

Manual de Benchmarking de desempeño ambiental

Industria de Petróleo y Gas en
América Latina y el Caribe

5a. edición 2017

PUBLICACIÓN ARPEL N° BE02-2017



BENCHMARKING

Manual de Benchmarking de Desempeño Ambiental en la Industria de Petróleo y Gas en América Latina y el Caribe

5ª edición - 2017

Derechos de Autor

Los derechos de autor del presente documento, ya sea en su versión impresa, electrónica o de otra índole, pertenecen a la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Toda copia de este documento debe incluir este aviso sobre los derechos de autor. Al utilizar este documento en el futuro, el usuario le dará a ARPEL todos los créditos como fuente de información.

Exoneración de Responsabilidad

Aunque se ha realizado todo esfuerzo para asegurar la exactitud de la información contenida en esta publicación, ni ARPEL, ni ninguno de sus miembros asumirá responsabilidad alguna por el uso que se haga de la misma.

ARPEL, mayo de 2017



TABLA DE CONTENIDO

1. Resumen Ejecutivo	1
2. Introducción.....	2
2.1. Alcance.....	2
2.2. Revisión y actualización de este manual	2
2.3. Confidencialidad de la información de la empresa.....	2
3. Consideraciones generales sobre la Base de Datos Ambientales	3
3.1. Contactos de la empresa para los formularios de datos y manuales	3
3.2. Contacto para los formularios, manuales e informes anuales	3
3.3. Responsabilidades de la empresa	3
3.4. Plazo	3
3.5. Formularios de Informes – Procesamiento y Análisis.....	3
3.6. Distribución de los Informes Anuales	4
3.7. Directrices y elementos de los datos comunes a todos los formularios	4
3.8. Llenado de formularios y exactitud.....	4
3.9. Uso de definiciones concordantes.....	5
3.10. Consolidación de datos.....	5
3.11. Notificación anual.....	5
3.12. Notificación ambiental adecuada – Establecimiento de límites	5
3.13. Definiciones de funciones	6
3.14. Persona que presenta el informe.....	6
3.15. Funciones notificadas	6
4. Funciones de la empresa	7
4.1. Resumen de las categorías de funciones.....	7
4.2. Datos costa afuera / en tierra / no convencionales.....	7
4.3. Definiciones de funciones	8
<i>Exploración.....</i>	<i>8</i>
<i>Producción.....</i>	<i>9</i>



<i>Ductos</i>	10
<i>Terminales</i>	10
<i>Refinación</i>	11
<i>Petroquímica</i>	12
<i>Distribución / Transporte</i>	13
5. Indicadores ambientales	15
5.1. Derrames de hidrocarburos en el ambiente.....	15
5.2. Agua de producción: descargas y re-inyección	18
5.3. Efluentes de procesos/Agua residual industrial.....	20
5.4. Residuos y materiales residuales.....	21
5.6. Agua dulce.....	25
5.7. Emisiones de gases de efecto invernadero	27
6. Datos ambientales	30
6.1. Factores de normalización.....	30
6.2. Instrucciones generales.....	31
6.3. Detalles específicos para llenar los formularios de recolección de datos ambientales	33
7. Formularios para recolección de datos ambientales	35
8. Apéndice 1 – Factores de conversión	40
9. Apéndice 2 – Lista de productos petroquímicos	41



1. Resumen Ejecutivo

La medición periódica del desempeño ambiental es una importante estrategia de gestión para lograr una mejora continua. Al comparar (benchmarking) su desempeño ambiental, las empresas de petróleo y gas pueden:

- Comparar el desempeño de la empresa con las tendencias de la industria y con otras empresas del sector.
- Identificar a las empresas a las que les está yendo particularmente bien en la mejora de su desempeño ambiental.
- Promover la mejora de la gestión ambiental a través del intercambio de experiencias.
- Defender públicamente planes para nuevas instalaciones, basándose en desempeños anteriores de instalaciones similares.

A nivel de la industria, los datos pueden ser utilizados para:

- Identificar tendencias o problemas particulares que necesiten ser atendidos.
- Apoyar la posición de la industria en asuntos legislativos y normativos.
- Promover la reputación positiva del sector.
- Apoyar la aplicación de buenas prácticas.

Se han identificado indicadores de desempeño ambiental claves, para los que un ejercicio anual de benchmarking ambiental podría ser útil a los efectos mencionados anteriormente. Este manual ofrece definiciones, procedimientos e instrucciones para aquellos dentro de la industria del petróleo y del gas que reúnen e informan datos ambientales a ARPEL. Este manual también podría serle útil a aquellas empresas interesadas en analizar los datos.

ARPEL reconoce a “Oil and Gas Industry Guidance on Voluntary Sustainability Reporting” (Guía de la Industria del Petróleo y del Gas sobre Notificación Voluntaria sobre Sostenibilidad) de IPIECA/API¹, en la preparación de este manual y alienta a las empresas interesadas en la elaboración de sus informes de sostenibilidad a usar estas directrices. Con el fin de alinear esta información regional con la de la industria internacional del petróleo, al preparar este manual, el Equipo del Proyecto de Benchmarking Ambiental de ARPEL ha alineado, en la medida de lo posible, los indicadores con los de la Guía IPIECA/API, y se basó en “Environmental Data Collection User’s Guide” (Guía del Usuario para la Recopilación de Datos Ambientales) de IOGP, (IOGP², 2005).

En esta 5ª edición de este Manual se incluyen indicadores de emisiones de gases de efecto invernadero complementando los indicadores ya existentes para mejorar la capacidad de seguir la trayectoria de desempeño ambiental de las empresas y la región, y favorecer así la mejora continua.

¹ IPIECA – International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (<http://www.ipieca.org>) // API – American Petroleum Institute (<http://www.api.org>)

² IOGP - International Association of Oil and Gas Producers (<http://www.iogp.org/>)



2. Introducción

Este manual ofrece definiciones, procedimientos e instrucciones para aquellos en la industria de petróleo y gas que reúnen e informan datos a ARPEL. Este manual también podría serle útil a las empresas interesadas en analizar los datos.

ARPEL elaborará sus Informes Anuales de datos ambientales del año calendario anterior, en agosto. Dichos Informes serán distribuidos a todas las Empresas Miembro de ARPEL.

2.1. Alcance

Este manual cubre los formularios de recolección de datos y los procedimientos para su recopilación para proporcionarle a las empresas información sobre el desempeño ambiental de la industria del petróleo y del gas en América Latina y el Caribe. Se incluyen ejemplos de formularios de recolección de datos.

2.2. Revisión y actualización de este manual

Los comentarios acerca de las formas de mejorar este manual o la base de datos deben ser enviados a:

Pablo Ferragut
Gerente de Proyectos
E-mail: pferragut@arpel.org.uy
Teléfono +598 - 2410 6993 int 133

2.3. Confidencialidad de la información de la empresa

Las empresas participantes deben saber que:

- Los archivos electrónicos enviados con su información serán codificados y utilizados únicamente para análisis dentro de la Secretaría Ejecutiva de ARPEL y no serán distribuidos a otra parte.
- Sus datos serán publicados en el informe anual de ARPEL con información consolidada, utilizando los códigos secretos de las empresas. Ninguno de los datos le serán atribuidos a empresas individuales.
- La amplitud de circulación del Informe Final y cualquier informe de resumen será acordada con todas las empresas participantes en la tarea anual de la recopilación de datos.



3. Consideraciones generales sobre la Base de Datos Ambientales

ARPEL enviará los formularios de informes de recolección de datos a las empresas en mayo. ARPEL llevará una lista maestra de destinatarios de uno o de los dos contactos (descritos a continuación) de cada empresa quienes serán los responsables de asegurarse de que los datos de la empresa se registren en los formularios y se presenten a ARPEL puntualmente.

3.1. Contactos de la empresa para los formularios de datos y manuales

Se enviará una copia de este Manual del Usuario y los formularios de recolección de datos al delegado de la empresa ante el Comité de Ambiente, Salud y Seguridad Industrial de ARPEL o al director de medio ambiente de la empresa o su equivalente, y si se desea, a otra persona designada por la empresa. Cada empresa determinará la distribución apropiada de funciones internas para la recopilación de datos y notificará a ARPEL el o los dos contactos designados.

3.2. Contacto para los formularios, manuales e informes anuales

El conjunto de formularios de datos completos deberá ser enviado a:

Pablo Ferragut
Gerente de Proyectos
E-mail: pferragut@arpe.org.uy
Teléfono +598 - 2410 6993 int 133

La Secretaría Ejecutiva de ARPEL se encargará del envío de los formularios de recolección de datos a cada empresa miembro, así también como de ofrecerle este Manual del Usuario de la Base de Datos Ambientales a las empresas participantes que lo soliciten. Con el apoyo de los miembros del Equipo del Proyecto de Benchmarking Ambiental de ARPEL, la Secretaría Ejecutiva de ARPEL se encargará de elaborar los informes anuales.

3.3. Responsabilidades de la empresa

En general, las empresas participantes en los Informes de Benchmarking de Desempeño Ambiental están continuamente reuniendo y analizando datos de su desempeño ambiental. Esta misma información base, correspondiente a las operaciones en los países de América Latina y el Caribe, en general se consolida y utiliza también para presentarla a ARPEL de acuerdo con los lineamientos y definiciones que se ofrecen en este manual.

3.4. Plazo

Todos los informes de datos ambientales del año calendario anterior deberán ser enviados antes del 30 de junio.

3.5. Formularios de Informes – Procesamiento y Análisis

Todos los formularios de informes recibidos por ARPEL se ingresan, verificándose su integridad. Asimismo, se recalculan los totales al igual que las demás tareas aritméticas representadas en los formularios. El personal de ARPEL puede llamar a los contactos de la



empresa, si es necesario, para completar los formularios y corregir cualquier anomalía que se haya podido detectar.

La base de datos y tabulaciones computarizadas se preparan de los informes de todas las empresas participantes para cada uno de los formularios de informes presentados.

3.6. Distribución de los Informes Anuales

Una vez completado el informe anual, ARPEL enviará el mismo a todas las empresas socias en ese año. El documento podrá ser descargado por socios de la página web de ARPEL.

La difusión interna (es decir, dentro de la empresa y entre el personal de la empresa) de los informes o fragmentos de los informes se deja a discreción de la empresa que notifica.

3.7. Directrices y elementos de los datos comunes a todos los formularios

Las directrices se aplican a todos los formularios de recolección de datos ambientales de ARPEL. Cualquier pregunta relacionada con las definiciones de los informes que no estén incluidas en este Manual será dirigida a la Secretaría Ejecutiva de ARPEL.

Las directrices han sido elaboradas para ayudar a que las empresas reúnan y reporten los datos ambientales que abarcan toda la cadena del negocio del petróleo y del gas (es decir, upstream, midstream y downstream), bajo los mismos criterios, lo que otorga al análisis posterior, comparabilidad de la información y robustez a las conclusiones que se obtengan.

3.8. Llenado de formularios y exactitud

Aun cuando las empresas no pueden cargar la información en TODAS las tablas, se solicita a las mismas que envíen la información de los indicadores disponibles (de la tabla 4 –inclusive- en adelante), ya que se realizarán análisis individuales para cada indicador, y apoyarán a mejorar la representatividad del benchmarking ambiental.

No deben quedar celdas en blanco. Todas las celdas correspondientes a aquellas funciones para las que reportará datos deben tener una entrada. Las entradas deben ser:

- Una cantidad numérica, o
- 0 (cero) para indicar que el nivel de emisión/descarga es cero, o
- NDD para indicar que No hay Datos Disponibles o reunidos.

Los datos deberán ser informados utilizando el sistema numérico estándar internacional.

La Secretaría Ejecutiva de ARPEL verificará todos los formularios recibidos y contactará a las empresas si hay omisiones o se encuentran otros problemas. Tanto ARPEL como la empresa pueden ahorrar tiempo y esfuerzo cuando los formularios se llenan en forma completa y exacta.



