

# Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para el desarrollo de petróleo y gas en tierra

## Introducción

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad son documentos de referencia técnica que contienen ejemplos generales y específicos de la práctica internacional recomendada para la industria en cuestión<sup>1</sup>. Cuando uno o más miembros del Grupo del Banco Mundial participan en un proyecto, estas guías sobre medio ambiente, salud y seguridad se aplican con arreglo a los requisitos de sus respectivas políticas y normas. Las presentes guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para este sector de la industria deben usarse junto con el documento que contiene las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**, en el que se ofrece orientación a los usuarios respecto de cuestiones generales sobre la materia que pueden aplicarse potencialmente a todos los sectores industriales. En el caso de proyectos complejos, es probable que deban usarse las guías aplicables a varios sectores industriales, cuya lista completa se publica en el siguiente sitio web: <http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>

Las Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad contienen los niveles y los indicadores de desempeño que generalmente pueden lograrse en instalaciones nuevas, con la tecnología existente y a costos razonables. En lo que respecta a la

posibilidad de aplicar estas guías a instalaciones ya existentes, podría ser necesario establecer metas específicas del lugar así como un calendario adecuado para alcanzarlas.

La aplicación de las guías debe adaptarse a los peligros y riesgos establecidos para cada proyecto sobre la base de los resultados de una evaluación ambiental en la que se tengan en cuenta las variables específicas del emplazamiento, tales como las circunstancias del país receptor, la capacidad de asimilación del medio ambiente y otros factores relativos al proyecto. La decisión de aplicar recomendaciones técnicas específicas debe basarse en la opinión profesional de personas idóneas y con experiencia.

En los casos en que el país receptor tiene reglamentaciones diferentes a los niveles e indicadores presentados en las guías, los proyectos deben alcanzar los que sean más rigurosos. Si corresponde utilizar niveles o indicadores menos rigurosos en vista de las circunstancias específicas del proyecto, debe incluirse como parte de la evaluación ambiental del emplazamiento en cuestión una justificación completa y detallada de cualquier alternativa propuesta, en la que se ha de demostrar que el nivel de desempeño alternativo protege la salud humana y el medio ambiente.

## Aplicabilidad

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para el desarrollo de petróleo y gas en tierra incluyen información relativa a las exploraciones sísmicas; la exploración y la perforación de producción; las actividades de desarrollo y producción; las actividades de transporte, incluidos los

<sup>1</sup> Definida como el ejercicio de la aptitud profesional, la diligencia, la prudencia y la previsión que podrían esperarse razonablemente de profesionales idóneos y con experiencia que realizan el mismo tipo de actividades en circunstancias iguales o semejantes en el ámbito mundial. Las circunstancias que los profesionales idóneos y con experiencia pueden encontrar al evaluar el amplio espectro de técnicas de prevención y control de la contaminación a disposición de un proyecto pueden incluir, sin que la mención sea limitativa, diversos grados de degradación ambiental y de capacidad de asimilación del medio ambiente así como diversos niveles de factibilidad financiera y técnica.

conductos; otras instalaciones, como estaciones de bombeo, de medición, de limpieza de tuberías mediante "pigs" o de compresión, e instalaciones de almacenamiento; operaciones auxiliares y de apoyo; y el desmantelamiento. Las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para puertos, zonas portuarias y terminales** proporcionan orientación sobre las instalaciones de petróleo y gas en tierra situadas junto a la costa (por ejemplo terminales costeras, bases marinas de abastecimiento, terminales de carga / descarga). Este documento está dividido en las siguientes secciones:

Sección 1.0: Manejo e impactos específicos de la industria

Sección 2.0: Indicadores y seguimiento del desempeño

Sección 3.0: Referencias

Anexo A: Descripción general de las actividades de la industria

## **1.0 Manejo e impactos específicos de la industria**

Esta sección contiene una síntesis de las cuestiones relativas al medio ambiente, la salud y la seguridad asociada al desarrollo del petróleo y el gas en tierra, así como recomendaciones para su manejo. Estas cuestiones pueden ser relevantes para cualquiera de las actividades descritas como aplicables en estas guías. Por otra parte, en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se ofrecen recomendaciones para el manejo de las cuestiones de este tipo que son comunes a la mayoría de las grandes actividades industriales durante la etapa de construcción.

### **1.1 Medio ambiente**

Las siguientes cuestiones ambientales deben considerarse parte de un programa integral de evaluación y manejo que trate sobre los riesgos y los impactos potenciales específicos del proyecto. Las cuestiones ambientales potenciales asociadas a los proyectos de desarrollo de petróleo y gas en tierra incluyen las siguientes:

- Emisiones al aire
- Descargas de aguas residuales / efluentes
- Manejo de residuos sólidos y líquidos
- Generación de ruido
- Impactos terrestres y huella del proyecto
- Derrames

## Emisiones al aire

Las principales fuentes de emisiones al aire (continuas o discontinuas) procedentes de las actividades en tierra incluyen: las fuentes de combustión para generar electricidad y calor, y la utilización de compresores, bombas y motores recíprocos (calderas, turbinas y otros motores); las emisiones derivadas del venteo y la quema en antorcha de hidrocarburos; y las emisiones fugitivas.

Los principales contaminantes procedentes de estas fuentes incluyen óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, monóxido de carbono y partículas. Otros contaminantes pueden ser: sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S); compuestos orgánicos volátiles (COV); metano y etano; benceno, etilbenceno, tolueno y xilenos (BTEX); glicoles; e hidrocarburos policíclicos aromáticos (HPA).

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que sean significativas (>100.000 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente al año) de todas las instalaciones y actividades de apoyo deben cuantificarse anualmente como emisiones agregadas siguiendo métodos y procedimientos de presentación de informes reconocidos internacionalmente<sup>2</sup>.

Debe tratarse, en la medida de lo posible, de maximizar la eficiencia energética y diseñar las instalaciones para minimizar el uso de energía. El objetivo global debe ser reducir las emisiones al aire y evaluar opciones costo-efectivas para reducir las emisiones que sean viables desde un punto de vista

técnico. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen recomendaciones adicionales para el manejo de los gases de efecto invernadero y para el ahorro energético.

Los impactos sobre la calidad del aire deben estimarse mediante evaluaciones de referencia sobre la calidad del aire y modelos de dispersión atmosférica, para establecer las concentraciones potenciales en el aire a nivel del suelo durante el diseño de las instalaciones y la planificación de las operaciones, tal y como se describe en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**. Estos estudios deberían garantizar la ausencia de impactos negativos sobre la salud humana y sobre el medio ambiente.

### *Gases de escape*

Las emisiones de gases de escape generadas por la combustión de gas o de combustibles líquidos en turbinas, calderas, compresores, bombas y otros motores para generar energía y calor, para la inyección de agua o para la exportación de petróleo o gas, representan la fuente más significativa de las emisiones al aire procedentes de las instalaciones en tierra. Deberán tenerse en cuenta las especificaciones sobre emisiones de aire durante todo el proceso de selección y adquisición de los equipos.

En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se proporciona orientación con respecto al manejo de las pequeñas emisiones de fuentes de combustión con una capacidad de hasta 50 megavatios térmicos- hora (MWth), incluidas las normas en materia de emisiones al aire para las emisiones de gases de escape. Por lo que respecta a las emisiones de fuentes de combustión con una capacidad superior a 50 megavatios térmicos- hora, remítase a las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las centrales térmicas**.

<sup>2</sup> IFC Guidance Note 3, Annex A (disponible en [www.ifc.org/envsocstandards](http://www.ifc.org/envsocstandards)) proporciona orientaciones adicionales sobre las metodologías de cuantificación.

### *Venteo y quema en antorcha*

El gas asociado que emerge junto al crudo a la superficie durante la producción de petróleo se elimina a veces en las instalaciones en tierra venteándolo o quemándolo a la atmósfera. Hoy en día casi todo el mundo considera que esta práctica es un despilfarro de recursos valiosos, así como una fuente significativa de emisiones de GEI.

No obstante, la quema en antorcha y el venteo también son medidas de seguridad importantes que se utilizan en las instalaciones de petróleo y gas en tierra para garantizar que el gas y otros hidrocarburos se eliminan de manera segura en caso de emergencia, fallo eléctrico o de los equipos u otros problemas en las plantas.

Cuando se evalúan las distintas opciones de quema en antorcha y venteo para las actividades en tierra, deben adoptarse medidas que se correspondan con las Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas (parte del programa de la Asociación de los sectores público y privado para la reducción mundial de la quema de gas (GGFR, por su sigla en inglés<sup>3</sup>) del Grupo del Banco Mundial. El documento ofrece orientación sobre cómo eliminar o reducir la quema en antorcha y el venteo del gas natural.

Debe evitarse el venteo continuo del gas asociado, que en la actualidad no se considera una buena práctica. La corriente de gas asociado debe desviarse hacia un sistema de quema eficiente, aunque debe evitarse la quema continua de gas en caso de que existan opciones alternativas. Antes de que se adopte la operación de quemado, se deberán evaluar las alternativas viables para el uso del gas e incorporarlas al diseño de producción en la mayor medida posible.

Las opciones alternativas pueden incluir la utilización del gas para cubrir las necesidades energéticas del lugar, la exportación del gas a una instalación cercana o al mercado, la inyección de gas para mantener la presión del yacimiento, una mayor recuperación utilizando la extracción con gas o la instrumentación con gas. La evaluación de todas las alternativas debe ser adecuadamente documentada y registrada. Si ninguna de las opciones alternativas resulta viable en el momento, debe evaluarse la adopción de medidas para minimizar el volumen de quema y considerar este sistema como una solución estrictamente provisional, con el objetivo último de acabar con la quema del gas asociado a la producción.

