.). Se deben hacer esfuerzos para identificar estas fuentes de información potencialmente útiles.
- Los cálculos de componentes por tipo de unidad de proceso pueden variar drásticamente entre las distintas instalaciones y los países, debido a las diferencias de diseño y prácticas de funcionamiento. De este modo, si bien en un comienzo puede ser adecuado usar los valores declarados en la bibliografía general, los países deben esforzarse por desarrollar sus propios valores.
- La utilización de terminología coherente y definiciones claras es fundamental para elaborar el cálculo de las instalaciones y los componentes del equipo, y para permitir comparaciones significativas de los resultados con otros.
- Algunas estadísticas de producción pueden declararse en unidades de energía (sobre la base de su valor de calefacción) y se las debe convertir en una base de volumen, o viceversa, para la aplicación de los factores de emisión disponibles. Típicamente, en los casos en los que se expresan los valores de producción en unidades de energía, es en términos del valor de calefacción bruto (o superior) del producto. No obstante, en los casos en los que se expresan los factores de emisión sobre una base energética, normalmente es en términos del valor de calefacción neto (o inferior) del producto. Para realizar la conversión de los datos energéticos sobre una base de VCB a una base VCN, la Agencia Internacional de Energía supone una diferencia del 5 por ciento para el petróleo y del 10 por ciento para el gas natural. Las corrientes individuales de gas natural que son muy ricas o poseen un alto contenido de impurezas pueden diferir de estos valores promedio. Los factores de emisión y los datos de la actividad deben ser coherentes entre sí.
- Las importaciones y exportaciones de petróleo y gas modifican los niveles de la actividad en las porciones correspondientes inferiores de estos sistemas.
- Las actividades de producción son las que más contribuyen a las emisiones fugitivas procedentes de las actividades del petróleo y del gas en los países que poseen bajos volúmenes de importación respecto del consumo y los volúmenes de exportación. La transmisión y distribución del gas y la refinación del petróleo suelen contribuir más a estas emisiones en los países que poseen volúmenes de importación relativamente altos. En general, los importadores netos suelen tener emisiones específicas inferiores a los exportadores netos.

4.2.2.5 EXHAUSTIVIDAD

La exhaustividad es una cuestión de peso para el desarrollo de un inventario de emisiones fugitivas para la industria del petróleo y del gas. Se la puede abordar a través de las comparaciones directas con otros países y, para los inventarios refinados, mediante comparaciones entre las empresas individuales del mismo segmento y subcategoría industriales. Para ello, es preciso usar definiciones y esquemas de clasificación coherentes. Por ejemplo, en Canadá, la industria del petróleo *upstream* ha adoptado un esquema de referencia (benchmarking) que compara los resultados del inventario de emisiones de cada empresa según la intensidad producción - energía y la intensidad producción carbono. Esa referencia les permite a las empresas evaluar su desempeño ambiental relativo. También señala, a un nivel alto, las anomalías o los posibles errores que deben investigarse y resolverse.

Pueden usarse los factores indicativos presentados en el Cuadro 4.2.8 para calificar las pérdidas de metano específicas en bajas, medianas o altas, y ayudar a evaluar su razonabilidad. Si las pérdidas específicas de metano son notablemente inferiores a la marca de referencia baja o mayores que la marca alta, debe explicarse la situación; de lo contrario, puede ser un indicio de posibles aportes perdidos o contabilizados dos veces, respectivamente. No debe utilizarse el ranking de pérdidas específicas de metano respecto de los factores indicativos presentados como base para escoger el método de evaluación más adecuado; por el contrario, debe tenerse en cuenta el total de emisiones (es decir, el producto de los datos de la actividad y los factores de emisión), la complejidad del sector y los recursos de evaluación disponibles.

Si se crean los inventarios de emisiones a partir de una compilación de inventarios del nivel de la compañía individual, se debe cuidar de garantizar que se incluyan todas las empresas. Quizá se necesiten extrapolaciones adecuadas para justificar las empresas que no declaran.