3.9. Uso de definiciones concordantes

Los términos y definiciones utilizados en este manual no necesariamente son los mismos que los términos y definiciones utilizados en varias leyes, normas, códigos y otros documentos legales autorizados. Quienes informan a ARPEL deberán guiarse por las definiciones ofrecidas en este Manual en la mayor medida posible. Si una empresa no puede seguir la definición exactamente por la forma particular en la que lleva sus registros, sus datos son, de todas formas, útiles y deberán ser presentados. Se podrá describir cualquier desviación en el formulario o adjuntarla en una hoja separada. **ES SUMAMENTE IMPORTANTE QUE LAS DESVIACIONES RESPECTO A LAS DEFINICIONES DE ARPEL SEAN ANOTADAS;** de lo contrario, el análisis anual de la industria y los estudios futuros pueden resultar distorsionados.

A medida que el sistema de datos de cada empresa participante evolucione, ARPEL espera que la empresa pueda incorporar las definiciones utilizadas en este manual.

3.10. Consolidación de datos

Las empresas presentan informes sobre los datos de desempeño en diversos niveles de agrupación, desde instalaciones individuales, a las ubicaciones nacionales/regionales y a la cobertura global de la totalidad de la empresa. Como se señaló anteriormente, **la información que se presentará será de las operaciones de toda la empresa que correspondan a América Latina y el Caribe. Quienes presenten informes deberán llenar un formulario por cada país donde tengan responsabilidades operativas.**

En lo referente a los datos individuales informados, quienes proporcionen informes a ARPEL deberán ofrecer el nivel de detalle solicitado en cada formulario. Si los datos no se pueden subdividir según las categorías de ARPEL, deberán proporcionarse los totales solicitados.

3.11. Notificación anual

Para ayudar a sustentar la credibilidad y la base de cálculo del sistema de notificación de forma de poder establecer tendencias, es importante presentar informes todos los años.

3.12. Notificación ambiental adecuada – Establecimiento de límites

Con el fin de asegurar la exactitud de los datos que se incluirán en los formularios de informes, es importante considerar los límites de la información comunicada o los indicadores, porque generalmente trascienden una serie de complejas relaciones operativas y de organización, así como también los impactos directos e indirectos. En la industria del petróleo y del gas, dos o más partes normalmente participan en un activo, como por ejemplo en un *joint venture*, y trabajan juntas regidas por una variedad de formas legales. Los datos a ser proporcionados por las empresas que participan en el ejercicio anual de benchmarking de ARPEL serán las definidas según el límite operacional definido.

De acuerdo con el límite operacional, una empresa presenta los informes de desempeño consolidando el 100 por ciento de los datos o información de indicadores o información de las operaciones sobre las que tiene el control de gestión y NO datos de las operaciones que no gestiona. A los efectos de este Manual, las empresas de petróleo y gas definen el límite operacional como todas las instalaciones donde la dirección de la empresa tiene responsabilidad y autoridad en cuanto a las políticas, sistemas y desempeño de sostenibilidad (de salud, seguridad, ambiental, social y/o económica) relacionados con la instalación.



Las empresas presentarán informes de datos país por país para todas las operaciones donde la empresa tiene el control operacional o tiene participación mayoritaria y tiene un funcionario asignado como director gerente principal de la operación del *joint venture*. En el caso de *joint ventures* donde la empresa que opera no es ella misma miembro de ARPEL, se invita a las Empresas Miembro de ARPEL de la asociación a llegar a un acuerdo acerca de cuál empresa estará a cargo de la recolección de la información pertinente. Cuando la empresa del *joint venture* es miembro de ARPEL, la empresa del *joint venture* debe presentar los informes. Se excluyen los datos de operaciones en asociación (es decir, instalaciones de las que la empresa tiene participación en el capital, pero no es la operadora).

En vista de lo antedicho, si la notificación de una empresa comprende solamente filiales elegidas de una empresa matriz, su informe debe incluir los datos ambientales y de la empresa solo para dichas filiales. Algunas empresas presentan individualmente informes de datos sumados de sus propias operaciones y contratistas; sin embargo, las mismas recolectan los datos separadamente. Los datos informados en los formularios de benchmarking serán únicamente los de las operaciones gestionadas por la empresa.

3.13. Definiciones de funciones

Las categorías de función (departamento) de ARPEL no corresponden necesariamente a los códigos de la Clasificación Industrial Estándar (SIC). Las definiciones de las funciones se ofrecen en la siguiente sección. A los efectos de la notificación de ARPEL, se deben utilizar las categorías de funciones definidas por ARPEL en el capítulo 4 de este manual.

3.14. Persona que presenta el informe

En cada formulario, en la sección referida al nombre y dirección de la empresa se solicita el nombre del delegado de la empresa ante el Comité de Ambiente, Salud y Seguridad (CASYSIA) de ARPEL, o la persona equivalente responsable de ofrecerle los datos a ARPEL. Dicha persona será considerada el contacto principal de datos ambientales para ARPEL a quien solicitarle datos en el futuro y debe ser la persona más entendida a la que se le podrá dirigir consultas acerca de los datos contenidos en el formulario.

3.15. Funciones notificadas

Muchas empresas petroleras tienen operaciones o filiales que trabajan con energía renovable, carbón, electricidad, arcilla, productos químicos de especialidad o minería mineral u otros campos que no son la línea central de las operaciones de la industria del petróleo y del gas. Los datos de estas actividades pueden confundir la visión de los registros ambientales de la industria del petróleo y del gas y, no deben ser informados.



4. Funciones de la empresa

4.1. Resumen de las categorías de funciones

A continuación de la tabla se ofrecen definiciones más detalladas de todas las funciones.

Categorías de funciones
Producción
Ductos
Terminales
Refinación
Petroquímica
Distribución / Transporte

4.2. Datos costa afuera / en tierra / no convencionales

Costa afuera refiere a:

- operaciones que se realizan en el mar;
- operaciones en bahías o en otros mares interiores directamente conectados a los océanos;
- estructuras o plataformas marinas fijas o móviles que se utilizan para exploración, producción o perforación. Se incluye el desempeño ambiental relacionado con plataformas que están por comenzar a operar.
- el transporte de una base en la costa a la instalación o de la instalación a la costa a través de ductos;
- el desempeño en el agua, el aire, o en la transferencia de un buque o aeronave asociados a la operación costa afuera.

Costa afuera no incluye el viaje en el mar en buques cisternas o aeronave desde puertos distantes a una instalación costa afuera (datos que deberán ser informados en la función “Distribución/Transporte”).

En tierra se refiere a operaciones que se realizan en la masa continental, incluidos los pantanos, ríos y lagos. En algunas regiones, las actividades que se realizan en el mar pueden ser controladas por medio de un permiso en tierra. En este caso, los datos deben ser informados como datos que surgen de las actividades en tierra.

A los efectos del reporte, las actividades por explotación de hidrocarburos no convencionales están incluidas dentro de la función “en tierra”, por lo que el total de producción será costa afuera + en tierra. De todas formas se pide que se reporten los no convencionales por separado dado que el impacto ambiental de este tipo de producción es notoriamente diferente a los generados por la producción convencional.

No convencionales son aquellos hidrocarburos que se encuentran en la naturaleza en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad, por lo que requieren el empleo de tecnología especial para su extracción tales como la fracturación hidráulica, la



deshidratación en el caso del metano en capas de carbón, la utilización de vapor o solventes para la movilización del crudo y, en algunos casos, actividades mineras.

Esto incluye:

- **Petróleo extra-pesado (Extra-Heavy Oil):** Petróleo en estado líquido de alta densidad (<10° API).
- **Arenas bituminosas (tar sands):** Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.
- **Petróleo y gas de esquisto -lutitas o pizarras- (shale oil):** Petróleo o gas producido directamente de la roca madre (esquisto rico en materia orgánica y muy baja permeabilidad.)
- **Petróleo y gas de areniscas de baja permeabilidad (tight oil):** Petróleo y gas proveniente de reservorios con baja porosidad y permeabilidad.
- **Metano de capas de carbón (coal bed methane):** Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.
- **Hidratos de gas (gas hydrates):** Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m.

4.3. Definiciones de funciones

Las definiciones se ofrecen a continuación para recordar a los usuarios los servicios más comunes que son parte de cada función.

Exploración

Exploración se refiere a todas aquellas actividades realizadas con el fin de descubrir yacimientos de hidrocarburos debajo de la superficie (en tierra o costa afuera), tales como actividades geofísicas, sísmicas, perforación exploratoria, etc.

Dado que todavía no es posible recopilar información homogénea para esta función con el propósito de un benchmarking, aún no se reportarán datos, pero se trabajará para lograr recopilar la información en un futuro cercano.



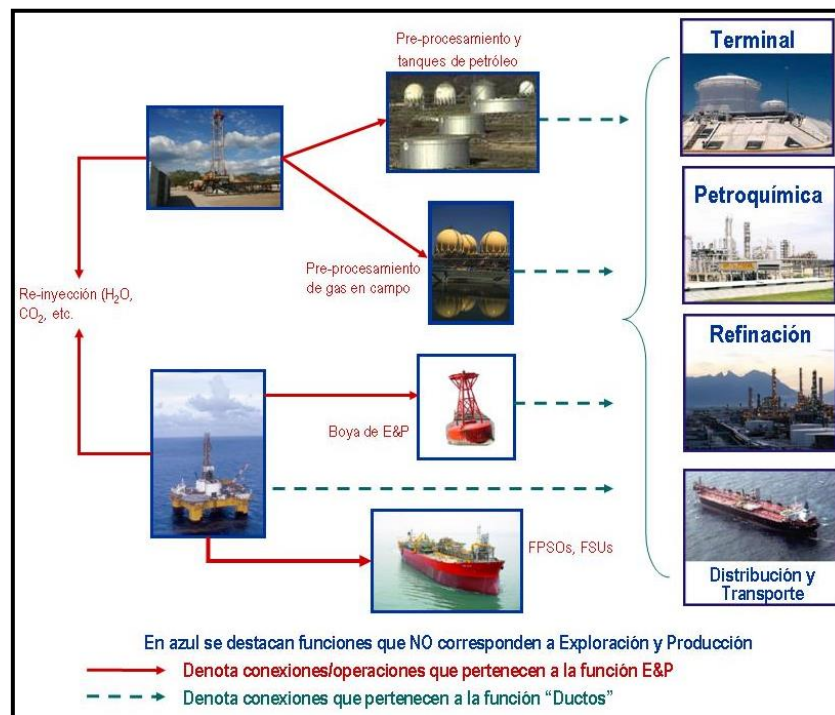
Producción

Las operaciones que están incluidas (esta lista no es exhaustiva) se clasifican de la siguiente forma:

- Actividades de perforación, incluidos pozos de aforo y pruebas/mantenimiento de pozos (reparaciones, terminaciones);
- Las operaciones de proceso y tratamiento en el sitio, que incluyen:
 - ✓ Extracción y separación de petróleo (incluidos condensados e hidrocarburos pesados de arenas de alquitrán) y de gas (producción primaria);
 - ✓ Procesamiento primario del petróleo (separación de agua y gas asociado, estabilización);
 - ✓ Procesamiento primario de gas (deshidratación, separación de líquidos, endulzamiento, disposición de CO₂) si se desarrolla en el sitio de producción (ver “Petroquímica”)
 - ✓ Actividades relacionadas con la re-inyección y la recuperación mejorada de petróleo.
 - ✓ Actividades relacionadas con el almacenamiento geológico de CO₂ del procesamiento de gas natural.
- Tanques de almacenamiento y operaciones
- Sistemas Flotantes de Almacenamiento de Producción y Descarga (FPSOs, por su sigla en inglés), Unidades Flotantes de Almacenamiento (FSUs, por su sigla en inglés), boyas y las conexiones con la estructura o plataforma de producción costa afuera relacionada.