En el supuesto de que la quema en antorcha sea necesaria, debe demostrarse la mejora continua del proceso de quema mediante la implementación de las mejores prácticas y tecnologías. Para la quema de gas deben tenerse en cuenta las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

- Implementar medidas para reducir las fuentes de emisiones de gas en la mayor medida posible
- Utilizar puntas de antorcha eficientes, y optimizar el tamaño y el número de las boquillas de combustión
- Maximizar la eficiencia de la combustión de la antorcha, controlando y optimizando el flujo de combustible / aire / vapor para asegurar una proporción correcta entre las corrientes principal y auxiliar de alimentación a la antorcha;
- Reducir al mínimo, sin poner en peligro la seguridad, el gas destinado a la antorcha procedente de purgas y pilotos, mediante medidas tales como la instalación de dispositivos de reducción de los gases de purga, unidades de recuperación de gases para la quema, gases de purga inertes, tecnología de válvulas de asiento de elastómero, cuando proceda, e instalación de pilotos de protección

<sup>3</sup> Grupo del Banco Mundial (2004)

- Reducir al mínimo el riesgo de que se apague el piloto garantizando la suficiente velocidad de salida y facilitando dispositivos de protección contra el viento
- Utilizar un sistema fiable de encendido del piloto
- Instalar sistemas de protección de la presión de instrumentos de alta integridad, cuando resulte apropiado, para disminuir los episodios de sobrepresión y evitar o reducir las situaciones de quema en antorcha
- Reducir al mínimo el arrastre o la suspensión de líquidos en la corriente de gas de alimentación de la antorcha con un sistema apropiado de separación de líquidos
- Reducir al mínimo los desprendimientos de llama y avances de llama
- Hacer funcionar la antorcha de modo que permita controlar los olores y las emisiones visibles de humo (sin humo negro)
- Situar la antorcha a una distancia de seguridad de las comunidades locales y de los trabajadores, incluidas las dependencias destinadas al alojamiento de éstos
- Implantar programas de mantenimiento y de sustitución de los quemadores para garantizar la máxima eficiencia continua de la antorcha
- Medir el gas destinado a la antorcha

En caso de emergencia o de avería en planta, no se debe ventear el exceso de gas, sino enviarlo a un sistema eficiente de quema de gas. En ciertas condiciones de campo, cuando la quema de la corriente de gas no sea posible, o cuando no exista un sistema de quema del gas (por ejemplo, porque no haya suficiente contenido en hidrocarburos en la corriente de gas para realizar la combustión o suficiente presión del gas para que éste penetre en el sistema de quema) puede ser necesario un venteo de emergencia. Las razones para excluir el empleo de un sistema de quema de gas deben estar perfectamente documentadas antes de plantearse una instalación de emergencia para el venteo de gas.

Para minimizar los incidentes en el proceso de combustión ocasionados por averías de los equipos y problemas en las plantas, la fiabilidad de la planta debe ser elevada (>95 por ciento) y se deben prever repuestos para los equipos y protocolos de parada de las plantas.

Los volúmenes de quema de las nuevas instalaciones deben estimarse durante el período inicial de puesta en servicio de modo que puedan formularse objetivos fijos sobre el volumen quema. Los volúmenes de gas quemado en todos los episodios de quema deben ser registrados y notificados.

### *Emisiones fugitivas*

Las emisiones fugitivas en las instalaciones en tierra pueden estar relacionadas con procesos de venteo en frío, tuberías y tubos con fugas, válvulas, conexiones, bridas, aislamientos, conductos de extremos abiertos, juntas de las bombas, juntas de los compresores, válvulas de descompresión, tanques o pozos / depósitos a cielo abierto, así como con las operaciones de carga y descarga de hidrocarburos.

En el diseño, funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones deben tenerse en cuenta métodos para controlar y reducir las emisiones fugitivas. La adecuada selección de válvulas, bridas, empalmes, aislamientos y juntas debe tener en cuenta las condiciones de seguridad e idoneidad, así como su capacidad para reducir las fugas y las emisiones fugitivas de gas. Además, deben implementarse programas de detección y reparación de fugas. En caso de ser necesario, deben instalarse unidades de control de vapor para las operaciones de carga y descarga de los hidrocarburos.

Deben evitarse los venteos al aire en los techos de los tanques mediante la instalación de válvulas de despresurización. Se debe instalar unidades de control de vapor, según sea necesario para las operaciones de carga y descarga de buques cisterna. Los sistemas de procesamiento de vapor pueden

disponer de diferentes unidades, por ejemplo para la adsorción de carbono, la refrigeración, la oxidación térmica y la absorción de aceite pobre. Las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las terminales de petróleo crudo y productos derivados del petróleo** ofrecen orientaciones adicionales sobre la prevención y el control de las emisiones fugitivas procedentes de los tanques de almacenamiento.

### *Pruebas de producción de los pozos*

Durante las pruebas de producción del pozo, debe evitarse la quema de los hidrocarburos producidos siempre que sea factible y posible, especialmente en la proximidad de comunidades locales o en áreas sensibles desde el punto de vista ambiental. Deben evaluarse las alternativas viables para la recuperación de los fluidos de prueba de los hidrocarburos, sin perder de vista la seguridad en la manipulación de los hidrocarburos volátiles, para su transferencia a una instalación de procesamiento u otras opciones alternativas de eliminación. La evaluación de las alternativas de eliminación de los hidrocarburos producidos debe documentarse y registrarse adecuadamente.

En caso de que la quema sea la única opción disponible para eliminar los fluidos de prueba, sólo debe descargarse el mínimo volumen de hidrocarburos necesario para practicar la prueba y la duración de la prueba de pozo debe reducirse en la medida en que sea posible. Es preciso seleccionar un quemador-controlador eficiente equipado con un sistema de incremento de la combustión para minimizar los episodios de combustión incompleta, humo negro y precipitación de hidrocarburos. El volumen de hidrocarburos quemado debe quedar registrado.

### **Aguas residuales**

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** proporcionan información sobre el manejo de aguas residuales, la conservación y reutilización del agua, y los programas de seguimiento de aguas residuales y de la calidad

del agua. Las orientaciones que se presentan a continuación se centran en las corrientes de aguas residuales específicas del sector del petróleo y el gas en tierra.

### *Agua producida*

Los yacimientos de petróleo y gas contienen agua (agua de formación) que se produce cuando es llevada a la superficie durante la producción de hidrocarburos. La corriente de agua producida puede representar, por su volumen, el mayor producto residual que tenga que manejar y eliminar la industria del petróleo y el gas en tierra. El agua producida contiene una compleja mezcla de compuestos inorgánicos (sales disueltas, metales traza, partículas en suspensión) y orgánicos (hidrocarburos dispersos y disueltos, ácidos orgánicos) y, en muchas ocasiones, aditivos químicos residuales (por ejemplo, inhibidores de incrustaciones y de corrosión) que se añaden en el proceso de producción de los hidrocarburos.

Deben evaluarse las alternativas para el manejo y la eliminación del agua producida que sean viables e integrarse en el diseño de la producción. Las principales opciones de eliminación pueden incluir la inyección en el yacimiento para mejorar la recuperación de petróleo, y la inyección en un pozo de evacuación destinado a tal efecto y perforado en una formación geológica subterránea receptora que sea adecuada. Otros posibles usos, tales como el riego, el control de polvo o la utilización en otra industria, pueden ser adecuados siempre que la naturaleza química del agua producida sea compatible con estas opciones.

La descarga del agua producida en aguas superficiales o en tierra debería ser la última opción que se analice, y siempre y cuando no exista otra opción disponible. Las descargas de agua producida deben someterse a tratamiento para que satisfagan los límites recogidos en la Tabla 1, en la Sección 2.1 de la presente Guía<sup>4</sup>.

Las tecnologías de tratamiento del agua producida dependerán de la alternativa de eliminación final elegida y de las condiciones particulares del yacimiento. Las tecnologías posibles pueden incluir combinaciones de gravedad y / o separación mecánica y tratamiento químico, y pueden requerir un sistema progresivo compuesto por cierto número de tecnologías en serie para cumplir con los requisitos de inyección o descarga. El sistema de tratamiento debe contar con una capacidad de reserva suficiente para garantizar un funcionamiento continuo, o bien, debe existir un método de eliminación alternativo.

Para reducir el volumen de agua producida que debe ser eliminada deben considerarse las siguientes medidas:

- Un adecuado manejo de los pozos durante las actividades de terminación de los mismos con objeto de minimizar la producción de agua
- Reacondicionamiento de los pozos con alta producción de agua para minimizar dicha producción
- El empleo, cuando sea posible, de técnicas de separación de los fluidos del fondo del pozo o, si es viable desde un punto de vista técnico y económico, técnicas de aislamiento del agua
- Clausura de los pozos que producen mucha agua alta

<sup>4</sup> La descarga de efluentes en aguas superficiales no deberá generar un impacto significativo en la salud humana ni en el medio ambiente. Puede ser necesario elaborar un plan de eliminación que analice los puntos de descarga, la tasa de descarga, el uso y dispersión de las sustancias químicas y el riesgo ambiental. Las descargas deben llevarse a cabo lejos de las zonas sensibles desde un punto de vista ambiental, con particular atención a niveles freáticos altos, acuíferos vulnerables, pantanos y receptores comunitarios, incluidos los pozos de agua, las tomas de agua y las tierras de elevado valor agrícola.

Para minimizar los riesgos ambientales relacionados con los aditivos químicos residuales en la corriente de agua producida cuando se emplean métodos de eliminación superficial, las sustancias químicas que se emplean en la producción deben seleccionarse cuidadosamente, teniendo en cuenta su volumen, toxicidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación.

Una posible opción para eliminar el agua producida son los estanques de evaporación. Las medidas sobre construcción y manejo para el almacenamiento en superficie o fosas de residuos contenidas en esta Guía deben aplicarse también a las estanques de agua producida.

### *Agua de pruebas hidrostáticas*

Las pruebas hidrostáticas de los equipos y las líneas de conducción conllevan pruebas de presión llevadas a cabo con agua para detectar fugas y comprobar la integridad de los equipos y líneas de conducción. Pueden añadirse al agua aditivos químicos (inhibidores de corrosión, barredores de oxígeno y colorantes) para evitar la corrosión interna o identificar fugas. Para verificar las líneas de conducción, los colectores de prueba instalados en las secciones de nueva construcción deben estar situados lejos de las zonas ribereñas y de los humedales.

La extracción de agua para llevar a cabo pruebas hidrostáticas no debe perjudicar al nivel de agua o al caudal de una masa de agua natural, y la tasa de retirada (o el volumen) del agua de prueba no debería superar el 10 por ciento del caudal (o el volumen) de la masa de agua. Deberán implementarse, cuando sea necesario, medidas de control de la erosión y controles de clasificación de los peces durante la retirada del agua en los lugares de toma.