CUADRO 4.2.8					
CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE GAS EN BAJA, MEDIA O ALTA EN LOS TIPOS DE PLANTAS DE GAS NATURAL SELECCIONADOS					
Plantas	Datos de la actividad	Factores de emisión anuales			Unidades de medida
		Bajo	Mediano	Alto	
Producción y procesamiento	Producción neta de gas (es decir, producción comercializada)	0,05	0,2	0,7	% de producción neta
Sistemas de ductos de transmisión	Longitud de los ductos de transmisión	200	2 000	20 000	m ³ /km/año
Estaciones de compresores	Capacidad instalada del compresor	6 000	20 000	100 000	m ³ /MW/año
Almacenamiento subterráneo	Capacidad de trabajo de las estaciones de almacenamiento subterráneo	0,05	0,1	0,7	% de capacidad del gas de trabajo
Planta de GNL (licuefacción o regasificación)	Producción de gas	0,005	0,05	0,1	% de producción
Estaciones de dosificador y regulador	Cantidad de estaciones	1 000	5 000	50 000	m ³ /estación/año
Distribución	Longitud de la red de distribución	100	1 000	10 000	m ³ /km/año
Uso del gas	Cantidad de artefactos a gas	2	5	20	m ³ /artefacto/año
Fuente: Adaptado por los autores de obras actualmente sin publicar por la Unión internacional del gas y basado en datos correspondientes a una decena de países, incluidos Rusia y Argelia.					

Las fuentes individuales más pequeñas, cuando se agregan nacionalmente en el transcurso de un año, muchas veces pueden constituir un aporte total significativo. Por lo tanto, es una *buen práctica* no descartarlas. Una vez efectuada una evaluación exhaustiva, existe la base para simplificar el método y asignar mejor los recursos en el futuro, para reducir las incertidumbres de los resultados.

Si un país ha estimado sus emisiones fugitivas procedentes de parte o todo el sistema de petróleo y gas natural, sobre la base de un reacomodamiento de las estimaciones declaradas por las compañías individuales de petróleo y gas, es una *buen práctica* documentar los pasos tomados para garantizar que los resultados sean exhaustivos, transparentes y coherentes en toda la serie temporal. Deben resaltarse las correcciones efectuadas para justificar las empresas o instalaciones que no declararon y las medidas tomadas para evitar los datos perdidos o el cómputo doble (en particular si hubo cambios en la propiedad) y para evaluar las incertidumbres.

4.2.2.6 DESARROLLO DE UNA SERIE TEMPORAL COHERENTE

Lo ideal es confeccionar las estimaciones de emisiones para el año de base y los años subsiguientes con el mismo método. El objetivo es lograr que las estimaciones de emisiones para toda la serie temporal reflejen las tendencias reales de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los factores de emisión o de control que se modifican con el tiempo (p. ej., debido a los cambios producidos en la demografía de origen o la penetración de las tecnologías de control) deben actualizarse con regularidad y, cada vez, aplicarse únicamente al período para el cual son válidos. Por ejemplo, si se somete un dispositivo de control de emisiones a una actualización retrospectiva a una fuente, se aplica un nuevo factor de emisión a esa fuente de allí en más; no obstante, aún debe aplicarse el factor de emisión usado con anterioridad, que refleja las condiciones anteriores a la actualización, para todos los años anteriores de la serie temporal. Si se refinó un factor de emisión a través de más pruebas y ahora refleja una mayor comprensión de la fuente

o de la categoría de fuente, deben actualizarse todas las estimaciones previas para reflejar el uso del factor mejorado, y debe declararse de forma transparente.

Si faltan algunos datos históricos, aún debe ser posible usar los resultados de las mediciones específicas de la fuente en combinación con técnicas de predicción retrospectiva para establecer una relación aceptable entre las emisiones y los datos de la actividad del año de base. Los métodos usados para ello dependen de la situación específica y se los analiza en términos generales en el Capítulo 5 del Volumen 1 de las Directrices de 2006.

En caso de desarrollar estimaciones de emisión sobre la base de un reacomodamiento de las estimaciones de la compañía individual, se necesita un mayor esfuerzo para mantener la coherencia de la serie temporal, en particular si hay cambios frecuentes en la titularidad de las instalaciones y cada nuevo propietario aplica diferentes metodologías y factores de emisión, sin hacer lo propio con estos cambios retrospectivamente en la serie temporal.

4.2.2.7 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

Entre las fuentes de error que pueden producirse se incluyen las siguientes:

- errores de medición;
- errores de extrapolación;
- incertidumbres inherentes de las técnicas de estimación seleccionadas;
- información faltante o incompleta relativa a la población de fuente y a los datos de la actividad;
- comprensión deficiente de las variaciones temporales y estacionales de las fuentes;
- contabilización por encima y por debajo de los valores reales, debida a la confusión o a las incoherencias de las divisiones de las categorías y las definiciones de fuente;
- aplicación incorrecta de los datos de la actividad o los factores de emisión;
- errores en los datos de la actividad declarados;
- falta de contabilización de las operaciones de transferencia intermedias y las actividades de reprocesamiento (por ejemplo, el nuevo tratamiento del *slop oil*, el tratamiento de los recibos del petróleo extranjero y la reiterada deshidratación de los caudales de gas: en el yacimiento, en la planta y con posterioridad al almacenamiento);
- diferencias en la eficacia de los dispositivos de control, el deterioro potencial de su desempeño a través del tiempo y la falta de contabilización de las medidas de control.