Operaciones que quedan excluidas:

- Buques de apoyo y buques de reserva que no sean los destinados a derrames accidentales, a menos que los datos no puedan separarse (esto se informa en la función Distribución/Transporte);
- Ductos que conectan las operaciones de producción a otras funciones (es decir, “Ductos”, “Terminales”, “Refinación”, “Petroquímica” y “Distribución/Transporte”). Los mismos se informan en la función “Ductos”.



Ductos

Las operaciones de Ductos incluyen (esta lista no es exhaustiva):

- Transporte por medio del ducto de petróleo crudo, productos refinados y semirrefinados y productos petroquímicos, dentro de las diferentes funciones (ver a continuación).
- Sistema de recolección y operaciones de la línea troncal para petróleo crudo.
- Transporte de gas crudo a la planta de procesamiento (costa afuera/en tierra);
- Sistema de recolección y operaciones de la línea troncal de las líneas de transmisión de gas natural hasta el punto de distribución minorista.
- Operaciones de las estaciones de bombeo y compresión del ducto.

Operaciones que quedan excluidas:

- Ductos que conectan equipos, procesos o tanques DENTRO de otra función diferente a la de "Ductos" (es decir, "Exploración", "Producción", "Terminales", "Refinación", "Petroquímica" y "Distribución/Transporte").

Terminales

Las operaciones que están incluidas son las realizadas dentro de los límites de las terminales (esta lista no es exhaustiva):

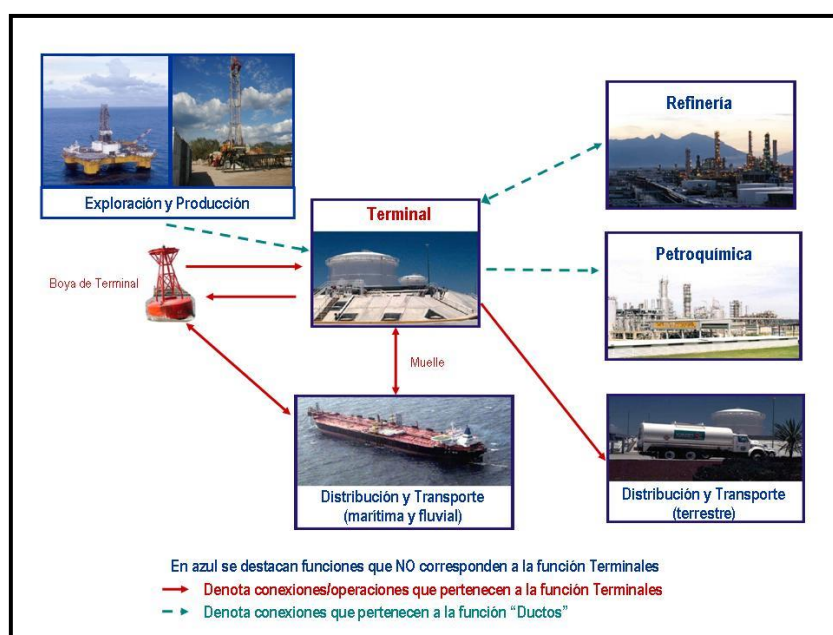
- Almacenamiento en tierra de petróleo crudo y productos:
 - ✓ Conectados por ductos a las instalaciones de producción primaria.
 - ✓ Recepción/despacho de petróleo crudo y productos a través de buques cisterna/barcazas:



- Boya(s) conectadas a la terminal incluidos sus ducto(s) de conexión.
- Ductos que son parte de las operaciones de las Terminales
- Estaciones de productos de petróleo a granel y establecimientos mayoristas

Operaciones que quedan excluidas:

- Ductos que conectan las Terminales hacia/desde otras funciones (es decir, “Ductos”, “Exploración”, “Producción”, “Refinación”, “Petroquímica” y “Distribución/Transporte”). Los mismos se informan en la función “Ductos”.
- Operaciones de carga/descarga desde buques cisterna/barcazas a boyas o muelles relacionados con la terminal. Los mismos se informan en la función “Distribución/Transporte”.



Refinación

Las operaciones que están incluidas son las realizadas dentro de los límites de las instalaciones de refinación (esta lista no es exhaustiva):

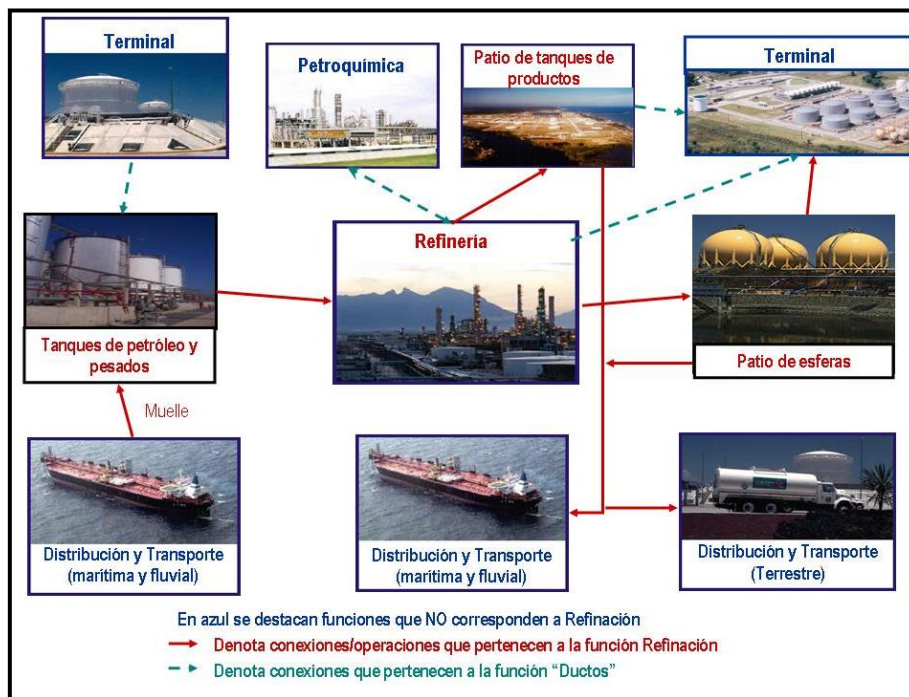
- Tanques de recepción de petróleo crudo y derivados
- Los procesos de pre-tratamiento, la producción de materias básicas (por ejemplo, aditivos) y procesos pos-tratamiento (por ejemplo, desulfuración de los productos)
- Procesos de apoyo o servicios auxiliares: generación de vapor o electricidad, co-generación, etc.
- La refinación de petróleo crudo para producir GLP, gasolina, querosén, fuel oils destilados, fuel oils residuales, lubricantes y otros productos de petróleo crudo.
- Patios de tanques de derivados líquidos para distribución
- Patios de tanques esféricos



- Ductos que son parte de las operaciones de Refinación

Operaciones que quedan excluidas:

- Ductos que conectan la Refinería hacia/desde otras funciones (es decir, “Ductos”, “Exploración”, “Producción”, “Terminales”, “Petroquímica” y “Distribución/Transporte”). Los mismos se informan en la función “Ductos”.
- Operaciones de carga/descarga desde buques cisterna/barcazas a muelles relacionados con la Refinería. Los mismos se informan en la función “Distribución/Transporte”.



Petroquímica

Las operaciones que están incluidas son las realizadas dentro de los límites de las instalaciones de petroquímica (esta lista no es exhaustiva):

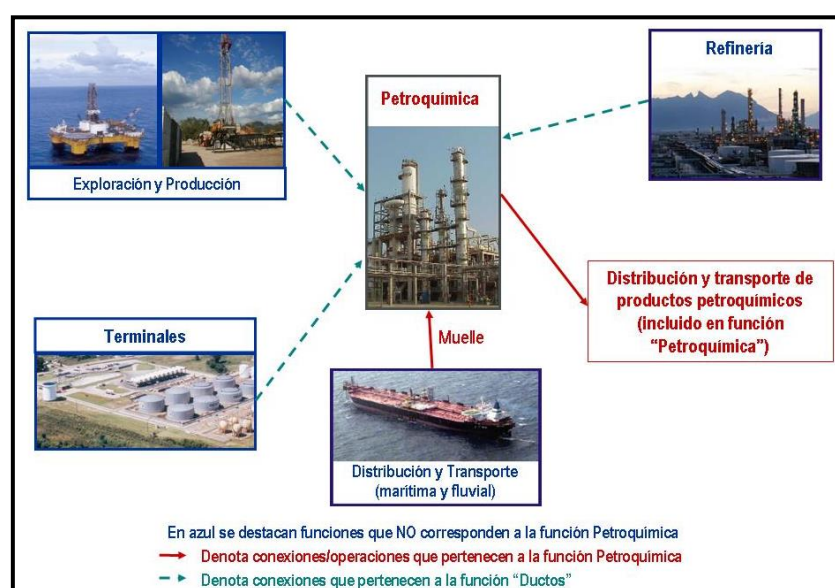
- Producción o fabricación de productos petroquímicos en que los productos químicos son derivados del petróleo o productos de petróleo (Lista de productos petroquímicos – ver Apéndice 2).
- Procesamiento primario de gas (deshidratación, separación de líquidos, endulzamiento, disposición de CO₂) si se desarrolla dentro de la instalación petroquímica (ver “Producción”).
- Actividades de procesamiento de gas con la intención primaria de producir líquidos de gas para la venta:
 - ✓ Separación secundaria de líquidos (es decir, extracción de líquidos de gas natural [LGN] utilizando procesamiento de refrigeración)



- ✓ Fraccionamiento de etano, propano, butano, condensado (EPBC)
- ✓ Operaciones de gas natural licuado (GNL) y gas-a-líquidos (GTL).
- La distribución y transporte de productos petroquímicos.

Operaciones que quedan excluidas:

- La fabricación de otros tipos de productos químicos o productos relacionados hechos a partir de productos petroquímicos, tales como contenedores plásticos.
- Ductos que conectan la instalación de petroquímica hacia/desde otras funciones (es decir, “Ductos”, “Exploración”, “Producción”, “Terminales”, “Refinación” y “Distribución/Transporte”). Los mismos se informan en la función “Ductos”.



Distribución / Transporte

Al igual que en todas las otras funciones que se informan, los datos a ser proporcionados por las empresas que participan en el ejercicio anual de benchmarking de ARPEL serán las definidas según el Límite Operacional. Dado que muchas empresas tercerizan muchas de las actividades de distribución/transporte que se definen a continuación, las empresas deben ser cuidadosas de incluir los datos de las operaciones de las que ellas tienen el control de la gestión y NO datos de las operaciones que no gestionan.