Las alternativas para la eliminación de las aguas de prueba de las pruebas hidrostáticas incluyen la inyección en un pozo de evacuación en caso de que exista uno o la descarga en aguas

superficiales o en la superficie terrestre. Si no existe ningún pozo de evacuación y es necesario descargar en aguas superficiales o en la superficie terrestre, deben tenerse en cuenta las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

- Reducir la necesidad de sustancias químicas minimizando el tiempo de permanencia del agua de la prueba en el equipo o línea de conducción
- En caso de que sea necesario utilizar sustancias químicas, seleccionar cuidadosamente los aditivos químicos en términos de concentración de la dosis, toxicidad, biodegradabilidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación
- Llevar a cabo las pruebas de toxicidad que sean necesarias empleando métodos de prueba reconocidos. Puede ser necesario disponer de un estanque de retención para dar tiempo a que disminuya la toxicidad del agua. Los estanques de retención deben satisfacer los criterios presentados en esta guía para el almacenamiento en superficie o fosas de residuos
- Emplear la misma agua de pruebas hidrostáticas para múltiples pruebas
- Antes de emplear o descargar las aguas de la prueba hidrostática, debe supervisarse su calidad y someterlas a un tratamiento para que satisfagan los límites especificados en la Tabla 1 de la Sección 2.1 de la presente guía.
- En caso de que sea necesario verter cantidades significativas de agua de pruebas hidrostáticas en una masa de agua superficial, los receptores de agua que se encuentren aguas arriba y aguas abajo del lugar de la descarga deben someterse a un seguimiento. Para demostrar que no se ha producido ningún daño a la calidad ambiental puede ser necesario un análisis químico posterior a la descarga.
- En caso de que se descargue en el agua, para elegir el lugar de descarga adecuado deberá tenerse en cuenta el volumen y la composición del agua de prueba, así como el flujo de corriente o el volumen de la masa de agua receptora con el objetivo de garantizar que la calidad del agua no va a resultar perjudicada fuera de la zona de mezcla definida
- Utilizar tanques de separación o disipadores de energía (por ejemplo, muros protectores, lonas impermeables, toldos) para los flujos de descarga
- Utilizar métodos de control de los sedimentos (por ejemplo muros de barro, sacos de arena o pacas de heno) para proteger la biota acuática, la calidad del agua y a los usuarios del agua de los efectos potenciales de la descarga, como el incremento de la sedimentación y la menor calidad del agua
- En caso de descarga en la tierra, el emplazamiento de la descarga debe ser seleccionado con vistas a evitar inundaciones, erosión o una menor capacidad agrícola de la tierra receptora. Debe evitarse la descarga directa en tierras de cultivo y en tierras que se encuentren inmediatamente aguas arriba de tomas de agua comunitarias / públicas
- El agua vertida durante las operaciones de limpieza de los conductos y las aguas de pruebas previas deben recogerse en estanques de retención y descargarse sólo tras haber comprobado la calidad del agua para garantizar que satisface los criterios de descarga recogidos en la Tabla 1 de la Sección 2.1 de la presente guía.

### *Sistemas de refrigeración y calentamiento*

Para los sistemas de refrigeración y calentamiento de las instalaciones petrolíferas y gasísticas, debe tenerse en cuenta las alternativas descritas en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**. En caso de utilizarse agua refrigerada, ésta debe descargarse en aguas superficiales en

un emplazamiento que permita la máxima mezcla y enfriamiento del penacho térmico para garantizar que la temperatura no supera un margen de 3 grados Celsius de la temperatura ambiente en el límite de la zona de mezcla definida o en un radio de 100 metros del punto de descarga, tal y como señala la Tabla 1 de la Sección 2.1 de la presente Guía.

Si el sistema de refrigeración del agua utiliza biocidas y / u otros aditivos químicos, deberán tenerse en cuenta los posibles efectos residuales de las descargas empleando técnicas como la evaluación basada en el riesgo.

### *Otras aguas residuales*

Otras aguas residuales generadas de continuo en las instalaciones de petróleo y gas en tierra incluyen aguas de alcantarillado, aguas de drenaje, aguas de fondo de tanque, aguas contra incendios, aguas de lavado de los equipos y vehículos y aguas aceitosas genéricas. Las medidas de prevención y tratamiento de la contaminación que deben tenerse en cuenta para estas aguas residuales incluyen:

- *Aguas de alcantarillado:* aguas grises y negras procedentes de duchas, baños y cocinas deben tratarse tal y como describen las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.
- *Aguas de drenaje y aguas pluviales:* establecer, si ello es posible, sistemas de drenaje diferenciados para las aguas de drenaje procedentes de áreas de procesamiento que podrían estar contaminadas con petróleo (drenajes cerrados) y las aguas de drenaje de las zonas que no son de proceso (drenajes abiertos). Todas las zonas de proceso deberían estar cerradas para garantizar que las aguas de drenaje fluyan dentro del sistema cerrado de drenaje y que no se producen aguas de escorrentía superficiales contaminadas. Los tanques de drenaje y los tanques de desagüe deben diseñarse con una capacidad

suficiente para las condiciones previsibles de explotación, y deben instalarse sistemas para evitar el desbordamiento. Deben utilizarse bandejas de goteo u otro tipo de controles para recoger las escorrentías de aquellos equipos que no se encuentran en un área cerrada y su contenido debe canalizarse hacia el sistema cerrado de drenaje. Los conductos de flujo de aguas pluviales y los estanques de recogida instalados como parte del sistema de drenaje abierto deben disponer de separadores de sustancias aceitosas / agua. Los separadores pueden consistir en placas difusoras o de coalescencia y deben someterse a un mantenimiento regular. Las aguas pluviales de escorrentía deben tratarse mediante un sistema separador de aceite / agua capaz de alcanzar una concentración de aceite y grasa de 10 mg/L, como se señala en la Tabla 1 de la Sección 2.1 de esta Guía. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen orientaciones adicionales para el manejo de las aguas pluviales.

- *Aguas de fondo de tanque:* la acumulación de aguas de fondo de tanque debe minimizarse mediante un mantenimiento regular de los techos y las juntas herméticas de los tanques que evite la filtración de agua de lluvia. Cuando sea posible, debe examinarse la posibilidad de canalizar estas aguas hacia la corriente de agua producida para su tratamiento y eliminación. Alternativamente, las aguas deberían ser tratadas como residuos peligrosos y eliminadas de conformidad con el plan de manejo de residuos de la instalación. Los lodos de fondo de tanque también deben retirarse o reciclarse periódicamente, o bien eliminarse como residuos peligrosos.
- *Aguas contra incendios:* las aguas contra incendios procedentes de los derrames de pruebas deben canalizarse al sistema de drenaje de la instalación.

- *Aguas de lavado*: las aguas empleadas para lavar los equipos y los vehículos deben canalizarse al sistema cerrado de drenaje.
- *Aguas aceitosas genéricas*: Las aguas aceitosas procedentes de los depósitos de deshielo y de los líquidos viscosos generados por los equipos de procesamiento y los conductos deben canalizarse hacia el sistema cerrado de drenaje.

### *Almacenamiento en superficie o fosas de residuos*

En caso de que para el almacenamiento de aguas residuales o su eliminación temporal durante las operaciones se utilicen fosas o estanques superficiales, dichas fosas deberán construirse lejos de lugares sensibles desde un punto de vista ambiental.

Las medidas para la construcción y el manejo de las fosas de aguas residuales deberían incluir:

- Instalar una cubierta impermeable de modo que el fondo y los costados de la fosa tengan un coeficiente de permeabilidad no superior a  $1 \times 10^{-7}$  centímetros por segundo (cm/seg). Las cubiertas deben ser compatibles con el material que van a contener y de una solidez y grosor suficientes como para mantener la integridad de la fosa. Las cubiertas típicas pueden estar hechas de materiales sintéticos, de materiales de tipo cemento / arcilla o de arcillas naturales, aunque debe comprobarse la conductividad hidráulica de las cubiertas naturales para garantizar la integridad
- Construcción a una profundidad de, generalmente, 5 metros por encima del nivel freático estacional próximo a la superficie
- Implementación de medidas (por ejemplo, elección cuidadosa del emplazamiento, arceñes) para evitar que el drenaje superficial natural penetre en la fosa o que ésta resulte dañada durante una tormenta fuerte

- Instalación de una valla perimétrica alrededor de la fosa o de una pantalla para evitar el acceso de personas, ganado y animales salvajes (incluidos pájaros)
- Retirada y recuperación periódicas de los hidrocarburos libres de la superficie de la fosa
- Retirada del contenido de la fosa una vez finalizadas las operaciones, y eliminación del mismo de acuerdo con el plan de manejo de residuos
- Restitución del área de la fosa una vez finalizadas las operaciones

### Manejo de residuos

Además de los efluentes y emisiones permitidos, los residuos típicos (peligrosos y no peligrosos<sup>5</sup>) generados regularmente por las instalaciones en tierra incluyen, entre otros, residuos generales de oficina y envases desechados, aceites residuales, queroseno, ceras, trapos contaminados con aceite, fluidos hidráulicos, baterías usadas, latas de pintura vacías, residuos químicos y contenedores químicos usados, filtros usados, tubos fluorescentes, chatarra y residuos sanitarios.

A los efectos de su reutilización, reciclaje o eliminación, deben separarse los materiales residuales en residuos no peligrosos y residuos peligrosos. La planificación del manejo de los residuos debe establecer una estrategia clara para los residuos que vayan a generarse (incluidas las opciones para su eliminación, reducción o reciclaje, o tratamiento o eliminación) antes de que éstos se generen. Debe desarrollarse un plan de manejo de los residuos en el que se documente la estrategia en relación con los residuos, así como los procedimientos de almacenamiento (incluyendo instalaciones y emplazamientos) y manipulación. Dicho plan deberá incluir un mecanismo claro de seguimiento para rastrear los envíos de residuos desde el emplazamiento en que se han originado hasta el emplazamiento final en que son tratados y eliminados. Las **Guías generales sobre medio**

<sup>5</sup> Según su definición en la legislación local o en los convenios internacionales.

ambiente, salud y seguridad ofrecen orientaciones para el manejo de estas corrientes residuales típicas.