En las subsecciones siguientes se presenta la orientación relativa a la evaluación de las incertidumbres de los factores de emisión y de los datos de la actividad.

4.2.2.7.1 INCERTIDUMBRES DEL FACTOR DE EMISIÓN

La incertidumbre del factor de emisión depende tanto de la exactitud de las mediciones sobre las que se basa como del grado al cual estos resultados reflejan el comportamiento promedio de la población de fuente meta. En consecuencia, los factores de emisión desarrollados a partir de los datos medidos en un país pueden tener un conjunto de incertidumbres cuando se aplican los factores en ese país y otro conjunto de incertidumbres cuando se los aplica en otro país. Así, si bien es difícil establecer un conjunto de incertidumbres que se aplique siempre, se ha provisto un grupo de valores por defecto en los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5 para los factores por defecto. Estas incertidumbres están estimadas sobre la base del dictamen de expertos y reflejan el nivel de incertidumbre que puede esperarse cuando se utilizan los factores de emisión correspondientes para desarrollar las estimaciones de emisión en el nivel nacional. Cabría esperar que el uso de los factores presentados para estimar las emisiones procedentes de instalaciones o fuentes individuales genere incertidumbres mucho mayores.

4.2.2.7.2 INCERTIDUMBRES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Los porcentajes citados en esta sección se basan en el dictamen de expertos y tienen por objeto aproximar el intervalo de confianza del 95 por ciento a la estimación central. Las composiciones de gas suelen ser exactas dentro de ± 5 por ciento sobre los componentes individuales. Los caudales de flujo suelen tener errores de ± 3 por ciento o menos para los volúmenes de venta y ± 15 por ciento o más para otros volúmenes. Las estadísticas de producción o los análisis² de disposición pueden diferir de un organismo declarante a otro, aunque se basen en

² El análisis de disposición brinda una contabilidad reconciliada de los hidrocarburos producidos desde el cabezal de pozo, o punto de recepción, hasta el punto de venta final o de exportación. Entre las categorías típicas de disposición se incluyen los volúmenes quemados en antorcha / venteados, la utilización de combustible, las pérdidas del sistema, los volúmenes añadidos al inventario/almacenamiento o quitados de éste, las importaciones, exportaciones, etc.

los mismos resultados de las mediciones originales (p. ej., debido a las posibles diferencias en errores terminológicos y potenciales al resumir estos datos). Pueden utilizarse estas discrepancias como indicio de la incertidumbre de los datos. Existe una incertidumbre adicional si hay un sesgo inherente en los resultados de la medición original (por ejemplo, los medidores de ventas suelen estar diseñados para errar a favor del cliente, y los sistemas de manejo de líquidos tienen un sesgo negativo debido a las pérdidas por evaporación). Puede suponerse que los errores de contabilización y medición aleatoria son insignificantes cuando se agregan a toda la industria.

Se conocen los cálculos de las instalaciones de envergadura (p. ej., las plantas de gas, las refinerías y las estaciones de compresores de transmisión) con un error mínimo, de haberlo (p. ej., menos del 5 por ciento). Cuando se producen errores en estos cálculos suele obedecer a ciertas incertidumbres respecto de la cantidad de plantas nuevas construidas y plantas viejas desmanteladas durante el período.

Los cálculos de las plantas del pozo, las instalaciones menores del yacimiento y las estaciones de compresores de recopilación de gas, así como el tipo y la cantidad de equipos de cada sitio son conocidos con mucha menos exactitud, si es que se los conoce (p. ej., al menos el ± 25 por ciento de incertidumbre o más).

Las estimaciones de las reducciones de emisiones resultado de las acciones individuales de control pueden ser exactas a un valor comprendido dentro del ± 25 por ciento, según la cantidad de subsistemas o fuentes tomados en cuenta.