Operaciones de distribución/transporte que están incluidas (esta lista no es exhaustiva):

- Operaciones relacionadas con el uso de buques cisterna o barcazas para transportar crudo y productos de petróleo entre las funciones.
- Operaciones relacionadas con el uso de camiones o trenes para transportar petróleo, productos de petróleo y derivados entre las funciones.
- Operaciones marinas que se definen a continuación:
 - ✓ Incluye embarcaciones que son de propiedad de, operados por y tripulados bajo la supervisión de la empresa. Esto puede incluir embarcaciones de viajes costeros o

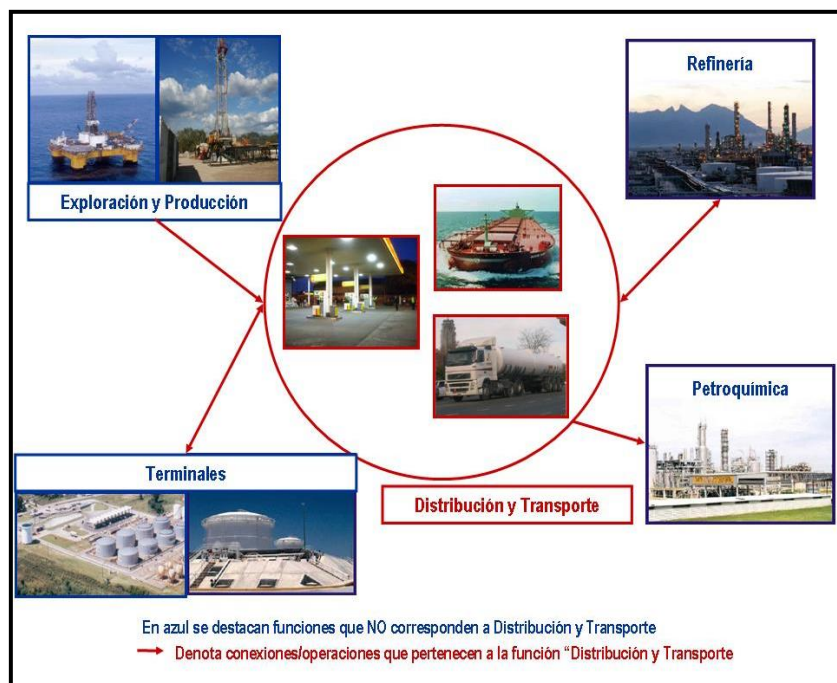


transoceánicos, incluyendo rutas internacionales. Incluye circunstancias excepcionales para charteadores de barcos descargados donde la embarcación es charteada pero la tripulación es provista por la empresa petrolera. No incluye embarcaciones “charteo completo” donde tanto la tripulación como la embarcación son alquiladas para rutas específicas.

- Operaciones de buques cisterna y barcazas en cursos de agua tierra adentro (controlados por la empresa).
- Distribución a granel de productos de petróleo a puntos de venta mayoristas o minoristas, incluidas entregas por camión o transporte.
- Operaciones de estaciones de servicio minoristas y mini mercados 24 horas relacionados. Esto incluye ventas en el camino, operaciones de servicio en carreteras, servicios de lavado de autos, trabajo de reparación de vehículos y ventas de mercaderías varias.

Operaciones que quedan excluidas:

- Los camiones que son parte integral de otra función deben estar incluidos en dicha función, no aquí.
- Distribución y transporte de productos petroquímicos. Los mismos se deben informar en la función “Petroquímica”.
- El transporte de petróleo o productos de petróleo a través de ductos. Los mismos se deben informar en la función “Ductos”.





5. Indicadores ambientales

A pesar de la armonización de los datos presentados por las Empresas Socias de ARPEL en cada ejercicio anual de benchmarking, las empresas deben entender que hay varios factores que afectan la posibilidad de comparación de indicadores individuales, tales como crudo utilizado, la configuración de la refinería, etc. En vista de ello y considerando la Declaración de Compromisos de ARPEL se alienta a las empresas a buscar la excelencia más allá del análisis de su propio desempeño sobre la base de los resultados de benchmarking.

5.1. Derrames de hidrocarburos en el ambiente

“Derrames de hidrocarburos en el ambiente” es un indicador central de desempeño ambiental porque los derrames de hidrocarburo pueden tener impactos negativos desde el punto de vista ambiental, financiero y de reputación.

Definición:

Cantidad y volumen (en barriles) de derrames de hidrocarburo líquido que llegan al medio ambiente normalizados en función del total de hidrocarburo operado.

Los indicadores calculados son:

$$\text{Cantidad de derrames: } \frac{\text{número de derrames}}{10^6 \text{ toneladas de hidrocarburos operadas}^3}$$

$$\text{Volumen derramado: } \frac{\text{barriles derramados}}{10^6 \text{ toneladas de hidrocarburos operadas}}$$

$$\text{Promedio de barriles por derrame: } \frac{\text{total de barriles derramados}}{\text{número de derrames}}$$

Se presentarán adicionalmente dos indicadores ajustados sobre derrames, considerando solamente los hidrocarburos líquidos operados y no los hidrocarburos totales (gas más líquido) como en los indicadores detallados arriba.

$$\text{Cantidad de derrames}_{HC \text{ líquidos}}: \frac{\text{número de derrames}}{10^6 \text{ toneladas de hidrocarburos líquidos operadas}}$$

$$\text{Volumen derramado}_{HC \text{ líquidos}}: \frac{\text{barriles derramados}}{10^6 \text{ toneladas de hidrocarburos líquidos operadas}}$$

Además, para la función ductos se incluirán indicadores de derrames utilizando como denominador el alcance de los datos para dicha función (km de ductos).

³ Se entiende por “operadas” como producidas, transportadas en ductos, cargadas a refinerías, distribuidas, o transferidas en terminales, según la línea de negocio que corresponda.



$$\text{Cantidad de derrames}_{km \text{ ductos}}: \frac{\text{número de derrames}}{km \text{ de ductos}}$$

$$\text{Volumen derramado}_{km \text{ ductos}}: \frac{\text{barriles derramados}}{km \text{ de ductos}}$$

Alcance:

Los hidrocarburos líquidos incluyen crudo, condensado y productos relacionados al petróleo que contienen hidrocarburos que son utilizados o fabricados, tales como: gasolina, residuales, destilados, asfalto, combustible para aviones, lubricantes, naftas, finales ligeros, aceite de sentina, queroseno, aromáticos, y derivados de petróleo de refinación/petroquímica.

A los efectos de este Manual, los derrames incluyen todas las liberaciones provenientes de las instalaciones operadas por la empresa:

- Transporte que es propiedad de la empresa y operado por la empresa.
- Derrame ocurrido de buques de apoyo y de reserva.
- En el caso de mezclas de hidrocarburo/agua, debe reportarse únicamente el contenido estimado de hidrocarburo, NO el volumen total de la mezcla. Ejemplos emulsiones de agua-hidrocarburo, fondos del tanque.

A los efectos de este Manual:

- Los derrames incluyen la contención primaria o secundaria en el “medio ambiente”, incluida la tierra (materiales permeables tales como suelo, arena, sedimentos, conchas, grava, etc.), hielo o agua.
- Los derrames en agua son los que llegan a la superficie del agua (dulce, salada o salobre). Los derrames costa afuera siempre se clasifican como derrames en agua.
- Los derrames en tierra son los que no llegan a la superficie del agua.
- Los derrames en la nieve o hielo deben clasificarse según su proximidad a la franja costera.

A los efectos de este Manual, los derrames NO incluyen:

- Contención primaria y/o secundaria u otras superficies impermeables si no llegan al medio ambiente.
- Fluidos de reacondicionamiento y fluidos de perforación sintéticos, o basados en hidrocarburos minerales.
- Derrames químicos.
- Derrames de agua de producción o aguas de desecho de procesos.
- Filtración histórica o pasada que llegó al medio ambiente natural desde tanques, ductos u otros buques, pero no está relacionada con una liberación actual.



Indicaciones para la notificación

Refinación	Número			Cantidad (bbl)		
	Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl			NDD			NDD
10-100 bbl			NDD			NDD
> 100 bbl			NDD			NDD
Total Refinación	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

La **Tabla 4** abarca:

1. Cantidad de derrames de hidrocarburo
2. Barriles derramados de hidrocarburo
3. Tamaño del derrame (existen 3 categorías: 1-10 barriles; 10-100 barriles y más de 100 barriles)

Para cada función (producción, ductos, terminales, refinación, petroquímica y distribución/transporte), ingrese la cantidad de derrames en cada categoría de tamaño en el año de la notificación y la cantidad total que se liberó en dichos derrames.

Para la función producción, si la empresa no puede informar o no registra Derrames en Agua y Derrames en Tierra de forma separada, deberá utilizar las columnas “Total” de Derrames. Si la empresa no registra por separado los derrames provenientes de las funciones “Producción Costa afuera”, “Producción en tierra” y “Producción no convencionales”, utilizará las celdas de “Producción Total” (si la empresa registra los derrames de esas tres funciones por separado, el formulario automáticamente completa las celdas de “Producción Total”).

AL INFORMAR LOS DERRAMES DE HIDROCARBUROS EN EL AMBIENTE (Tabla 4)

- El volumen derramado para el año de la notificación debe ser informado para cada una de las categorías de tamaño (1-10 bbl, 10-100 bbl, >100 bbl) en barriles; NO en toneladas métricas NI en metros cúbicos.
- Dichos valores deben corresponder al volumen total derramado para cada categoría de tamaño, NO al volumen promedio derramado NI al máximo volumen derramado en este grupo de tamaño.

Sugerencias de estimación/cálculo:

El volumen/masa incluido en el informe debe representar la cantidad total estimada que fue derramada y llegó al medio ambiente y no debe ser reducida en la cantidad del hidrocarburo que fue posteriormente recuperado, evaporado o de otro modo perdido.



5.2. Agua de producción: descargas y re-inyección

“Descarga de agua de producción” y “re-inyección de agua de producción” son indicadores clave. “Descarga de agua de producción” es un asunto que es frecuente en toda la industria y puede tener un impacto negativo en el medio ambiente. La “re-inyección de agua de producción” es fundamental para demostrar la excelencia operativa ambiental.

Definición:

“Descarga de agua de producción” es la cantidad de agua de producción descarga en ambientes acuáticos (tanto en cursos de agua internos como en el mar), incluidas las descargas en tierra en estructuras de drenaje que conectan a cursos de agua, así como el agua de producción tratada que se dispersa en tierra.

“Re-inyección de agua de producción” se refiere a la cantidad de agua de producción re-inyectada como método de disposición, incluyendo tanto el agua que es dispuesta en pozos de disposición como aquella que es re-inyectada para recuperación secundaria.

Los indicadores calculados son:

$$\text{Descarga de agua de producción: } \frac{m^3 \text{ agua de producción}}{10^3 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

$$\text{Descarga de hidrocarburo en agua de producción: } \frac{\text{toneladas de hidrocarburo}}{10^6 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

$$\text{Re – inyección de agua de producción: } \frac{m^3 \text{ agua re – inyectada}}{10^3 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

Alcance:

Estos indicadores incluyen:

- volumen de agua de producción descargada,
- la cantidad de agua de producción tratada que se dispersa en tierra,
- la cantidad de hidrocarburo contenido en las descargas de agua de producción,
- la cantidad de agua re-inyectada como método de disposición

Estos indicadores NO incluyen:

- Derrames, trastornos o descargas accidentales (incluidas en el capítulo 5.1)
- Derrames de ripsos y fluidos de perforación basados en hidrocarburos
- Derrames de productos químicos provenientes de producción y perforación
- Cantidades descargadas a instalaciones de tratamiento de terceros
- Descargas de fluidos de perforación y lodo de perforación



Indicaciones para la notificación

Tabla 5 – Agua de Producción: Descargas y Re-inyección

Actividad	Descarga de agua de producción (m ³)	Descarga de petróleo en agua de producción (t)	Re-inyección de agua (m ³)
Producción (costa afuera)			
Producción (en tierra)			
Producción (No convencionales)			
Producción Total	NDD	NDD	NDD
Indicador (1) (costa afuera)	NDD	NDD	NDD
Indicador (2) (en tierra)	NDD	NDD	NDD
Indicador (3) (no convencionales)	NDD	NDD	NDD
Indicador (4) (producción total)	NDD	NDD	NDD

La Tabla 5 se refiere a la función Producción (en tierra, costa afuera y no convencionales) y se utilizará para ingresar descargas y re-inyección asociadas al agua de producción en el año de la notificación. Hay tres elementos:

- Cantidad de agua de producción descargada en el medio ambiente de la superficie (en m³). No se incluirán el agua que es enviada a estanques revestidos de evaporación (y por lo tanto su contenido de hidrocarburos).
- Cantidad de hidrocarburo descargada en la superficie del ambiente a través de descargas de agua de producción (en toneladas);
- Cantidad de agua re-inyectada como método de disposición (en m³);

La proporción entre el segundo y primer elemento es la concentración de hidrocarburos en el agua de producción descargada.