Otras corrientes residuales significativas generadas en las actividades de desarrollo de petróleo y gas en tierra pueden ser:

- Fluidos de perforación y cortes perforados
- Arena producida
- Fluidos de terminación y de acondicionamiento del pozo
- Materiales radiactivos naturales (NORM, por su sigla en inglés)

### *Fluidos de perforación y cortes perforados*

Las principales funciones de los fluidos de perforación que se utilizan en las operaciones de perforación de los yacimientos de petróleo y gas son la retirada de los cortes de perforación (astillas de roca) del pozo perforado y el control de las presiones de formación. Otras funciones importantes son sellar las formaciones permeables, mantener la estabilidad del pozo perforado, enfriar y lubricar la barrena de perforación, y transmitir energía hidráulica a los instrumentos de perforación y a la barrena de perforación. Los cortes recogidos del pozo perforado y los fluidos de perforación usados suelen ser las corrientes residuales más importantes de entre las generadas durante las actividades de perforación de petróleo y gas. Existen numerosos tipos de fluidos de perforación, pero todos ellos pueden, por lo general, clasificarse dentro de uno de estos dos sistemas de fluidos:

- *Fluidos de perforación acuosos (FPA)*: la fase continua y el medio de suspensión para los sólidos (o los líquidos) es agua o un fluido miscible en agua. Existen muchas variedades de fluidos de perforación acuosos, como gel, sal/polímero, sal/glicol y sal/silicato
- *Fluidos de perforación no acuosos (FPNA)*: la fase continua y el medio de suspensión para los sólidos (o los

líquidos) es un fluido no miscible en agua de base aceite o aceite mineral mejorado o de base sintética.

También pueden utilizarse fluidos de base diesel, pero el empleo de sistemas que contienen diesel como componente principal de la fase líquida no se considera en la actualidad una buena práctica.

El medio sólido utilizado en la mayoría de los fluidos de perforación es típicamente la barita (sulfato de bario) para que pese, utilizándose las arcillas de bentonita como espesante. Los fluidos de perforación contienen asimismo ciertas sustancias químicas que se añaden en función de las condiciones de formación del fondo del pozo.

Los fluidos de perforación se hacen circular en el fondo del pozo y se canalizan hacia un sistema de control de sólidos en las instalaciones superficiales donde se pueden separar los fluidos de los cortes con el fin de volver a hacerlos circular en el fondo del pozo dejando los cortes al margen para su eliminación. Estos cortes contienen cierta proporción de fluidos de perforación residuales. El volumen de cortes producidos dependerá de la profundidad del pozo y del diámetro de las secciones perforadas del pozo. El fluido de perforación se sustituye cuando sus propiedades reológicas o la densidad del fluido ya no pueden mantenerse o cuando acaba el proceso de perforación. Estos fluidos usados se recogen a continuación para su reutilización o eliminación (los fluidos no acuosos suelen reutilizarse).

Deben evaluarse e incluirse en la planificación del programa de perforación las distintas alternativas viables para el tratamiento y la eliminación de los fluidos y cortes de perforación. Las opciones alternativas pueden incluir una, o una combinación, de las siguientes:

- La inyección de la mezcla de fluidos y cortes en un pozo de evacuación destinado al efecto
- La inyección en el espacio anular de un pozo
- El almacenamiento en tanques de almacenamiento o en fosas con cubierta impermeable previstos al efecto antes de su tratamiento, reciclaje y / o tratamiento final y eliminación
- Tratamiento biológico o físico en el lugar o fuera del mismo para hacer que el fluido o los núcleos se conviertan en materiales no peligrosos antes de su eliminación final, utilizando métodos reconocidos, como por ejemplo, la desorción térmica en una unidad interna de desorción térmica para retirar los fluidos no acuosos para su reutilización, biorremediación, biodegradación inducida en suelos, o solidificación con cemento y / u hormigón. Deben establecerse canales de eliminación final para el material sólido de los cortes no peligrosos, que pueden consistir en utilizarlos como material para la construcción de carreteras o relleno de construcción, o eliminarlos en vertederos (cubriendo el vertedero y tapando el material, cuando proceda). En caso de biodegradación inducida en suelos debe demostrarse que las propiedades químicas, biológicas y físicas del subsuelo se mantienen y que los recursos de agua quedan protegidos
- Reciclaje de los fluidos usados, reenviándolos a los vendedores para su tratamiento y reutilización

Considerar la posibilidad de minimizar el volumen de los fluidos de perforación y los cortes perforados que deben eliminarse

- Utilizar equipos de control de sólidos altamente eficientes para reducir la necesidad de intercambio de fluidos y minimizar la cantidad de fluidos residuales en los cortes perforados
- Utilizar, cuando sea posible, pozos multilaterales de diámetro pequeño y técnicas de perforación con tuberías

flexibles enrolladas para reducir la cantidad generada de fluidos y cortes.

Las medidas para la prevención y el control de los fluidos y cortes de perforación usados deberían incluir:

- Minimizar los riesgos ambientales relacionados con los aditivos químicos residuales contenidos en los cortes desechados mediante una cuidadosa selección del sistema de fluidos
- Realizar una cuidadosa selección de los aditivos añadidos a los fluidos que tenga en cuenta los requisitos técnicos, la concentración de aditivos químicos, la toxicidad, la biodisponibilidad y el potencial de bioacumulación
- Supervisar y minimizar la concentración de impurezas de metales pesados (principalmente, mercurio y cadmio) en la reserva de barita utilizada en la formulación de los fluidos.

Las medidas relativas a la construcción y el manejo de almacenamiento en superficie o fosas de residuos que se incluyen en esta guía deben aplicarse también a las fosas de cortes y fluidos de perforación. En el caso de las fosas de perforación, su clausura debe realizarse tan pronto como sea posible, pero en todo caso antes de transcurridos 12 meses de la finalización de las operaciones. Si los residuos derivados de la perforación tienen que ser enterrados en la fosa una vez terminadas las operaciones (el método de tratamiento consistente en mezclar, enterrar y cubrir), deben verificarse las siguientes condiciones mínimas:

- Los contenidos de la fosa deberán desecarse cuanto sea posible
- En caso necesario, los residuos deben mezclarse con una cantidad adecuada de subsuelo (normalmente, tres partes de subsuelo por una parte de residuos por volumen);
- Debe ponerse sobre la mezcla una cantidad mínima de un metro de subsuelo limpio

- La tierra vegetal no se debe utilizar, sino colocarse sobre el subsuelo para rehabilitar plenamente la zona.
- Es preciso analizar los residuos de los pozos y calcular la carga máxima a lo largo de su vida útil. Para demostrar que no se han superado los umbrales de exposición química internacionalmente reconocidos, puede ser necesario llevar a cabo una evaluación basada en el riesgo.

### *Arena producida*

La arena producida procedente del yacimiento se separa de los fluidos de formación durante el procesamiento de los hidrocarburos. Esta arena producida puede estar contaminada con hidrocarburos, pero su contenido en petróleo puede variar sustancialmente en función del emplazamiento, la profundidad y las características del yacimiento. La terminación de los pozos debe tener por objetivo reducir la producción de arena en la fuente aplicando medidas efectivas de control de la arena del fondo del pozo.

La arena producida debe tratarse igual que los residuos aceitosos, y puede ser tratada y eliminada con otros materiales contaminados por petróleo (por ejemplo, con cortes generados cuando se utilizan fluidos no acuosos o con los de fondo de tanque).

Si se utiliza agua para retirar el petróleo de la arena producida, dicho agua debe ser recuperada y desviada hacia un sistema adecuado de tratamiento y eliminación (por ejemplo el sistema de tratamiento de las aguas producidas, en caso de que esté disponible).

### *Fluidos de terminación y de acondicionamiento de los pozos*

Los fluidos de terminación y de acondicionamiento de los pozos (incluidos los fluidos de intervención y de servicio) normalmente pueden incluir salmueras, ácidos, metanol y glicoles lastrados,

así como otros sistemas químicos. Estos fluidos se utilizan para limpiar el pozo perforado y estimular el flujo de hidrocarburos, o simplemente para mantener la presión en el fondo del pozo. Una vez utilizados, estos fluidos pueden contener contaminantes, incluidos materiales sólidos, petróleo y aditivos químicos. Los sistemas químicos deben elegirse teniendo en cuenta su volumen, toxicidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación. Deben evaluarse las opciones viables de eliminación de estos fluidos. Las opciones de eliminación alternativas pueden incluir una, o una combinación, de las siguientes:

- Recoger los fluidos (en caso de que éstos se manipulen en sistemas cerrados) y reenviarlos a los vendedores originales para su reciclaje
- Inyectarlos en un pozo de evacuación dedicado al efecto en caso de que éste esté disponible
- Incluirlos como parte de la corriente residual de aguas producidas para su tratamiento y eliminación. Los ácidos usados deben neutralizarse antes de ser tratados y eliminados
- Someterlos a tratamiento biológico o físico en el lugar o fuera del mismo en una instalación autorizada, de acuerdo con el plan de manejo de residuos

### *Materiales radiactivos naturales*

Dependiendo de las características del yacimiento, los materiales radioactivos naturales (NORM, por su sigla en inglés) pueden precipitarse en forma de incrustaciones o lodos en las tuberías de procesamiento y recipientes de producción. En caso de que haya materiales radiactivos naturales, debe desarrollarse un programa de manejo de los mismos con objeto de que se sigan los procedimientos de manipulación adecuados.

En caso de que sea necesario retirar los materiales radiactivos naturales por razones de salud laboral (Sección 1.2), las

opciones para su eliminación pueden incluir: eliminación en recipientes durante el abandono del pozo; inyección en pozos profundos o en cavernas de sal; la inyección en el espacio anular de un pozo o su eliminación en un vertedero dentro de contenedores sellados.

Los equipos afectados por lodos, incrustaciones o materiales radiactivos naturales deben ser tratados, procesados o aislados de modo que la potencial exposición futura de las personas a los residuos tratados respete los límites de riesgo internacionalmente aceptados. La eliminación de dichos equipos deberá basarse en prácticas industriales reconocidas. Si los residuos son enviados a una instalación externa para su eliminación, la instalación debe estar autorizada para recibir dichos residuos.