4.2.3 Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario

Es una *buena práctica* realizar procedimientos de control de calidad como se describe en el Volumen 1, Capítulo 6, de las *Directrices del IPCC de 2006*, los procedimientos generales de CC para el nivel del inventario de Nivel 1, y la revisión de expertos de las estimaciones de emisión. Otros controles de calidad extra, planteados en el Volumen 1, Capítulo 5 de las *Directrices del IPCC de 2006*, y los procedimientos de garantía de calidad también pueden ser aplicables, en particular si se usan métodos de nivel superior para determinar las emisiones procedentes de esta categoría de fuente. Se alienta a los compiladores de los inventarios a usar GC/CC de nivel superior para las *categorías principales* identificados en el Capítulo 4 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*.

Además de la orientación provista en el Volumen 1, Capítulo 6 de las *Directrices del IPCC de 2006*, se delinean a continuación los procedimientos específicos pertinentes para esta categoría de fuente.

PARTICIPACIÓN DE LA INDUSTRIA

Los inventarios de emisiones para las industrias grandes y complejas de petróleo y gas son susceptibles a los errores significativos, debido a que hubo fuentes perdidas o no justificadas. Para minimizar esos errores, es importante obtener la participación activa de la industria en la creación y refinación de estos inventarios.

REVISIÓN DE LAS MEDICIONES DIRECTAS DE EMISIONES

Si se utilizan las mediciones directas para desarrollar factores de emisión específicos del país, el compilador del inventario debe establecer si se hicieron las mediciones en los sitios según los métodos estándar reconocidos. Si las prácticas de medición no cumplen con este criterio, entonces debe evaluarse cuidadosamente la utilización de estos datos de emisión, deben reconsiderarse las estimaciones y deben documentarse las calificaciones.

CONTROL DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

El compilador del inventario debe comparar los factores basados en la medición con los factores por defecto del IPCC y los factores desarrollados por otros países con características industriales similares. Si se utilizan los factores por defecto del IPCC, el compilador debe garantizar que sean aplicables y pertinentes a la categoría. De ser posible, deben compararse los factores por defecto del IPCC con los datos nacionales o locales para obtener un indicio mayor de que los factores son aplicables.

VERIFICACIÓN DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD

Posiblemente se necesiten varios tipos diferentes de datos de la actividad para esta categoría de fuente, según qué nivel metodológico se utilice para estimar las emisiones. Si están disponibles los datos de la actividad de numerosas fuentes (es decir, de las organizaciones de estadísticas nacionales e industriales) deben contrastarse entre sí estos conjuntos de datos para evaluar su razonabilidad. Es preciso explicar y documentar las diferencias

significativas que presenten los datos. Deben verificarse las tendencias de los principales responsables de las emisiones y datos de la actividad a través del tiempo, y deben investigarse las anomalías.

REVISIÓN EXTERNA

Los inventarios de emisiones correspondientes a las industrias grandes y complejas del petróleo y del gas son susceptibles de contener errores significativos debido a que pueden haberse perdido o no justificado algunas fuentes, o debido a la personalización de los factores de emisión promedio tomados de una fuente de datos que representa las estimaciones de otro país u otra región con características de funcionamiento diferentes de aquellas del país en el que está aplicándose el factor de emisión. Para minimizar esos errores, es importante obtener la participación activa de la industria en la creación y refinación de estos inventarios.

4.2.4 Generación de informes y documentación

Es una *buena práctica* documentar y archivar toda la información requerida para producir las estimaciones del inventario de emisiones nacionales, como se plantea en el Capítulo 8 del Volumen 1 de las Directrices de 2006.

Quizá no resulte práctico incluir toda la documentación de respaldo en el informe del inventario. Sin embargo, como mínimo, debe incluir resúmenes de los métodos utilizados y referencias a los datos de fuentes, de modo que las estimaciones de las emisiones declaradas resulten transparentes y que puedan ser reproducidas las etapas para calcularlas. Se espera que muchos países utilicen los niveles metodológicos combinados para evaluar la cantidad de emisiones fugitivas de gases de efecto invernadero procedentes de las diversas partes de sus sistemas de petróleo y gas natural. Las elecciones específicas deben reflejar la importancia relativa de las diferentes subcategorías y la disponibilidad de los datos y recursos necesarios para respaldar los cálculos correspondientes. El Cuadro 4.2.9 es una plantilla de muestra, con algunas entradas de datos de ejemplo, que puede usarse para resumir de forma conveniente las metodologías y las fuentes de factores de emisión y datos de la actividad aplicados.