La tabla 5 permite registrar descargas de agua/hidrocarburo y re-inyección de agua durante la producción, separando la información de producción en tierra y costa afuera. Si la empresa no registra por separado las descargas de agua de producción e hidrocarburo y/o de re-inyección de agua de producción provenientes de las funciones “Producción Costa afuera”, “Producción En tierra” y “Producción de no convencionales”, utilizará la fila “Producción Total” (si la empresa registra la información de costa afuera y en tierra por separado, el formulario automáticamente completa las celdas de “Producción Total”). Ingrese las cantidades de agua en m³ y las cantidades de descarga de hidrocarburo en toneladas para el año que se notifica.

AL INFORMAR DESCARGAS/RE-INYECCIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN (Tabla 5)

- Las cantidades de agua deben informarse en metros cúbicos, NO en toneladas y NO en miles de metros cúbicos
- Las cantidades de hidrocarburo descargado en agua de producción deben registrarse en toneladas

Sugerencias de estimación/cálculo:

Las medidas deben ser las que resulten del uso de métodos de prueba requeridos o aprobados por las autoridades normativas locales (o normas aplicables equivalentes).



5.3. Efluentes de procesos/Agua residual industrial

El uso de agua en los procesos de la industria determina el posible impacto ambiental, tanto por el consumo de agua fresca como por la cantidad de hidrocarburos disueltos o dispersos que se asocian a los efluentes.

El indicador de efluentes de procesos se refiere a las funciones de Producción, Ductos, Terminales, Refinación, Petroquímica y Distribución/Transporte y se utiliza para determinar la cantidad de hidrocarburo descargado como efluente de procesos de instalaciones–incluyendo descargas tierra adentro a estructuras de drenaje que conectan a cursos de agua–en el año que se notifica.

Se presentan a continuación los indicadores calculados:

$$\text{Agua descargada: } \frac{m^3 \text{ agua de descargada}}{10^3 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

$$\text{Descarga de petróleo en efluente de procesos: } \frac{\text{toneladas de hidrocarburo en efluentes de procesos}}{10^9 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

El ratio entre el segundo elemento y el primero es la concentración de petróleo en agua descargada. Se calcula automáticamente en los formularios de envío.

Alcance:

Estos indicadores incluyen:

- la cantidad de hidrocarburo contenido en las descargas de efluente de proceso de instalaciones. Se incluyen las descargas en tierra a estructuras de drenaje que conectan a cursos de agua.

Estos indicadores NO incluyen:

- Derrames o descargas accidentales (incluidas en el capítulo 5.1)
- Derrames de ripsos y fluidos de perforación basados en hidrocarburos
- Derrames de productos químicos provenientes de producción y perforación
- Cantidades descargadas a instalaciones de tratamiento de terceros
- Descargas de fluidos de perforación y lodo de perforación
- Para la función de Producción NO debe incluir descargas de agua de producción puesto que las mismas ya se registraron en la tabla 5



Tabla 6 – Descargas controladas de hidrocarburos como efluentes de proceso

			Indicadores Normalizados			
Actividad		Agua descargada (m ³)	Descarga de petróleo en agua (t)	Indicador Agua Descargada (m ³ /10 ³ Ton)	Indicador Descarga de Petróleo en Agua (t/10 ⁹ Ton)	Concentración de HC en agua (mg/L)
Producción	Costa afuera			NDD	NDD	NDD
	En tierra			NDD	NDD	NDD
	No Convencionales			NDD	NDD	NDD
	Total	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Ductos				NDD	NDD	NDD
Terminales				NDD	NDD	NDD
Distribución/Transporte				NDD	NDD	NDD
Refinación				NDD	NDD	NDD
Petroquímica				NDD	NDD	NDD

Indicaciones para la notificación:

La tabla 6 se refiere a las funciones Producción, Ductos, Terminales, Refinación, Petroquímica y Distribución/Transporte y se utilizará para ingresar la cantidad de hidrocarburo descargado como efluente de procesos de instalaciones y para calcular los indicadores mencionados

La proporción entre el segundo y primer elemento es la concentración de hidrocarburos en el agua descargada y la tabla lo calcula automáticamente en la última columna.

Si en la Tabla 3 se informó la producción en más de una función (“Costa Afuera”, “En tierra”, o “no convencionales”), y la empresa no puede desagregar la información del origen del agua de proceso descargada para informar en la Tabla 6, entonces debe poner NDD en las celdas correspondientes y debe reportar el agua de proceso descargada en la fila de totales.

AL INFORMAR DESCARGAS CONTROLADAS DE HIDROCARBUROS COMO EFLUENTE DE PROCESOS (Tabla 6)

- Las cantidades de agua descargada deben informarse en metros cúbicos, NO en toneladas y NO en miles de metros cúbicos
- Las cantidades de hidrocarburo descargado deben registrarse en toneladas
- Para la línea de negocio NO debe incluirse el agua de producción o congénita.

Sugerencias de estimación/cálculo:

Generalmente, la cantidad de hidrocarburo descargado puede ser estimada multiplicando el volumen de agua descargada por la concentración de hidrocarburos (aceites y grasas).

5.4. Residuos y materiales residuales

La gestión eficaz de residuos es un indicador de eficiencia operativa. Algunos residuos peligrosos, cuando no son debidamente administrados, pueden tener importantes impactos ambientales, sociales y económicos. Es un tema frecuente en toda la industria, si bien no es manejado ni está definido en forma sistemática a nivel mundial, y a menudo es un tema de carácter local.



En este capítulo se utilizan dos indicadores:

$$\text{Generación de residuos peligrosos: } \frac{\text{toneladas de residuos peligrosos}}{10^6 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

$$\text{Generación de residuos no peligrosos: } \frac{\text{toneladas de residuos no peligrosos}}{10^6 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

A los efectos de este Manual, “residuos y materiales residuales” incluye (esta lista no es exhaustiva):

- productos no reciclados, catalizadores y subproductos de procesos industriales y servicios públicos;
- residuos del tratamiento de agua residuales;
- basura y otros desperdicios de oficinas, comercios y de embalaje;
- residuos enviados a terceros para ser tratados;
- residuos de solventes de petróleo usados reclamados y tratamiento de lubricantes;
- otros materiales residuales.

Tabla 7 – Residuos y Materiales Residuales (N.A.: Para la función de Producción, los residuos provenientes de operaciones costa afuera, aunque se dispongan en tierra, deben registrarse como costa afuera)

Actividad		Generación de Residuos Peligrosos Regulados (toneladas métricas)	Generación de Residuos No-Peligrosos (toneladas métricas)	Indicadores Normalizados	
				Indicador Residuos Peligrosos Regulados (TM Res/10 ⁶ Ton de HC)	Indicador Normalizado Residuos No-Peligrosos (TM Res/10 ⁶ Ton de HC)
Producción	Costa afuera			NDD	NDD
	En tierra			NDD	NDD
	No convencionales			NDD	NDD
	Total	NDD	NDD	NDD	NDD
Ductos				NDD	NDD
Terminales				NDD	NDD
Distribución / Transporte				NDD	NDD
Refinación				NDD	NDD
Petroquímica				NDD	NDD

Sugerencias y referencias de estimación/cálculo para medir la cantidad de residuos generados:

Las medidas deben ser las que resulten del uso de métodos de prueba requeridos o recomendados por los organismos o autoridades normativas. La jerarquía que figura a continuación ofrece una guía sobre algunos métodos recomendados de medición y estimación.

- La medición directa de masa en el lugar usando un medidor calibrado, como una báscula de puente o una balanza suspendida.
- La medición directa de masa por contratista de disposición de residuos en el punto de disposición de residuos o por transportistas, en el punto de embarque o de carga.



- La medición periódica de masa de residuos para facilitar la estimación en relación con los volúmenes. La medición periódica debe basarse en una amplia variedad de tipos de residuos en un plazo representativo para conocer la densidad y composición.

AL INFORMAR GENERACIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS REGULADOS Y NO PELIGROSOS (Tabla 7)

- Las cantidades para el año de la notificación deben informarse en toneladas métricas.
- Para la función Producción, los residuos de operaciones costa afuera, aunque se dispongan en tierra, deben registrarse como costa afuera.
- Los residuos generados por paradas importantes y actividades periódicas de mantenimiento, grandes proyectos de construcción por única vez, actividades de remediación y operaciones de perforación NO deben registrarse en este ejercicio de benchmarking.

Cantidad de residuos peligrosos regulados generados

Alcance:

A los efectos de este Manual, ‘residuos peligrosos’ incluyen todos los residuos que se definen como peligrosos, tóxicos, que figuran en listas, prioritarios, especiales o algún otro término similar, según definición de un organismo o autoridad normativa local competente (ver Nota 1 al final de este sub-capítulo). ‘Local’ se refiere al punto de generación de residuos. Esto incluye tanto disposición en el lugar como fuera del lugar.

Los residuos peligrosos no incluyen:

- Residuos peligrosos tratados en el lugar y que posteriormente resultan no peligrosos
- Residuos no peligrosos (enumerados en la próxima sección)
- Residuos peligrosos que, por re-utilización, reclamación o reciclado legítimos, dejan de ser regulados como residuos peligrosos

A los efectos de este Manual, se considera ‘disposición’ a cualquier opción de gestión de residuos clasificada como ‘disposición’ por un organismo o autoridad normativa local competente (ver Nota 2 al final de este sub-capítulo). ‘Local’ se refiere al punto de disposición. Esto podría incluir: descarga en vertedero o quema sin recuperación de residuos para energía; y/o gestión de residuos que no sean para re-utilización, reciclado, reclamación u otro uso de utilidad.

Indicaciones para la notificación:

La primera columna de la Tabla 7 registra la cantidad de residuos peligrosos regulados generados (en toneladas métricas). Para cada función (producción, ductos, terminales, distribución/transporte, refinación y petroquímica), ingrese la cantidad de residuos peligrosos en el año de la notificación. Para la función Producción, separe la generación en tierra y costa afuera (considerar la fuente de los residuos – es decir, costa afuera o en tierra – para hacer esta clasificación).

Si en la Tabla 3 se informó la producción en más de una función (“Costa Afuera”, “En tierra”, o “No convencionales”), y la empresa no puede desagregar la información del origen de los residuos peligrosos para informar en la Tabla 7, entonces debe poner NDD en las celdas correspondientes y debe reportar la información de residuos peligrosos en la fila de totales.



Notas:

1. La Convención de Basilea sobre el Control de los Movimientos Transfronterizos de Desechos Peligrosos y su Eliminación es un tratado internacional que dispone la gestión conjunta y controlada de residuos peligrosos (se adoptó en 1989 y entró en vigencia el 5 de mayo de 1992). Este tratado da una definición internacional de residuos peligrosos (Artículos 1, 2 y 3) y puede usarse como fuente a los efectos de identificar e informar esta métrica. Ver www.basel.int.
2. Los sectores operativos tendrán distintas corrientes de residuos peligrosos regulados con diferentes opciones de tratamiento y gestión. En las operaciones downstream, las paradas importantes y las actividades periódicas de mantenimiento pueden traducirse en aumentos a corto plazo de residuos peligrosos generados. Los grandes proyectos de construcción por única vez, las actividades de remediación y los residuos acuosos de grandes volúmenes deben informarse separadamente. Para las operaciones upstream, las operaciones de perforación, los grandes proyectos de construcción por única vez, las actividades de remediación y los residuos acuosos de grandes volúmenes pueden traducirse en grandes variaciones en los residuos peligrosos generados. **Aunque los informes individuales (y separados) de estas corrientes de residuos pueden permitir a las empresas comprender mejor y explicar las fluctuaciones año a año del total de datos de residuos peligrosos, NO deberán ser incluidos en la Tabla 7.**

5.5. Cantidad de residuos no peligrosos regulados generados

Alcance:

Los ‘residuos no peligrosos’ incluyen residuos industriales resultantes de las operaciones de empresas que no son designados ni incluidos en listas como ‘peligrosos’ por el organismo normativo local competente. ‘Local’ se refiere al punto de generación de residuos. Esta categoría consiste en materiales eliminados tanto del lugar como fuera de él, incluso basura y otros desperdicios de oficinas, comercios y de embalaje.