### Manejo de materiales peligrosos

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** proporcionan orientaciones para el manejo de los materiales peligrosos. Los principios adicionales que deberían seguirse para las sustancias químicas empleadas en las el sector del petróleo y del gas en tierra son los siguientes:

- Utilizar técnicas de evaluación y manejo de riesgos químicos para analizar las sustancias químicas y sus efectos. Ciertas sustancias químicas deben probarse previamente para verificar si plantean riesgos ambientales
- Seleccionar, siempre que sea posible, aquellas sustancias químicas que presenten el menor riesgo y el menor impacto potencial sobre el medio ambiente / la salud
- El empleo de Sustancias Destructoras del Ozono<sup>6</sup> debería evitarse.

<sup>6</sup> Tal y como éstas aparecen definidas en el Protocolo de Montreal sobre sustancias que destruyen la capa de ozono.

### Ruido

Las actividades de desarrollo de petróleo y gas pueden generar ruido durante todas las fases del desarrollo, incluidos los levantamientos sísmicos, las actividades de construcción, la perforación y producción, las prospecciones aéreas y el transporte aéreo o terrestre. En el curso de las operaciones, las principales fuentes de contaminación acústica y vibraciones son principalmente los equipos de quema y rotativos. Las fuentes de ruido incluyen quemadores y sistemas de venteo, bombas, compresores, generadores y calentadores. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** describen las medidas de prevención y control, así como las guías sobre el nivel de ruido diurno y nocturno en las comunidades urbanas o rurales.

Los impactos acústicos deben estimarse a través de la realización de evaluaciones de referencia sobre el ruido en los desarrollos cercanos a poblaciones locales. En el caso de fuentes de ruido significativas, como las chimeneas de quema de las instalaciones permanentes de procesamiento, deben utilizarse modelos de dispersión para cumplir los criterios sobre nivel de ruidos y para ayudar a diseñar el emplazamiento de la instalación, la altura de las chimeneas, barreras acústicas técnicas y aislamiento sonoro de los edificios.

El tráfico de vehículos relacionado con el yacimiento debe reducirse tanto como sea posible. Asimismo, deberá evitarse, cuando no sea necesario, el acceso a través de las comunidades locales. Las rutas de acceso aéreo y las alturas de vuelo bajas deben ser seleccionadas y programadas para reducir los impactos acústicos sin poner en peligro la navegación aérea y la seguridad.

La propagación de ruidos y vibraciones derivada de las operaciones sísmicas puede generar impactos en las poblaciones humanas y en la vida silvestre. Para minimizar los

impactos, en la planificación de los levantamientos sismológicos deben tenerse en cuenta los siguientes extremos:

- Minimizar las actividades sísmicas en la cercanía de las poblaciones locales siempre que sea posible
- Minimizar las operaciones simultáneas en líneas de prospección muy cercanas entre sí
- Utilizar la menor potencia posible en los vibradores
- Reducir los tiempos de operación en la medida de lo posible
- En caso de utilizarse métodos de barreno, debe seleccionarse adecuadamente el tamaño de la carga y la profundidad del orificio para reducir el nivel de ruido. El adecuado relleno u obstrucción de los orificios también contribuye a reducir la dispersión acústica.
- Identificar zonas y períodos temporales sensibles para la vida silvestre, tales como los lugares y estaciones de alimentación y cría, y evitarlos en caso de que sea posible
- En caso de que haya especies salvajes en la zona, supervisar su presencia antes de emprender las actividades que generan ruidos y a lo largo de todo el programa sísmico. En zonas donde se prevean impactos significativos a especies sensibles, debe recurrirse a personas con experiencia en la observación de la vida silvestre. Intensificar de forma pausada la actividad en zonas sensibles.

### Impactos terrestres y huella del proyecto

La huella del proyecto derivada de las actividades de exploración y construcción pueden incluir pistas sísmicas, pozos, instalaciones temporales como, por ejemplo, campamentos base de los trabajadores, almacenes de material (tubos), talleres, carreteras de acceso, pistas y helipuertos, almacenes para los equipos y lugares de extracción de los materiales de construcción (incluidas fosas de extracción y canteras).

Las huellas de explotación pueden incluir pozos, tratamiento de procesamiento permanente, instalaciones de transmisión y almacenamiento, los corredores de los derechos de paso de los conductos, las carreteras de acceso, las instalaciones auxiliares, las instalaciones de comunicación (por ejemplo antenas) y las líneas de generación y transmisión de energía. Los impactos pueden consistir en la pérdida de o daños en los hábitats terrestres, la creación de barreras a la movilidad de los animales salvajes, la erosión de suelos y la perturbación de las masas de agua, incluida la posible sedimentación, la introducción de especies de plantas invasivas no autóctonas y el deterioro paisajístico. El grado de perturbación dependerá de la actividad de que se trate, así como del emplazamiento y características de la vegetación existente, los rasgos topográficos y los cursos de agua.

Para minimizar los efectos sobre los paisajes existentes debe tenerse en cuenta el impacto visual de las instalaciones permanentes. El diseño debería aprovechar la topografía y vegetación existentes y, en caso de que sea técnicamente posible y siempre y cuando la huella global del proyecto no aumente significativamente, emplear instalaciones y tanques de almacenamiento de apariencia discreta. Asimismo, debe considerarse la posibilidad de elegir un color adecuado para pintar las estructuras de gran tamaño y que éstas no desentonen con el paisaje de fondo. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen orientaciones generales para minimizar la huella del proyecto durante las actividades de construcción y desmantelamiento.

Otras medidas de prevención y control para minimizar la huella de las instalaciones de petróleo y gas en tierra incluyen las siguientes:

- Situar todas las instalaciones en emplazamientos que eviten cualquier impacto grave en los hábitats terrestres y

acuáticos y planear las actividades de construcción para evitar los períodos sensibles del año

- Minimizar la cantidad de terreno necesaria para las instalaciones permanentes de superficie
- Minimizar las zonas de tala. Emplear, cuando sea posible, la tala a mano y evitar el empleo de maquinaria pesada, por ejemplo, niveladoras, especialmente en pendientes pronunciadas, cruces de agua y de humedales, y áreas boscosas o sensibles desde un punto de vista ecológico;
- Utilizar una instalación central de procesamiento / tratamiento cuando sea posible
- Minimizar el tamaño del pozo para las actividades de perforación y considerar el uso de técnicas de perforación de largo alcance direccional, por satélite / *cluster*, maximizando su uso en zonas sensibles
- Evitar, siempre que sea posible, construir instalaciones en las llanuras de inundación y a una distancia inferior a 100 metros del nivel normal de agua crecida de un curso de agua o de los pozos de agua utilizados para el consumo de agua o para usos domésticos
- Considerar la posibilidad de utilizar servicios y corredores de transporte existentes para las carreteras de acceso y los corredores de conductos en la medida de lo posible
- Considerar la posibilidad de desviar las carreteras de acceso para evitar ciertos impactos inducidos, como por ejemplo el aumento de la caza furtiva
- Minimizar la anchura de las servidumbres de paso de los conductos o carreteras de acceso durante la construcción y las operaciones tanto como sea posible
- Limitar la longitud de las zanjas para conductos que se dejan abiertas durante el proceso de construcción en todo momento. Para evitar que personas o animales caigan en las zanjas abiertas deben construirse vallas de seguridad y otros métodos en emplazamientos sensibles y en un radio de 500 metros de las poblaciones. En zonas alejadas, instalar rampas de escape de las zanjas abiertas para la fauna silvestre (normalmente, una cada kilómetro en los lugares en que haya fauna silvestre)
- Considerar el uso de estructuras para que los animales puedan cruzar a lo largo de los derechos de paso de los conductos y de las carreteras de acceso, como por ejemplo puentes, pasos y pasos elevados
- Siempre que sea posible, enterrar los conductos a lo largo de todo el recorrido a una distancia mínima de 1 metro con respecto a la parte superior del conducto
- Examinar cuidadosamente todas las opciones viables para la construcción de conductos a través de los ríos, incluyendo perforaciones horizontales
- Una vez finalizadas las actividades de construcción, limpiar y rehabilitar plenamente (incluida la replantación adecuada con especies de plantas autóctonas una vez acabada la construcción) el derecho de paso de los conductos y las instalaciones temporales, tales como las instalaciones de alojamiento para el personal, las naves de almacenamiento, las carreteras de acceso, los helipuertos y los talleres de construcción, volviendo a los perfiles topográficos y de drenaje originales
- Rehabilitar las instalaciones externas de extracción agregada, incluidas las fosas de extracción y las canteras (abiertas expresamente para la construcción o ampliamente utilizadas durante la misma)
- Implementar programas de reparación y mantenimiento para los emplazamientos rehabilitados
- Considerar la implementación de técnicas sismológicas de bajo impacto (por ejemplo minimizar la anchura de las líneas sísmicas (normalmente, no superior a los 5 m), limitar la línea de visión a lo largo de la línea de corte en las zonas boscosas (aproximadamente 350 metros)
- Considerar la posibilidad de utilizar métodos de barreno en lugar de *vibroscis* en caso de que sea necesario preservar la cubierta vegetal y cuando el acceso sea limitado. En zonas de escasa cubierta (por ejemplo desiertos o tundra

con capa de nieve), debe emplearse maquinaria vibroseis, pero los emplazamientos con suelos blandos deben evaluarse cuidadosamente para evitar una compactación excesiva

- En la medida necesaria, instalar medidas temporales y permanentes de control de la erosión y los sedimentos, medidas de estabilización de pendientes y medidas de minimización y control de los hundimientos en todas las instalaciones
- Mantener regularmente el crecimiento de la vegetación en las carreteras de acceso y en las instalaciones de superficie permanentes, y evitar la introducción de especies de plantas invasivas. Para controlar la vegetación, utilizar medidas de control de la vegetación biológicas, mecánicas y térmicas, y evitar la aplicación de herbicidas químicos todo lo posible.

Si se demuestra que es necesario emplear herbicidas para controlar el crecimiento de la vegetación a lo largo de las carreteras de acceso o en las instalaciones, el personal debe ser formado en su uso. Los herbicidas que deben evitarse son los 1a y 1b de la Clasificación de Plaguicidas según su grado de Peligro, la Clase II de la Clasificación recomendada de Plaguicidas según su grado de peligro por la Organización Mundial de la Salud (salvo bajo las estipulaciones recogidas en la Norma de Desempeño 3 del FCI: Prevención y Disminución de la Contaminación;<sup>7</sup>) y los Anexos A y B del Convenio de Estocolmo, excepto en las condiciones señaladas por el convenio<sup>8</sup>.