Puesto que continuamente se mejoran y refinan los factores de emisión y los procedimientos de estimación, es posible que se produzcan cambios en las emisiones declaradas, sin cambio alguno en las emisiones reales. Por consiguiente, la base de todo cambio ocurrido en los resultados en los diversos cálculos nuevos del inventario debe analizarse claramente y deben resaltarse aquellos cambios que responden estrictamente a modificaciones de los métodos y los factores.

El problema de la información comercial confidencial varía de una región a otra, según la cantidad de firmas del mercado y la naturaleza de la actividad. El peso específico de este problema tiende a aumentar al desplazarse hacia abajo en la industria del petróleo y del gas. Una forma común de abordar esas cuestiones en los casos en los que surgen es agregar datos usando un tercero independiente y de prestigio.

La orientación precedente para generación de informes y documentación es aplicable a todas las opciones metodológicas. Si se emplean métodos de Nivel 3, es importante garantizar que los procedimientos aplicados estén detallados en el informe de inventario o que se incluya la cita de las referencias disponibles para estos procedimientos, puesto que las Directrices del IPCC no describen un método de Nivel 3 estándar para el sector del petróleo y del gas. El abanico de posibilidades de lo que podría clasificarse como método de Nivel 3 es muy amplio y, en consecuencia, también lo es la cantidad de incertidumbre de los resultados. Si están disponibles, deben declararse los indicadores resumen de desempeño y actividad para ayudar a poner los resultados en perspectiva (p. ej., los niveles totales de producción y las distancias de transporte, las importaciones y exportaciones netas, y las intensidades específicas de energía, carbono y emisión). Los resultados declarados de emisiones deben incluir, asimismo, un análisis de tendencia que muestre los cambios producidos en las emisiones, los datos de la actividad y las intensidades de emisión (es decir, las emisiones promedio por unidad de indicador de la actividad) a través del tiempo. Debe indicarse la exactitud esperada de los resultados y señalarse de forma clara las áreas de mayor incertidumbre. Ello es fundamental para la interpretación correcta de los resultados y todo alegato de reducciones netas.

La tendencia actual de algunos organismos gubernamentales y asociaciones industriales es desarrollar manuales metodológicos detallados y formatos de generación de informes para segmentos y subcategorías específicos del sector. Quizá sea ésta la forma más práctica de mantener, documentar y diseminar la información sobre el tema. Con todo, esas iniciativas deben adecuarse al marco común establecido en las Directrices del IPCC, de forma que puedan compararse los resultados de las emisiones entre los diferentes países.

CUADRO 4.2.9

FORMATO PARA RESUMIR LA METODOLOGÍA APLICADA Y BASE PARA LAS EMISIONES ESTIMADAS PROCEDENTES DE LOS SISTEMAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, CON PRESENTACIÓN DE ENTRADAS EJEMPLO

Código del IPCC	Nombre del sector	Subcategoría	Categoría de fuente	Método	Datos de la actividad			Factores de emisión			
					Tipo	Base	Año	Base / Referencia			Fecha Valores actualizados específicos del país
								CH ₄	CO ₂	N ₂ O	
1.B.2	Petróleo y gas natural										
1.B.2.a	Petróleo										
1.B.2.a.i	Venteo										
1.B.2.a.ii	Quema en antorcha										
1.B.2.a.iii	Todos los demás										
1.B.2.a.iii.1	Exploración										
1.B.2.a.iii.2	Producción y refinación										
1.B.2.a.iii.3	Transporte										
1.B.2.a.iii.4	Refinación										
1.B.2.a.iii.5	Distribución de productos petrolíferos										
1.B.2.a.iii.6	Otros										
1.B.2.b	Gas natural										
1.B.2.b.i	Venteo										

CUADRO 4.2.9 (CONTINUACIÓN)											
FORMATO PARA RESUMIR LA METODOLOGÍA APLICADA Y BASE PARA LAS EMISIONES ESTIMADAS PROCEDENTES DE LOS SISTEMAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, CON PRESENTACIÓN DE ENTRADAS EJEMPLO											
Código del IPCC	Nombre del sector	Subcategoría	Categoría de fuente	Método	Datos de la actividad			Factores de emisión			Fecha Valores actualizados específicos del país
					Tipo	Base	Año	Base / Referencia			
								CH ₄	CO ₂	N ₂ O	
1.B.2.b.ii	Quema en antorcha										
1.B.2.b.iii	Todos los demás										
1.B.2.b.iii.1	Exploración										
1.B.2.b.iii.2	Producción	Servicios a los pozos	Todas	Nivel 1	Cantidad de pozos activos	Estadísticas nacionales	2005	D	D	D	---
		Producción de gas	Fugas del equipo	Nivel 1	Producción	Estadísticas nacionales	2005	EFDB	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.3	Procesamiento	Todas	Fugas del equipo	Nivel 1	Producción	Estadísticas nacionales	2005	D	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.4	Transmisión y almacenamiento	Transmisión de gas	Fugas del equipo	Nivel 2	Cantidad de instalaciones	Sondeo de la industria	2005	EP	EP	---	2005
1.B.2.b.iii.5	Distribución										
1.B.2.b.iii.6	Otros										
1.B.3	Otras emisiones de producción de energía										
AP – Compendio API D – Factores de emisión por defecto del IPCC EP – Factores de emisión específicos del país EFDB – Base de datos de factores de emisión del IPCC											