A los efectos de este Manual, se considera ‘disposición’ a cualquier opción de gestión de residuos clasificados como ‘de disposición’ por el organismo normativo local competente (ver Nota a continuación). ‘Local’ se refiere al punto de disposición. Esto podría incluir: descarga en vertedero o quema sin recuperación de residuos para energía y/o gestión de residuos que no sean para re-utilización, reciclado, reclamación u otro uso de utilidad.

Indicaciones para la notificación:

La segunda columna de la Tabla 7 registra la cantidad de **residuos no peligrosos generados** (en toneladas métricas). Para cada función (Producción, ductos, terminales, distribución/transporte, refinación y petroquímica), ingrese la cantidad de residuos no peligrosos en el año de la notificación.

Para la función Producción, separar la generación: en tierra y costa afuera (por favor considerar la fuente de los residuos – es decir, costa afuera o en tierra – para hacer esta clasificación).

Nota: Normalmente, los sectores operativos generarán diferentes corrientes de residuos no peligrosos. En las operaciones downstream, las paradas importantes y las actividades periódicas de mantenimiento pueden traducirse en aumentos a corto plazo de residuos generados. Para las operaciones upstream, se recomienda informar separadamente los



residuos de la perforación, los eliminados por disposición en pozos profundos y residuos generados por única vez no relacionados con las operaciones de producción. Los grandes proyectos de construcción por única vez, las actividades de remediación y los residuos acuosos de grandes volúmenes también pueden informarse separadamente. **Aunque los informes individuales (y separados) de estas corrientes de residuos pueden permitir a las empresas comprender mejor y explicar las fluctuaciones año a año del total de datos de residuos, NO deberán ser incluidos en la Tabla 7.**

5.6. Agua dulce

El agua es un recurso escaso y fundamental tanto para la actividad productiva como para la vida en general y la utilización del mismo en la industria de hidrocarburos entra en competencia con otros usos como el consumo humano y la agricultura. Esta contraposición de intereses y el hecho de que el agua sea esencial para la vida, hace absolutamente fundamental que se realice una gestión óptima del agua en las actividades productivas de la industria de hidrocarburos.

Los indicadores contemplados en este ítem se definen a continuación. Estos pueden ser considerados “de entrada” ya que trabajan sobre un insumo utilizado en la actividad productiva y no solo sobre los efluentes del mismo (desechos, descargas, emisiones y derrames), permitiendo evaluar de alguna manera la eficiencia de la industria en relación a este aspecto ambiental.

$$\text{Agua dulce extraída: } \frac{\text{agua dulce extraída (m}^3\text{)}}{10^3 \text{ toneladas de hidrocarburo operadas}}$$

$$\% \text{ de reutilización: } \frac{\text{agua reutilizada o reciclada}}{\text{agua dulce extraída}} * 100$$

% fuentes indirectas y directas sobre total de agua dulce extraída: Es el porcentaje de agua dulce extraída de fuentes directas (o indirectas) sobre el total de agua dulce extraída, siendo deseable que el porcentaje extraído de fuentes indirectas sea alto y que vaya en aumento.

Indicaciones para la notificación, definiciones y alcance:

Tabla 8 – Extracción de Agua Dulce

				Indicadores Normalizados		
Actividad		Agua Dulce Extraída (m3/año)	% de agua dulce extraída de fuentes indirectas	Agua reutilizada / reciclada (m3/año)	Indicador Agua extraída (m3/10 ³ ton)	% Reutilización
Producción	Costa afuera				NDD	NDD
	En tierra				NDD	NDD
	No Convencionales				NDD	NDD
	Total Producción	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Ductos					NDD	NDD
Terminales					NDD	NDD
Distribución/Transporte					NDD	NDD
Refinación					NDD	NDD
Petroquímica					NDD	NDD



Agua dulce: Aguas no salobres, lo que incluye agua potable y la apta para fines agrícolas, domésticos o industriales, etc., siempre que la concentración de sólidos disueltos totales sea inferior a los 2000 mg/L.

Agua dulce extraída: Cantidad de agua dulce captada dentro de los límites de operación de la compañía (incluyendo agua de servicio/red) que fue obtenida tanto de **fuentes directas** tales como aguas superficiales y subterráneas, como de **fuentes indirectas** tales como agua tratada obtenida de los suministros municipales y agua de lluvia captada (notar que solo deberá contabilizarse el volumen de agua que es utilizada en los procesos productivos y no aquella que ingresa a los sistemas de tratamiento de efluentes debido a que la red pluvial no permite su separación pero que no forma parte de los procesos de la empresa).

Agua reciclada o reutilizada: Es el volumen de agua utilizada más de una vez, en diferentes procesos, sujeta a tratamiento (reciclaje), o reutilizada más de una vez en un mismo proceso (reutilización), excluyendo el agua circulante en el sistema de enfriamiento o refrigeración y que reduce la cantidad total de agua dulce extraída. Nota: El agua de lavado de las unidades desmineralizadores, por ejemplo, debe ser incluida.



5.7. Emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones que se presentan en el sector del petróleo y gas natural, provienen de las actividades normales de explotación, producción, procesamiento, transporte y uso de hidrocarburos, así como de la quema de gas en antorchas. Estas emisiones contribuyen con un impacto negativo al incremento y desbalance del efecto invernadero natural del planeta, generando un aumento de la temperatura media de la superficie de la Tierra favoreciendo el cambio climático; es por esto que la gestión de dichas emisiones por parte de las compañías de petróleo y gas natural es de suma importancia para la cooperación internacional en la lucha contra el Cambio Climático.

Alcance

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) considera 7 gases de efecto invernadero (GEI), para las operaciones de la industria del petróleo y gas, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄) son generalmente las más significativas, seguidas por las emisiones de óxido nitroso (N₂O) que suelen presentarse en pequeñas cantidades como consecuencia de la combustión de combustibles fósiles. Por lo tanto, este manual considerará solamente los tres gases mencionados CO₂, CH₄ y N₂O.

Deberán incluirse las emisiones GEI provenientes de las siguientes fuentes:

- Combustión (ej. combustible utilizado para comprimir gas, generación de energía, calor, quema de coque, etc.)
- Flaring (principalmente CO₂) y venteo (principalmente CH₄)
- Procesos (ej. carga de buque, tanque de almacenamiento y lavado, deshidratación del glicol, unidades recuperadoras de azufre, producción de hidrógeno)
- Emisiones fugitivas (incluyendo ductos y equipos de fugas)
- Eventos no rutinarios (ej. mantenimiento de ductos, liberaciones de gases, mantenimiento de equipos)

La estimación de emisiones deberá incluir tanto fuentes móviles como embarcaciones que transporten productos, flotas de camiones cisterna, equipos de perforación móviles e instalaciones de producción móviles, como fuentes estacionarias como instalaciones de producción, refinerías, plantas químicas, terminales, plataformas de perforación fijas y oficinas.

El Protocolo de Gases de Efecto Invernadero define 2 tipos de emisiones:

- **Directas:** emisiones de fuentes que le pertenecen (parcial o totalmente) y/o son operadas por la entidad que reporta.
- **Indirectas:** emisiones que son consecuencia de actividades de la entidad que reporta pero que son causadas por fuentes que le pertenecen o son controladas por otra entidad, por ejemplo energía eléctrica utilizada.

Además dicho protocolo caracteriza estas emisiones en 3 alcances, este manual abordará únicamente los alcances 1 y 2 definidos a continuación:

- **Alcance 1:** Todas las emisiones GEI directas (por fuentes fijas o móviles)



- **Alcance 2:** Emisiones GEI indirectas provenientes del consumo o la compra de electricidad, vapor, calor y enfriamiento.

Nota: El CO₂ que es vendido como producto, utilizado para la recuperación de petróleo mejorada o secuestrado (ej. a través de la captura y secuestro de carbono), generalmente no es considerado por las compañías como parte de sus emisiones GEI, en todo caso deberá ser descontado del inventario de emisiones GEI como sumidero de carbono.

Indicaciones para la notificación

Tabla 9 - Emisiones de gases de efecto invernadero

Actividad	Emisiones de gases de efecto invernadero						Indicadores Normalizados																
	Dióxido de carbono CO ₂ (10 ⁶ Ton/año)		Metano - CH ₄ (10 ⁶ Ton/año)		Óxido Nitroso - NO ₂ (10 ⁶ Ton/año)		Emisiones totales - CO ₂ equiv (10 ⁶ Ton/año)			Indicador CO ₂ (10 ⁶ Ton CO ₂ /10 ³ Ton HC)			Indicador CH ₄ (10 ⁶ Ton CH ₄ /10 ³ Ton HC)			Indicador NO ₂ (10 ⁶ Ton NO ₂ /10 ³ Ton HC)			Indicador emisiones totales - (10 ⁶ Ton CO ₂ equiv/10 ³ Ton HC)				
	Directas	Indirectas	Directas	Indirectas	Directas	Indirectas	Directas	Indirectas	Totales	Directas	Indirectas	Totales	Directas	Indirectas	Totales	Directas	Indirectas	Totales	Directas	Indirectas	Totales		
Costo afuera							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Producción							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
En tierra							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
No Convencionales							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Total Producción	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Ductos							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Terminales							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Distribución/transporte							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Refinación							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Petroquímica							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd

Los datos referentes a emisiones gaseosas deberán reportarse en la Tabla 9. Para cada línea de negocio, ingrese el volumen de emisiones de cada uno de los gases a reportar en miles de toneladas.

Para cada línea de negocio, la calcula automáticamente la columna “Emisiones totales - CO₂,equiv (10³ Ton/año)” utilizando los Potenciales de Calentamiento Global referidos en el quinto informe de evaluación del IPCC, dichos valores se presentan en la tabla a continuación. Se calcularán además los indicadores de emisiones normalizados para cada uno de los gases mencionados así como para el total de emisiones.

Compuesto	Fórmula Química	Tiempo de vida (años)	Potencial de Calentamiento Global (PCG) para un horizonte de 100 años
Dióxido de carbono	CO ₂	variable	1
Metano	CH ₄	12	28
Óxido Nitroso	N ₂ O	114	265

Indicadores

$$Emisiones = \frac{10^6 \text{ toneladas gas GEI}}{10^3 \text{ toneladas de hidrocarburos operadas}}$$

Donde el gas GEI puede ser CO₂, CH₄, N₂O expresado como CO₂ equivalente; donde este último se calcula como:

$$ton CO_2eq = \sum_{i=0}^n ton GEI_n * PCG_n$$

Definiciones

- **Emisiones GEI directas:** total de emisiones GEI provenientes de fuentes que le pertenecen (parcial o totalmente) y/o son operadas por la entidad que reporta. Estas emisiones corresponden al Alcance 1 fuentes fijas y móviles.



- **Emisiones GEI indirectas provenientes de energía importada:** ocurren en el lugar donde se genera la energía (que es propiedad de, o es operado por una tercera parte) para electricidad, calor o vapor que es importado (comprado) para ser usado en las instalaciones de la entidad que reporta los datos. Corresponden al Alcance 2.
- **Emisiones GEI directas provenientes de exportación de energía:** Emisiones GEI relacionadas con la producción de energía en forma de electricidad, calor o vapor que es exportada (vendida) por la entidad que reporta a un instalación que es propiedad de, o es operada por una tercera parte. Este es un subconjunto de las emisiones directas.
- **Emisiones directas provenientes de la cogeneración:** Emisiones GEI relacionadas con la producción de electricidad y vapor en cogeneración (producción simultánea de energía y calor útil). Este es un subconjunto de emisiones GEI directas, generalmente resulta en la reducción de emisiones GEI.