## Derrames

Los derrames producidos en las instalaciones en tierra, incluidos los conductos, pueden ser consecuencia de fugas, fallos en los equipos, accidentes, errores humanos o

interferencias de terceros. Las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen recomendaciones para la prevención y el control de los derrames, incluido el requisito de desarrollar un plan para prevenir y controlar los derrames.

Otras medidas para la prevención y el control de los derrames específicas para las instalaciones de petróleo y gas en tierra incluyen:

- Evaluar el riesgo de derrame en las instalaciones y en los sistemas de diseño, perforación, procesamiento y servicios auxiliares para reducir el riesgo de derrames graves no recogidos
- Garantizar un suplemento por corrosión durante la vida útil de las instalaciones o instalar sistemas de control y prevención de la corrosión en todos los conductos, equipos de procesamiento y tanques
- Instalar contenciones secundarias alrededor de los recipientes y tanques para contener fugas accidentales
- Instalar válvulas de parada para permitir una parada o un aislamiento rápidos en caso de derrame
- Desarrollar mecanismos automáticos de parada a través de un sistema de parada de emergencia en caso de episodios de derrame significativos, de modo que la instalación pueda rápidamente encontrarse de nuevo en condiciones seguras
- Instalar sistemas de detección de fugas. En los conductos, considerar la posibilidad de adoptar medidas como sistemas de telemetría, sistemas de Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés<sup>9</sup>), sensores de presión, válvulas de cierre y sistemas de parada de bombas

<sup>7</sup> Norma de Desempeño 3 del IFC: Prevención y Disminución de la Contaminación (2006). Disponible en [www.ifc.org/envsocstandards](http://www.ifc.org/envsocstandards)

<sup>8</sup> Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes (2001).

<sup>9</sup> Las siglas SCADA hacen referencia a los sistemas de control supervisor y de adquisición de datos que pueden utilizarse en las instalaciones de petróleo y gas o en otras instalaciones industriales para facilitar el seguimiento y el control de las plantas y equipos.

- Desarrollar programas de mantenimiento y seguimiento de la corrosión para garantizar la integridad de todos los equipos de campo. En el caso de los conductos, los programas de mantenimiento deben incluir la limpieza regular de los mismos, y considerar el uso de sistemas inteligentes de limpieza mediante "pigs", según sea necesario
- Garantizar una formación adecuada del personal en materia de prevención, contención y respuesta ante los derrames de petróleo
- Garantizar que los equipos de contención y respuesta ante derrames están desplegados o disponibles para una respuesta.

Todos los derrames deben documentarse y registrarse. Una vez que se ha producido un derrame, debe llevarse a cabo una investigación sobre sus causas y emprenderse las acciones correctivas para evitar que vuelva a suceder. Es necesario elaborar un Plan de Respuesta ante Derrames y disponer de la capacidad necesaria para implementarlo. El Plan de Respuesta ante Derrames debe tratar sobre los derrames potenciales de petróleo, sustancias químicas y combustibles que se produzcan en las instalaciones, los vehículos de transporte, las operaciones de carga y descarga y las roturas de conductos. El plan debe incluir:

- Una descripción de las operaciones, condiciones del lugar, apoyo logístico y propiedades del petróleo
- La identificación de las personas responsables del manejo de la respuesta ante derrames, incluido sus facultades, funciones y detalles de contacto
- Documentación de las medidas de cooperación con las agencias públicas según sea conveniente
- La evaluación del riesgo de derrame, definiendo la frecuencia y volumen estimados de los derrames de las diferentes posibles fuentes

- Trayectoria de los derrames de petróleo en cursos superficiales de agua potencialmente afectados, previendo dónde puede desembocar el petróleo y el impacto ambiental para determinadas hipótesis creíbles más probables (incluyendo el peor escenario posible, como por ejemplo el reventón de un pozo de petróleo) empleando un modelo informático adecuado e internacionalmente reconocido
- Una clara demarcación de la gravedad del derrame, de acuerdo con el volumen del mismo, empleando un enfoque claramente definido de Nivel I, Nivel II y Nivel III
- Como mínimo, las estrategias y equipos para manejar los derrames de Nivel I
- Acuerdos y procedimientos para movilizar los recursos externos para responder a derrames de mayor volumen y estrategias de despliegue
- Enumeración completa, descripción, emplazamiento y utilización de los equipos de respuesta en el lugar y fuera del mismo y tiempos de respuesta estimados para desplegar los equipos
- Cartografía de la sensibilidad del medio ambiente en peligro. La información debería incluir: tipos de suelo; recursos acuáticos subterráneos y superficiales; áreas ecológicas y protegidas sensibles; tierra agrícola; rasgos residenciales, industriales, recreativos, culturales y paisajísticos de importancia; aspectos estacionales de las características pertinentes, y tipos de respuesta ante los derrames de petróleo que deben desplegarse
- Identificación de las prioridades de respuesta, con aportaciones de las partes potencialmente afectadas o interesadas
- Estrategias de limpieza e instrucciones para la manipulación del aceite recuperado, sustancias químicas, combustibles u otros materiales contaminados recuperados, incluyendo su transporte, almacenamiento temporal y tratamiento / eliminación.

## Desmantelamiento

El desmantelamiento de las instalaciones en tierra suele incluir la total retirada de las instalaciones permanentes y el abandono de los pozos, incluyendo los equipos y el material asociados, y la eliminación o el reciclaje de los residuos. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** proporcionan orientaciones generales para la prevención y el control de los impactos ambientales más comunes durante las actividades de desmantelamiento. Otros requisitos específicos que deben tenerse en cuenta para las instalaciones petrolíferas y gasísticas incluyen las opciones para el abandono de los pozos y el desmantelamiento de los conductos.

Los pozos deben ser abandonados en una condición estable y segura. El hueco debe sellarse a nivel de superficie con tapones de cemento y todas las zonas donde se sepa que hay hidrocarburos deben aislarse para evitar la migración de los fluidos. Los acuíferos también deben aislarse. Si la tierra se destina a usos agrícolas, la cubierta superficial debe cortarse y cubrirse bajo un arado profundo.

Las opciones de desmantelamiento para los conductos incluyen dejarlos en el lugar o retirarlos para su reutilización, reciclaje o eliminación, especialmente en caso de que se encuentren sobre la superficie e interfieran con las actividades humanas. Los conductos que se dejen en el lugar deben ser desconectados y aislados de todas las fuentes potenciales de hidrocarburos, lavados y purgados de hidrocarburos, y sellados en sus extremos.

Debe formularse un plan preliminar de desmantelamiento y recuperación que identifique las opciones de eliminación de todos los equipos y materiales, incluyendo los productos usados y los residuos generados en el lugar. El plan debería abarcar la retirada del aceite de las líneas de flujo, la retirada de los equipos e instalaciones en superficie, el abandono de los pozos, y el desmantelamiento y restitución de los conductos.

Dicho plan debe ser desarrollado durante las operaciones del yacimiento y estar plenamente definido antes del final de la vida del mismo, y debe incluir detalles sobre las disposiciones para implementar las actividades de desmantelamiento y acuerdos para el seguimiento y manejo posteriores al desmantelamiento.

## 1.2 Higiene y seguridad en el trabajo

Las cuestiones relacionadas con la higiene y la seguridad en el trabajo deben formar parte de una evaluación comprensiva de los peligros y riesgos incluyendo, por ejemplo, un estudio de identificación de riesgos [HAZID], un análisis de riesgos y operabilidad [HAZOP] u otros estudios de evaluación de riesgos. Los resultados deben utilizarse para planificar el manejo de la higiene y la seguridad, diseñar la instalación y sistemas seguros de trabajo, y preparar y comunicar procedimientos de trabajo seguros.

Las instalaciones deben estar diseñadas para eliminar o reducir las posibilidades de sufrir heridas o accidentes y tener en cuenta las condiciones ambientales existentes en el lugar, incluida la posibilidad de peligros naturales extremos, tales como terremotos y huracanes.

La planificación del manejo de las cuestiones relativas a la salud y la seguridad debe demostrar: que va a adoptarse un enfoque sistemático y estructurado para el manejo de la salud y la seguridad, y que se dispone de controles para reducir los riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente posible; que el personal está adecuadamente formado; y que los equipos están mantenidos en condiciones seguras. Se recomienda asimismo la formación de un comité de salud y seguridad en la instalación.

Debe desarrollarse un sistema de Permisos Oficiales de Trabajo (POT) para las instalaciones. El POT garantizará que todo trabajo potencialmente peligroso se lleva a cabo en condiciones seguras, así como la efectiva autorización del

trabajo designado, comunicación efectiva del trabajo que se ha de llevar a cabo (incluidos los riesgos que supone) y los procedimientos para un aislamiento seguro que hay que seguir antes de iniciar el trabajo. De implementarse un procedimiento de bloqueo y etiquetado de los equipos para asegurar que ellos quedan aislados de las fuentes de energía antes su reparación o retirada.

Las instalaciones deberían estar equipadas, como mínimo, con personal especializado en primeros auxilios (personal de atención industrial pre hospitalaria) y los medios para proporcionar asistencia remota a pacientes a corto plazo. Asimismo, y en función del número de trabajadores y de la complejidad de la instalación, debe considerarse la posibilidad de suministrar una unidad médica y un profesional sanitario. En casos concretos, las instalaciones de telemedicina pueden constituir una opción alternativa.

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** describen las medidas generales de diseño y funcionamiento de las instalaciones para manejar los principales riesgos para la higiene y la seguridad en el trabajo. Las guías proporcionan orientaciones generales específicas para las actividades de construcción y desmantelamiento, así como orientaciones sobre formación en materia de higiene y seguridad, equipos de protección personal y el manejo de los riesgos físicos, químicos, biológicos y radiológicos comunes a todas las industrias.

Otras cuestiones sobre higiene y seguridad en el trabajo en las operaciones de petróleo y gas en tierra que también deben examinarse incluyen:

- Incendios y explosiones
- Calidad del aire
- Materiales peligrosos
- Transporte

- Reventones en los pozos
- Preparación y respuesta ante emergencias

## Incendios y explosiones

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen orientaciones sobre precauciones frente al fuego y sobre la prevención y el control de incendios y explosiones.