Referencias: Minería carbonífera

- BCTRSE (1992). Quantification of methane emissions from British coal mine sources', prepared by British Coal Technical Services and Research Executive for the Working Group on Methane Emissions, The Watt Committee on Energy, UK.
- Bibler C.J. et al (1992). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Czechoslovakia'. EPA/430/R-92/1008. *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington, DC, USA.*
- Franklin, P., Scheehle, E., Collings R.C., Cote M.M. and Pilcher R.C. (2004). White Paper: 'Proposed methodology for estimating emission inventories from abandoned coal mines'. *USEPA, Prepared for 2006 IPCC Greenhouse Gas Inventories Guidelines Fourth Authors Experts Meeting. Energy : Methane Emissions for Coal Mining and Handling, Arusha, Tanzania*
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (1997). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Paris: Intergovernmental Panel on Climate Change; J. T. Houghton, L.G. Meiro Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, eds.; Cambridge University Press, Cambridge, U.K.
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (2000). 'IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories' UNDP & WMO.
- Kershaw S, (2005). Development of a methodology for estimating emissions of methane from abandoned coal mines in the UK, White Young Green for the Department for the Environment, Food and Rural Affairs.
- Lama RD (1992). Methane gas emissions from coal mining in Australia: estimates and control Strategies' in *Proceedings of the IEA/OECD Conference on Coal, the Environment and Development: Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions, IEA/OECD, Paris, France, pp. 255-266.*
- Murtha, James A., (2002). Sums and products of distributions: Rules of thumb and applications', *Society of Petroleum Engineers, Paper 77422.*
- Mutmansky, J.M., and Y. Wang, (2000). Analysis of potential errors in determination of coal mine annual methane emissions, *Mineral Resources Engineering, 9, 2, pp. 465-474.*
- Pilcher R.C. et al (1991). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Poland'. EPA/400/1-91/032, US Environmental Protection Agency, Washington, DC, USA.
- US EPA (1993a). Anthropogenic methane emissions in the United States: estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington DC, USA.*
- US EPA (1993b). Global anthropogenic methane emissions; estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Policy, Planning and Evaluation. Washington, DC, USA.*
- Williams, D.J. and Saghafi, A. (1993). Methane emission from coal mining – a perspective'. *Coal J.*, **41**, 37-42.
- Zimmermeyer G. (1989). 'Methane emissions and hard coal mining', gluckaufhaus, Essen, Germany, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, personal communication.

Referencias: Petróleo y gas

- American Petroleum Institute. 2004. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. Washington, DC.
- Canadian Association of Petroleum Producers (1999). CH₄ and VOC Emissions From The Canadian Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 4. Calgary, AB.
- Canadian Association of Petroleum Producers (2004). A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 5. Calgary, AB.
- Canadian Petroleum Products Institute (CPPI) and Environment Canada (1991), Atmospheric Emissions from Canadian Petroleum Refineries and the Associated Gasoline Distribution System for 1988. CPPI Report No. 91-7. Prepared by B.H Levelton and Associates Ltd. and RTM Engineering Ltd.
- Gas Research Institute and US Environmental Protection Agency (1996). Methane Emissions from the Natural gas Industry. Volumes 1 to 15. Chicago, IL.
- IPIECA (2003). "Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions." International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London, UK.(December 2003)
- Joint EMEP/CORINAIR (1996), Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Volume 1, 2.

- Mohagheh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.
- SFT/SN 2000b: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants. Statistics Norway/Norwegian Pollution Control Authority. SN report 2000/1
- US EPA (1995), Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Vol. I: Stationary Point and Area Sources, 5th Edition, AP-42; US Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina, USA.
- US EPA (1999). Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry. EPA Report No. EPA-600/R-99-010, p. 158, prepared by Radian International LLC for United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development.