6. Datos ambientales⁴

Las Empresas Socias de ARPEL deberán enviar los Formularios de Informes de Benchmarking de Desempeño Ambiental en la Industria del Petróleo y del Gas en América Latina y el Caribe a la Secretaría Ejecutiva de ARPEL, antes del 30 de junio. Se enviarán archivos electrónicos de los Formularios de Informes junto con la solicitud de datos. Los archivos electrónicos de este Manual y de los Formularios de Informes pueden descargarse de la página web de ARPEL (www.arpel.org).

6.1. Factores de normalización

A los efectos de benchmarking, los datos ambientales deben ser normalizados; es decir, divididos por la magnitud de operaciones de las diferentes funciones (“factores de normalización”). Las definiciones de los factores de normalización se describen en este subcapítulo, y las empresas que presenten informes deben cumplirlas en forma estricta.

Informar los factores de normalización de la Tabla 3 es esencial. Esta información se usa para calcular los indicadores en las funciones en que la empresa notifica que tiene actividad y, por tanto, **de no proveerse esta información, los datos provistos por la empresa en las demás tablas no podrán ser incluidos en el análisis de benchmarking**. Es asimismo importante que las cantidades ingresadas se relacionen con las operaciones en países de América Latina y el Caribe (para los que se informan datos ambientales).

Las siguientes definiciones y consideraciones se aplican para los factores de normalización que tendrán que informarse en la Tabla 3:

- **Producción Bruta de Hidrocarburos:** Miles de toneladas (para el año de la notificación) en la cabeza del pozo. Nótese que hay una celda extra en la que debe informarse si se incluyen los datos de producción relativos a los buques de apoyo y de reserva.
 - La cantidad de producción incluye:
 - hidrocarburo transferido (es decir, vendido, regalías, compra)
 - combustible usado en el lugar
 - hidrocarburos quemados y liberados
 - gas de hidrocarburos producido y depositado en estructuras geológicas que no sean el yacimiento de producción
 - La cantidad de producción excluye:
 - cantidades devueltas al depósito de producción (reciclado/reinyección)
 - producción operada por terceros
 - Si no se dispone de cifras brutas, debe indicarse la base sobre la que se hacen los informes (por ejemplo, producción neta).

⁴ Este capítulo describe las directrices y elementos de los datos exclusivos para el Benchmarking de Desempeño Ambiental en el formulario de informe de la Industria del Petróleo y del Gas en América Latina y el Caribe. El lector también debe remitirse al Capítulo 3, Directrices y Elementos de los Datos Comunes a todos los Formularios, al 4, Funciones de la Empresa.



- **Transporte de Ductos:** Miles de toneladas (para el año de la notificación) de productos transportados por ductos, dentro de diferentes funciones (ver Capítulo 4.3.2). Se excluye la distribución de productos por ductos dentro de las instalaciones (por ejemplo, campo de producción, refinería, terminal).
- **Movimiento de Terminales:** Miles de toneladas (para el año de la notificación) de productos transferidos de las Terminales a otras funciones (ver Capítulo 4.3.3). Nótese que hay una celda extra en la que debe informar la cantidad de agua de lastre descargada (en m³).
- **Distribución de Productos:** Miles de toneladas (para el año de la notificación) de productos transferidos (transportados) a, desde o dentro de las instalaciones de la empresa, excluyendo ductos, pero incluyendo buques cisterna, barcas, camiones, trenes y estaciones de servicio minoristas (ver Capítulo 4.3.7).
- **Actividad de Refinación:** Miles de toneladas de petróleo crudo que entra a procesos de destilación (para el año de la notificación) para producir GLP, gasolina, querosén, fuel oil destilados, fuel oil residuales, lubricantes y otros productos (ver Capítulo 4.3.4).
- **Actividad de Petroquímica:** Miles de toneladas (para el año de la notificación) de productos petroquímicos producidos o fabricados en que los productos químicos son derivados del petróleo o productos de petróleo (ver capítulo 4.3.5).

Para una mejor evaluación de los datos ambientales, es importante conocer la magnitud de las operaciones –en las diferentes funciones– que se relacionan con el gas y los productos líquidos. A los efectos de este Manual, y a fin de llenar la información solicitada en la Tabla 3, los líquidos y gases se definen como:

- Líquidos: Incluyen crudo, condensado, productos refinados y semi-refinados y productos petroquímicos líquidos. Si estos datos solo están disponibles en unidades volumétricas, convierta los valores usando los factores de conversión que se indican en el Apéndice 1.
- Gas: Incluye todos los productos gaseosos y excluye los condensados.

6.2. Instrucciones generales

Nótese:

- Los datos deben proporcionarse país por país y deben corresponder solamente a operaciones de la empresa en países de América Latina y el Caribe (NO contratistas) ya que este es el denominador para compilar y analizar la información. Los datos consolidados a escala mundial no pueden ser usados para el análisis. Si las empresas no pueden proporcionar datos país por país o tienen reservas en cuanto a proporcionar información en este formulario, deben ponerse en contacto con la Secretaría Ejecutiva de ARPEL.
- En los casos en que la empresa matriz tenga una o más filiales que operan en el mismo país, los datos deben sumarse e ingresarse en un único formulario de ingreso de datos. Debe presentarse un solo formulario por país.
- Las empresas presentarán informes de datos país por país para todas las operaciones donde la empresa es la operadora o tiene participación mayoritaria y tiene un funcionario asignado como director gerente principal de la operación del *joint venture*. En el caso de



joint ventures donde la empresa que opera no es ella misma miembro de ARPEL, se invita a las Empresas Miembro de ARPEL de la asociación a llegar a un acuerdo acerca de cuál empresa estará a cargo de la recolección de la información pertinente. Cuando la empresa operadora del *joint venture* es miembro de ARPEL, la empresa del *joint venture* debe presentar los informes. Se excluyen los datos de operaciones en asociación (es decir, instalaciones de las que la empresa tiene participación en el capital, pero no es la operadora). En resumen, las empresas presentan los informes de desempeño consolidando el 100 por ciento de los datos o información de las operaciones sobre las que tiene el control de gestión y NINGÚN dato de las operaciones que no gestiona.

- En la tabla 1 (contacto) se le solicitará que informe qué funciones va a reportar. Eso lo hace tildando en la planilla Excel el casillero a la izquierda de la función correspondiente. Aquellas celdas, de las otras tablas, que correspondan a las funciones que no sean seleccionadas en la Tabla 1, aparecerán sombreadas (desactivadas) y no se podrá reportar información en las mismas.
- No deben quedar celdas en blanco. Todas las celdas correspondientes a aquellas funciones para las que reportarán datos deben tener una entrada. Las entradas deben ser:
 - ✓ una cantidad numérica o
 - ✓ 0 (cero) para indicar que el nivel de emisión/descarga es cero o
 - ✓ NDD para indicar que No hay Datos Disponibles o reunidos, o
- Las cifras totales y las cifras normalizadas se computan a partir de otros ítems en el formulario. Estas partes del formulario son los cuadros sombreados en gris. Las cantidades computadas serán recalculadas por ARPEL y verificadas frente a los totales informados. La empresa que notifica no tiene que llenar las áreas sombreadas en gris porque las mismas son llenadas automáticamente una vez que se ingresen los datos correspondientes. Si no pueden proporcionarse los datos al nivel de detalle solicitado en el formulario, debe proporcionarse el total.



6.3. Detalles específicos para llenar los formularios de recolección de datos ambientales

Este capítulo ofrece detalles seleccionados sobre la forma de llenar los formularios de recolección de datos ambientales descritos en el Capítulo 7, a que hacen referencia los Capítulos 1 a 5 inclusive. En particular, este sub-capítulo pone énfasis en detalles a tener en cuenta en las 3 primeras tablas, que son comunes a las otras tablas (que hacen referencia a indicadores específicos descritos en el Capítulo 5).

Tabla 1

Ingresar el año correspondiente a los datos, NO el año de presentación de los datos.

Tabla 2

Ingresar el nombre de la empresa matriz que informa, no el nombre de la filial local. En el caso de joint ventures, ingresar el nombre de la empresa que presenta el informe – miembro de ARPEL – e ingresar también el nombre del joint venture (a los efectos de evitar duplicación). Se protegerá el anonimato de la empresa en el informe final.

Tabla 3

Las cantidades se deben informar en miles de toneladas, no en barriles y no en unidades de toneladas y para todo el año de la notificación en América Latina y el Caribe. Ver definiciones en el sub-capítulo 6.1.

Tabla 3.1

En la tabla 3 se solicita información sobre el alcance de los datos reportados (# de pozos, kms de ductos, # terminales, # de refinerías y # plantas petroquímicas). Esta información es complementaria al benchmarking, se utilizará para determinar el alcance del estudio y parte de la misma será usada para el cálculo de indicadores del anexo al informe. El reporte de estos datos es opcional.

Lista de chequeo, datos históricos, controles.

En los formularios se incorporó una lista de chequeo que debe ser verificada y todos sus ítems deben tener el status “OK” antes de remitir la información a la Secretaría. La lista revisa los errores más comunes identificados en los procesos de reporte y se completa de manera automática salvo en lo referente a datos históricos y unidades de reporte, en ese caso el control es manual y deberá realizarse en la hoja de “datos históricos.”

En todas las planillas aparecerán mensajes en rojo si comete alguno de los errores comunes que se detallan a continuación:

Todas las tablas – si deja celdas vacías

Tabla 4 – si el promedio de derrames está fuera del rango de reporte. Por ejemplo, si en la línea de derrames mayores a 100 barriles usted declara 2 derrames y un total derramado de 150 barriles (promedio 75 barriles **por derrame**) **aparecerá una alerta ya que $75 < 100$** .



Tabla 5 y Tabla 6 – Si reporta los mismos valores para agua de producción descargada (T5) y agua descargada como efluente de proceso (T6) o descargas de petróleo en agua de producción (T5) y descarga de petróleo en agua efluente (T6)

La hoja de “datos históricos” posee la información reportada por la compañía en años anteriores. La información referente al año de reporte se llenará automáticamente (en función de lo que usted vaya completando en las otras tablas).

Si tiene preguntas respecto a las definiciones o funciones o alguna otra información requerida en estos formularios, por favor remítase a los capítulos de este manual o contacte a Pablo Ferragut en la Secretaría Ejecutiva de ARPEL (pferragut@arpel.org.uy – Tel: +598-24106993)



7. Formularios para recolección de datos ambientales

Tablas 1 y 2 (contacto)

Tabla 1 - Contacto de la empresa

Año	
Nombre de la persona de contacto	
Teléfono de la persona de contacto	
Correo electrónico de la persona de contacto	

Tabla 2 - Empresa y país que notifica

Empresa	
País	

Indique qué funciones / líneas de negocio reportará

<input type="checkbox"/> Producción costa afuera	FAISO
<input type="checkbox"/> Producción en tierra	FAISO
<input type="checkbox"/> Producción de no convencionales	FAISO
<input type="checkbox"/> Ductos	FAISO
<input type="checkbox"/> Terminales	FAISO
<input type="checkbox"/> Distribución / Transporte	FAISO
<input type="checkbox"/> Refinación	FAISO
<input type="checkbox"/> Petroquímica	FAISO

Por favor incluya todos los datos de las empresas subsidiarias de un país en cada formulario, y complete un formulario por país. Utilice un archivo electrónico por país.

Tabla 3 – Factores de normalización / Tabla 3.1 - Alcance de la información

Tabla 3 - Factores de normalización - Datos anuales para el año de notificación

(en 10³ Ton) - Por detalles ver Capítulo 6.1 del Manual

		Líquidos (10 ³ Ton)	Gases (10 ³ Ton)	Total (10 ³ Ton)
Producción Bruta de Hidrocarburos	Costa afuera			0
	En tierra			0
	No Convencionales			0
	Total	0	0	0
Transporte por Ductos				0
Movimiento de Terminales				0
Distribución / Transporte				0
Actividad de Refinación				0
Actividad de Petroquímica				0

* En Producción 'en tierra' se debe incluir la producción de 'no convencionales'.