Con el fin de evitar y controlar el riesgo de incendios y explosiones, las instalaciones de petróleo y gas en tierra deben ser diseñadas, construidas y manejadas de acuerdo con las normas internacionales<sup>10</sup>. La forma más efectiva de evitar incendios y explosiones en las instalaciones petroleras y gasísticas es evitar el derrame de material inflamable y gas, y la rápida detección e interrupción de fugas. Las fuentes potenciales de encendido deben mantenerse al mínimo y debe preverse una distancia de separación adecuada entre dichas fuentes y los materiales inflamables, así como entre las instalaciones de procesamiento y los edificios adyacentes<sup>11</sup>. Las instalaciones deben clasificarse por áreas de peligro basadas en las buenas prácticas internacionales<sup>12</sup> y en función de la probabilidad de derrames de gases y líquidos inflamables.

Las medidas de prevención y control de incendios y explosiones deberían incluir también:

- Suministrar protección pasiva frente a incendios para prevenir la propagación del fuego en caso de que se produzca un incidente, lo cual incluye:

<sup>10</sup> Un ejemplo de buena práctica incluye el Código 30 de la United States (US) National Fire Protection Association (NFPA): Flammable and Combustible Liquids Code. Pueden encontrarse orientaciones adicionales para minimizar la exposición a la electricidad estática y la iluminación en American Petroleum Institute (API) Recommended Practice: Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents (2003).

<sup>11</sup> En el Código 30 de la US NFPA puede encontrarse más información sobre distancias de seguridad.

<sup>12</sup> Véase el grupo de trabajo API RP 500/505 sobre la clasificación de la zona eléctrica, International Electrotechnical Commission, o los British Standards (BS).

- Protección pasiva frente a incendios en estructuras de carga, muros resistentes al fuego y particiones entre piezas resistentes al fuego
- Diseñar las estructuras de carga teniendo en cuenta la onda expansiva o muros resistentes a las explosiones
- Basar el diseño de las estructuras resistentes a las explosiones y la necesidad de muros resistentes a las explosiones en una evaluación de las características probables de las explosiones
- Considerar específicamente los revestimientos antiexplosiones o sistemas de ventilación para explosiones y protección contra incendios y explosiones para las cabezas de pozo, zonas de seguridad y zonas residenciales
- Evitar las posibles fuentes de encendido, como por ejemplo:
  - Tomas de tierra adecuadas para evitar la acumulación de electricidad estática y los riesgos relacionados con la electricidad (incluidos procedimientos formales para la utilización y mantenimiento de las conexiones a tierra)<sup>13</sup>
  - Instalaciones eléctricas intrínsecamente seguras y herramientas sin chispa<sup>14</sup>
- Una combinación de sistemas de alarma ante incendios automáticos y manuales que puedan oírse en toda la instalación
- Sistemas de protección contra incendios activos, situados de modo que permitan una respuesta rápida y efectiva. Los equipos de extinción de incendios deben satisfacer las especificaciones técnicas internacionalmente reconocidas para la clase y la cantidad de materiales inflamables y

combustibles presentes en la instalación<sup>15</sup>. Dependiendo del tipo de fuego y de la evaluación sobre el impacto del incendio pueden emplearse diversos sistemas activos de extinción de incendios (por ejemplo, sistemas fijos a base de espuma, sistemas fijos de agua contra incendios, sistemas de extinción por CO<sub>2</sub> y equipos portátiles, tales como extintores de incendios y vehículos especializados). La instalación de sistemas contra incendios basados en halón no se considera en la actualidad una buena práctica y debe evitarse. Debe disponerse de bombas de agua contra incendios, diseñadas para expulsar agua a la presión adecuada. Es esencial la comprobación y mantenimiento periódicos de los equipos de extinción contra incendios.

- Todos los sistemas contra incendios deben estar situados en un área segura de la instalación, protegida de fuego por la distancia o por muros cortafuegos. En caso de que el sistema o una pieza de los equipos se encuentran en una zona susceptible de incendiarse, debería estar protegida frente a fuego pasivo o contar con total protección.
- Evitar las atmósferas explosivas en los espacios cerrados haciéndolos inertes.
- Proteger las zonas de alojamiento mediante la distancia o mediante muros cortafuegos. Las tomas del aire de ventilación deben evitar que el humo penetre en las zonas de alojamiento.
- Implementar procedimientos de seguridad desde en la carga y descarga del producto hasta en los sistemas de transporte (por ejemplo buques cisterna, vagones y camiones cisterna, y recipientes<sup>16</sup>), lo que incluye utilizar válvulas de control a prueba de fallos y equipos de parada de emergencia.

<sup>13</sup> Véase la Guía Internacional para la Seguridad de los Tanqueros Petroleros y sus Terminales (ISGOTT), Capítulo 20.

<sup>14</sup> Véase ISGOTT, Capítulo 19.

<sup>15</sup> Como los US NFPA o estándares equivalentes.

<sup>16</sup> Un ejemplo de buena práctica industrial en la carga y descarga de cisternas es la ISGOTT.

- Elaborar un plan de respuesta ante incendios respaldado por los recursos necesarios para implementarlo
- Proporcionar formación en materia de seguridad y respuesta frente a incendios como parte de la iniciación / formación de los trabajadores en materia de higiene y seguridad, incluida la formación en la utilización de los equipos de extinción de incendios y evacuación, proporcionando una formación avanzada en materia de seguridad contra incendios a un equipo de lucha contra incendios constituido al efecto.

### Calidad del aire

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen orientaciones para el mantenimiento de la calidad del aire en el lugar de trabajo, y para proporcionar un suministro de aire fresco con los niveles de calidad exigidos.

Las instalaciones deben estar equipadas con un sistema confiable para la detección de gas que permita aislar la fuente de la filtración y reducir la reserva de gas que puede filtrarse. Debe ponerse en marcha el aislamiento o la despresurización de los equipos con el fin de disminuir la presión del sistema y reducir de este modo la fuga del caudal. Los mecanismos de detección de gas también deben emplearse para autorizar la entrada y la realización de actividades dentro de espacios cerrados.

En todos aquellos lugares en que pueda acumularse gas de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) deben tenerse en cuenta las siguientes medidas:

- Desarrollar un plan de emergencias para el caso de fugas de  $H_2S$  que incluya todos los aspectos, desde la evacuación hasta la reanudación de las operaciones normales
- Instalar monitores capaces de activar una señal de alarma siempre que las concentraciones detectadas de  $H_2S$

superen los 7 miligramos por metro cúbico ( $mg/m^3$ ). El número y emplazamiento de los monitores debe determinarse sobre la base de una evaluación de las plantas proclives a las emisiones de  $H_2S$  y a los riesgos laborales

- Proporcionar a los trabajadores que se encuentren en lugares con un alto riesgo de exposición detectores de  $H_2S$ , además de respiradores autónomos y suministro de oxígeno de emergencia convenientemente localizados para permitir al personal interrumpir su tarea en condiciones seguras y trasladarse a un refugio temporal o un resguardo seguro
- Prever una ventilación adecuada de los edificios ocupados para evitar la acumulación de gas de sulfuro de hidrógeno;
- Formar a los trabajadores en la utilización de los equipos de seguridad y respuesta en caso de fuga.

### Materiales peligrosos

El diseño de las instalaciones en tierra debe reducir la exposición del personal a sustancias químicas, combustibles y productos que contengan sustancias peligrosas. El empleo de sustancias y productos clasificados como tóxicos, cancerígenos, alergénicos, mutagénicos, teratogénicos o muy corrosivos debe ser identificado y sustituido, siempre que sea posible, por alternativas menos peligrosas. En las instalaciones debe estar disponible y fácilmente accesible una Hoja de Datos de Seguridad de Materiales (HDSM) para cada químico empleado. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen un enfoque general jerárquico sobre la prevención de impactos procedentes de riesgos químicos.

Debe prepararse un procedimiento para el control y manejo de todas las fuentes radioactivas que se empleen durante las operaciones, así como un contenedor designado y protegido para su almacenamiento cuando la fuente no esté en uso.

En aquellos lugares en que los materiales radiactivos naturales puedan precipitarse en forma de incrustaciones o lodos en las tuberías de procesamiento y recipientes de producción, las instalaciones y los equipos de procesamiento deben supervisarse para controlar la presencia de materiales radiactivos naturales al menos una vez cada cinco años, o siempre que los equipos se retiren del servicio por razones de mantenimiento. En caso de que se detecten materiales radiactivos naturales, debe desarrollarse un programa de manejo de los mismos de modo que se apliquen procedimientos de manipulación adecuados. Dichos procedimientos deben determinar la clasificación de la zona donde se hallen los materiales radiactivos naturales y el nivel necesario de supervisión y control. Se considera que las instalaciones se han visto afectadas cuando los niveles superficiales están por encima de los 4,0 Bq/cm<sup>2</sup> para las radiaciones gamma/beta y de los 0,4 Bq/cm<sup>2</sup> para las radiaciones alpha<sup>17</sup>. El operador debe decidir si dejar los materiales radiactivos naturales sobre el terreno o limpiarlos y descontaminarlos retirándolos para su eliminación según se describe en la Sección 1.1 de esta Guía.

## Reventones en los pozos

El flujo incontrolado de los fluidos del yacimiento en el pozo perforado puede provocar una liberación no controlada de hidrocarburos y causar un reventón. Las medidas para evitar reventones durante la perforación deben centrarse en mantener la presión hidrostática del pozo perforado estimando efectivamente la presión de los fluidos de formación y la solidez de las formaciones subterráneas. Esto puede lograrse con técnicas como: una adecuada planificación previa a la perforación del pozo, registros de fluidos de perforación; utilizar fluidos de perforación o de terminación de densidad suficiente para equilibrar las presiones en el pozo perforado; e instalar un sistema de prevención de reventones (BOP, por sus siglas en

inglés) que pueda ser cerrado rápidamente en caso de un flujo de entrada incontrolado de fluidos de formación y que permita la circulación en el pozo por seguridad venteando el gas en la superficie y canalizar el petróleo de modo que pueda envasarse. El BOP debería funcionar hidráulicamente y ser accionado automáticamente, y debe ser verificado a intervalos regulares. El personal de la instalación debe llevar a cabo perforaciones regulares de control del pozo y el personal clave debe asistir periódicamente a una escuela certificada de control de pozos.