ES SUMAMENTE IMPORTANTE QUE SE INDIQUEN LAS VARIACIONES EN LAS DEFINICIONES DE ARPEL

¿Los datos de producción incluyen las embarcaciones de apoyo y en stand by (Sí/No)?

Cantidad de agua de lastre descargada en m³:

Tabla 3.1 - Alcance de la información

ALCANCE DE LA INFORMACIÓN	
# Pozos de producción <i>Costa afuera</i>	
# Pozos de producción <i>en tierra</i>	
# Pozos de producción <i>no convencionales</i>	
Kms de ductos	
Cantidad de Terminales	
Cantidad de Refinerías	
Cantidad de Plantas Petroquímicas	



Tabla 4 – Derrames de hidrocarburo en el ambiente en bbl

Producción costa afuera		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Producción costa afuera			NDD	NDD		NDD	NDD

Producción en tierra		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Producción en tierra		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Producción no convencionales		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Producción de no convencionales		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Producción Total		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
10-100 bbl		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
> 100 bbl		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Total Producción		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Ductos		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Ductos		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Terminales		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Terminales		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Distribución / Transporte		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Distribución / Transporte		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD



Tabla 4 – Derrames de hidrocarburo en el ambiente en bbl (Cont.)

Refinación		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Refinación		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Petroquímica		Número			Cantidad (bbl)		
		Suelo	Agua	Total	Suelo	Agua	Total
1-10 bbl				NDD			NDD
10-100 bbl				NDD			NDD
> 100 bbl				NDD			NDD
Total Petroquímica		NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Resumen

Actividad	Número de derrames			Cantidad (bbl)			Indicador # Derrames			Indicador cantidad (bbl)			Promedio x derrame		
	En suelo	En agua	Total	En suelo	En agua	Total	En suelo	En agua	Total	En suelo	En agua	Total	En suelo	En agua	Total
Producción Costa afuera		NDD	NDD		NDD	NDD		NDD	NDD		NDD	NDD		NDD	NDD
Producción En tierra	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Producción No convencionales	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Producción Total	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Ductos	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Terminales	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Distribución / Transporte	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Refinación	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Petroquímica	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD

Tabla 5 - Agua de Producción: Descargas y Re-inyección

Actividad	Descarga de agua de producción (m ³)	Descarga de petróleo en agua de producción (t)	Re-inyección de agua (m ³)
Producción (costa afuera)			
Producción (en tierra)			
Producción (No convencionales)			
Producción Total	NDD	NDD	NDD
Indicador (1) (costa afuera)	NDD	NDD	NDD
Indicador (2) (en tierra)	NDD	NDD	NDD
Indicador (3) (no convencionales)	NDD	NDD	NDD
Indicador (4) (producción total)	NDD	NDD	NDD

ES SUMAMENTE IMPORTANTE QUE SE INDIQUEN LAS VARIACIONES EN LAS DEFINICIONES DE ARPEL



Tabla 6 - Descargas controladas de hidrocarburo como efluentes de proceso

Actividad			Indicadores Normalizados			
			Agua descargada (m ³)	Descarga de petróleo en agua (t)	Indicador Agua Descargada (m ³ /10 ³ Ton)	Indicador Descarga de Petróleo en Agua (10 ³ Ton)
Producción	Costa afuera			NDD	NDD	NDD
	En tierra			NDD	NDD	NDD
	No Convencionales			NDD	NDD	NDD
	Total	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
Ductos					NDD	NDD
Terminales					NDD	NDD
Distribución/Transporte					NDD	NDD
Refinación					NDD	NDD
Petroquímica					NDD	NDD

ES SUMAMENTE IMPORTANTE QUE SE INDIQUEN LAS VARIACIONES EN LAS DEFINICIONES DE ARPEL

Tabla 7 – Residuos y Materiales Residuales (N.A.: Para la función Producción, los residuos provenientes de operaciones costa afuera, aunque se dispongan en tierra, deben registrarse como costa afuera)

Actividad			Indicadores Normalizados			
			Generación de Residuos Peligrosos Regulados (toneladas métricas)	Generación de Residuos No-Peligrosos (toneladas métricas)	Indicador Residuos Peligrosos Regulados (TM Res/10 ⁶ Ton de HC)	Indicador Normalizado Residuos No-Peligrosos (TM Res/10 ⁶ Ton de HC)
Producción	Costa afuera			NDD	NDD	
	En tierra			NDD	NDD	
	No convencionales			NDD	NDD	
	Total	NDD	NDD	NDD	NDD	
Ductos					NDD	NDD
Terminales					NDD	NDD
Distribución / Transporte					NDD	NDD
Refinación					NDD	NDD
Petroquímica					NDD	NDD

Tabla 8 – Agua dulce

Tabla 8 – Extracción de Agua Dulce

Actividad				Indicadores Normalizados			
				Agua Dulce Extraída (m ³ /año)	% de agua dulce extraída de fuentes indirectas	Agua reutilizada / reciclada (m ³ /año)	Indicador Agua extraída (m ³ /10 ³ ton)
Producción	Costa afuera				NDD	NDD	
	En tierra				NDD	NDD	
	No Convencionales				NDD	NDD	
	Total Producción	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	
Ductos						NDD	NDD
Terminales						NDD	NDD
Distribución/Transporte						NDD	NDD
Refinación						NDD	NDD
Petroquímica						NDD	NDD



Tabla 9 – Emisiones de gases de efecto invernadero

Tabla 9 – Emisiones de gases de efecto invernadero

Actividad	Emisiones de gases de efecto invernadero						Indicadores Normalizados													
	Dióxido de carbono CO ₂ (10 ⁶ Ton/año)		Metano - CH ₄ (10 ⁶ Ton/año)		Óxido Nitroso - NO ₂ (10 ⁶ Ton/año)		Emisiones totales - CO ₂ equiv (10 ⁶ Ton/año)		Indicador CO ₂ (10 ⁶ Ton CO ₂ /10 ³ Ton HC)			Indicador CH ₄ (10 ⁶ Ton CH ₄ /10 ³ Ton HC)			Indicador NO ₂ (10 ⁶ Ton NO ₂ /10 ³ Ton HC)			Indicador emisiones totales - (10 ⁶ Ton CO ₂ equiv/10 ³ Ton HC)		
	Directas	Indirectas	Directas	Indirectas	Directas	Indirectas	Directas	Indirectas	Directas	Indirectas	Totales	Directas	Indirectas	Totales	Directas	Indirectas	Totales	Directas	Indirectas	Totales
Costa afuera							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
En tierra							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
No Convencionales							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Total Producción	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Ductos							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Terminales							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Distribución/Transporte							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Refinación							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd
Petroquímica							ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd	ndd

Lista de chequeo

Checklist	Status
1 - Comparar la información reportada con datos de años anteriores (ver la hoja de 'datos históricos')	Pendiente
2 - Unidades en las que se reporta. Verifique en cada tabla de datos que haya utilizado la unidad correcta.	Pendiente
T3 - Factores de normalización Miles de Toneladas T4 - derrames (Tabla 4) # de derrames (Tabla 4) (Tabla 4) / Barriles derramados T5 - Agua de Producción Descargas de agua de producción y re-inyección de agua - m3/año Descargas de petróleo en agua de prod - Ton/año T6 - Efluentes Agua descargada - m3/año Descargas de petróleo en agua - Ton/año T7 - Residuos Disposición de residuos peligrosos y no peligrosos- TM T8 - Uso del Agua Agua Dulce Extraída y reutilizada (m3/año)	
3 - No dejar celdas vacías (diferenciarlas de ceros y NDD)	
T3 - Factores de normalización T4 - derrames (Tabla 4) T5 - Agua de Producción T6 - Efluentes T7 - Residuos T8 - Uso del Agua	Existen celdas vacías en Tabla 3, favor revisar Existen celdas vacías en Tabla 4, favor revisar Existen celdas vacías en Tabla 5, favor revisar Existen celdas vacías en Tabla 6, favor revisar Existen celdas vacías en Tabla 7, favor revisar Existen celdas vacías en Tabla 8, favor revisar
4 - Diferenciar descargas de agua de producción de agua como efluente.	
Agua en Actividades de producción costa afuera	OK
Agua en actividades de producción en tierra	OK
Agua en actividades de producción de no convencionales	OK
HC en Actividades de producción costa afuera	OK
HC en actividades de producción en tierra	OK
HC en actividades de producción de no convencionales	OK
5 - Revisar que los derrames hayan sido correctamente reportados por tipo y volumen.	
Producción costa afuera	OK
Producción en tierra	OK
Producción de no convencionales	OK
Transporte por Ductos	OK
Movimiento de Terminales	OK
Distribución / Transporte	OK
Actividad de Refinación	OK
Actividad de Petroquímica	OK

8. Apéndice 1 – Factores de conversión

Estos factores de conversión deben usarse solamente cuando se dispone de los datos en base a un estándar que difiere del requerido, y cuando el factor de conversión ad hoc no es conocido (por ejemplo, cuando los datos relacionados con la cantidad del petróleo producido están expresados en barriles de equivalente de petróleo (BEP) y cuando la densidad media de la producción no es conocida).

Los supuestos en que se basan los factores de conversión son:

densidad del petróleo	0,84 t m ⁻³
densidad del condensado	0,75 t m ⁻³
densidad del gas asociado	1 kg m ⁻³
densidad del gas no asociado	0,80 kg m ⁻³
densidad de productos químicos, solventes y todo otro producto derramado	1,0 t m ⁻³

Factores de conversión para la Tabla 3. Producción de hidrocarburos:

1 bbl de petróleo \approx 0.159 m ³	\approx 0,134 t (toneladas métricas)
1 bbl de condensado	\approx 0,119 t
1000 m ³ de gas asociado	\approx 1,00 t
1000 m ³ de gas no asociado	\approx 0,80 t
1000 ft ³ de gas asociado \approx 28.3 m ³	\approx 0,0283 t
1000 ft ³ de gas no asociado \approx 28.3 m ³	\approx 0,0226 t
1000 bbl por día	\approx 48910 t por año

Factores de conversión para la Tabla 4. Derrames de hidrocarburos:

1 bbl de petróleo	\approx 0,159 m ³ o \approx 0,134 t
1 bbl de condensado	\approx 0,119 t
1 bbl de productos químicos y otros	\approx 0,159 t

Factores de conversión para la Tabla 5. Descarga/re-inyección de agua de producción

1 bbl \approx 0,159 m³

1 bbl por día \approx 58,0 m³ por año

9. Apéndice 2 – Lista de productos petroquímicos

DERIVADOS DE METANO	
Amoniaco	Anhídrido carbónico
Metanol	Metil-terbutil-éter

DERIVADOS DE ETANO		
Acetaldehído	Cloruro de vinilo	Dicloroetano
Etileno	Glicoles etilénicos	Óxido de etileno
Polietileno alta densidad	Polietileno baja densidad	

AROMÁTICOS Y DERIVADOS		
Aromáticos pesados	Aromina 100™	Benceno
Estireno	Etilbenceno	Fluxoil
Orto-Xileno	Para-Xileno	Tolueno
Xilenos		

PROPILENO Y DERIVADOS		
Acetonitrilo	Ácido cianhídrico	Acrilonitrilo
Propileno	Polipropileno	

OTROS		
Ácido clorhídrico	Ácido muriático	Butano crudo
Especialidades petroquímicas	Heptano	Hexano
Hidrógeno	Oxígeno	Pentanos



BENCHMARKING

Manual de Benchmarking de desempeño ambiental

Industria de petróleo y gas en América Latina y el Caribe



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.

ARPEL es una asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de contribuir activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.

Actualmente sus socios representan más del 90% de las actividades del upstream y downstream en la región e incluyen a empresas operadoras nacionales, internacionales e independientes, a proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.



Sede Regional:

Javier de Viana 1018. CP 11200, Montevideo, Uruguay
Tel.: +(598) 2410 6993 | info@arpel.org.uy

www.arpel.org