Las cabezas de pozo deben someterse a un mantenimiento y seguimiento regulares durante el proceso de producción, mediante el control y la inspección de la corrosión y el seguimiento de la presión. Las medidas de emergencia en caso de reventón deben aparecer en el Plan de Respuesta ante Emergencias de la instalación.

## Transporte

Los incidentes relacionados con el transporte por carretera son una de las principales causas de heridas y muerte en la industria petrolera y gasística. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen las medidas para garantizar la seguridad del tráfico en las industrias.

Los proyectos petrolíferos y gasísticos deben desarrollar un plan de manejo de la seguridad vial para la instalación durante todas las fases de la explotación. Deben adoptarse medidas para formar a todos los conductores en métodos de conducción seguros y defensivos y en el transporte seguro de pasajeros. Es necesario implementar y hacer cumplir los límites de velocidad a todos los vehículos. Los vehículos deben mantenerse en condiciones apropiadas de circulación e incluir todo el equipo de seguridad necesario.

Deberían desarrollarse procedimientos de seguridad para el transporte aéreo (incluidos helicópteros) del personal y el

<sup>17</sup> US Environmental Protection Agency (EPA) 49 CFR 173: Surface Contaminated Object (SCO) y International Atomic Energy Agency (IAEA) Safety Standards Series n° ST-1, §508

equipo, y proporcionarse sistemáticamente consignas de seguridad para los pasajeros y equipos de seguridad. Las cubiertas para helicópteros situadas en o cerca de las instalaciones deben cumplir los requisitos de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI).

### Preparación y respuesta ante emergencias

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen orientaciones sobre la preparación y respuesta ante emergencias, incluidos los recursos para situaciones de emergencia. Las instalaciones de petróleo y gas en tierra deben establecer y mantener un elevado nivel de preparación ante emergencias para garantizar una respuesta efectiva y rápida a los incidentes. Deben identificarse a través de evaluaciones de riesgo los posibles accidentes más desfavorables y diseñar e implementar las condiciones de preparación adecuadas. Asimismo, es necesario formar para la instalación un equipo de respuesta ante emergencias que esté entrenado para responder ante posibles emergencias, rescatar a personas heridas y llevar a cabo actuaciones de emergencia. El equipo debe coordinar sus actuaciones con otras agencias y organizaciones que puedan tener que participar en la respuesta a una emergencia.

El personal debe disponer de equipos adecuados y suficientes convenientemente situados para la evacuación de la instalación. Dichos equipos deben estar provistos con salidas de emergencia que permitan una evacuación rápida a un refugio seguro. Las salidas de emergencia deben estar claramente indicadas, y deben existir salidas alternativas. Deben llevarse a cabo ejercicios de preparación ante emergencias con una frecuencia proporcional al riesgo del proyecto. La programación mínima de prácticas que habría que implementar es la siguiente:

- Perforaciones trimestrales sin desplegar los equipos

- Perforaciones de evacuación y formación para abandonar las instalaciones en diferentes condiciones climáticas y períodos del día
- Simulacros de perforación anuales con despliegue de los equipos
- Actualización de la formación a medida que se necesite sobre la base de una evaluación continua.

Debe prepararse un Plan de Respuesta ante Emergencias que contenga, como mínimo, las siguientes medidas:

- Una descripción de la organización de la respuesta (estructura, funciones, responsabilidades y personas responsables de adoptar las decisiones)
- Descripción de los procedimientos de respuesta (detalles los equipos de respuesta, el emplazamiento de los mismos, los procedimientos, los requisitos de formación, las responsabilidades, etc.)
- Descripciones y procedimientos de los sistemas de alerta y comunicaciones
- Medidas cautelares para proteger los pozos
- Acuerdos sobre los pozos de descarga, incluida una descripción de los equipos, consumibles y sistemas de apoyo que deben emplearse
- Descripción de los recursos existentes en el lugar para primeros auxilios y del apoyo sanitario auxiliar disponible
- Descripción de otras instalaciones de emergencia, como por ejemplo estaciones de combustible de emergencia
- Descripción de los equipos y aparatos de supervivencia, de las instalaciones de alejamiento alternativas y de las fuentes de energía de emergencia
- Procedimientos de evacuación
- Procedimientos de Evacuación Médica de Emergencia para el personal herido o enfermo
- Políticas que definan las medidas para limitar o frenar el suceso, y condiciones de finalización de la actuación.

### 1.3 Higiene y seguridad en la comunidad

Los impactos en la higiene y seguridad de la comunidad durante la construcción y desmantelamiento de las instalaciones son comunes a los de la mayoría de las demás instalaciones industriales, y se analizan en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.

#### Riesgos físicos

Las cuestiones de higiene y seguridad comunitarias específicas de las instalaciones petrolíferas y gasísticas pueden incluir la exposición potencial a derrames, incendios y explosiones. Para proteger a las comunidades cercanas y a las instalaciones relacionadas de este tipo de riesgos debe establecerse el emplazamiento de las instalaciones del proyecto y una zona de seguridad adecuada entorno a dichas instalaciones, sobre la base de una evaluación del riesgo. Asimismo, debe desarrollarse un plan comunitario de preparación y respuesta ante emergencias que tenga en cuenta el papel de las comunidades y la infraestructura comunitaria adecuada. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** proporcionan más información sobre los elementos de los planes de emergencia.

Las comunidades pueden verse expuestas a peligros físicos asociados con las instalaciones, incluidos los pozos y las redes de conductos. Los peligros pueden deberse al contacto con componentes calientes, a fallos en los equipos, la presencia de conductos operativos o de pozos en funcionamiento o abandonados e infraestructura abandonada que puede generar riesgos asociados a espacios cerrados o caídas. Para evitar el contacto de las personas con lugares y equipos peligrosos y con materiales peligrosos, deben instalarse junto a las instalaciones permanentes y las estructuras temporales medidas que disuadan del acceso (como por ejemplo, vallas) y señales de aviso. Deberá facilitarse formación pública para

alertar de los riesgos existentes, así como orientaciones claras acerca del acceso y de las limitaciones de uso de la tierra en las zonas de seguridad o en las zonas de derecho de paso de los conductos.

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** (y, en particular, las secciones dedicadas a "Manejo de materiales peligrosos" y "Seguridad del tráfico") presentan las estrategias de manejo de los riesgos comunitarios asociadas al transporte de materiales peligrosos por carretera. Las orientaciones aplicables al transporte por ferrocarril se tratan en las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para los ferrocarriles**, mientras que el transporte por mar se trata en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad para las embarcaciones**.

#### Sulfuro de hidrógeno

Es necesario analizar cuidadosamente la posible exposición de los miembros de la comunidad a las emisiones al aire procedentes de las instalaciones durante el diseño de éstas y durante el proceso de planificación de las operaciones. Deben implementarse todas las precauciones necesarias en el diseño y ubicación de la instalación y / o en los sistemas y procedimientos de trabajo para garantizar que las actividades no tienen ningún impacto sobre la salud de las poblaciones humanas y de los trabajadores.

En caso de existir un riesgo de exposición para las comunidades al sulfuro de hidrógeno generado por las actividades, deberían implementarse las siguientes medidas:

- Instalación de una red de seguimiento del gas de sulfuro de hidrógeno, determinándose el número y emplazamiento de las estaciones de seguimiento mediante un modelo de dispersión del aire que tenga en cuenta el emplazamiento de las fuentes de emisión y las áreas de uso comunitario y zonas residenciales

- Funcionamiento continuo de sistemas de seguimiento del gas de sulfuro de hidrógeno para facilitar una pronta detección y alerta
- Planes de emergencia que tengan en cuenta las aportaciones de la comunidad para poder responder de forma efectiva a las alertas emitidas por el sistema de seguimiento.

## Seguridad

El acceso no autorizado a las instalaciones debe evitarse mediante la colocación de una valla perimétrica alrededor de las mismas y el establecimiento de puntos para el control de acceso (puertas bajo vigilancia). Asimismo, debe controlarse el acceso público. Las zonas donde comienzan los controles de seguridad en los límites de la propiedad deben estar convenientemente marcadas mediante señales y áreas cerradas. Las señales de tráfico deben indicar claramente las entradas independientes para camiones / entregas y vehículos de visitantes / empleados. Debe considerarse la posibilidad de establecer procedimientos para detectar intrusos (por ejemplo, a través de circuitos cerrados de televisión). Para mejorar la vigilancia y minimizar la posibilidad de que entren intrusos, la instalación debe estar adecuadamente iluminada.

## 2.0 Indicadores y seguimiento del desempeño

### 2.1 Medio ambiente

#### Guías sobre emisiones y efluentes

La Tabla 1 presenta las guías sobre efluentes y emisiones para el desarrollo de petróleo y gas en tierra. Cuando uno o más miembros del Grupo del Banco Mundial participan en un proyecto, las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad se aplican con arreglo a los requisitos de sus respectivas políticas y normas. Se da por supuesto que las actuaciones contempladas en la guías son factibles en circunstancias

normales de funcionamiento en instalaciones debidamente diseñadas y explotadas a través de la aplicación de las técnicas de prevención y control de la contaminación tratadas en las secciones previas del presente documento.

Las guías sobre efluentes son aplicables a las descargas directas de efluentes tratados a aguas superficiales para uso general. Los niveles de descarga específicos del emplazamiento pueden establecerse basándose en la disponibilidad y condiciones de los sistemas públicos de recogida y tratamiento de aguas de alcantarillado o, si se vierten directamente en aguas superficiales, de acuerdo con la clasificación del uso del agua receptora descrita en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen recomendaciones sobre las emisiones procedentes de actividades de generación de vapor y electricidad de fuentes con una capacidad igual o inferior a 50 megavatios térmicos (MWth). Las emisiones procedentes de centrales eléctricas de mayor capacidad se tratan en las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las centrales térmicas**. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen orientación sobre consideraciones ambientales basadas en la carga total de emisiones.

#### Seguimiento ambiental

En los programas de seguimiento ambiental implementados para este sector deben abordarse todas las actividades identificadas que podrían tener impactos importantes en el medio ambiente durante las operaciones normales y en condiciones irregulares. Las actividades de seguimiento ambiental deben basarse en indicadores directos o indirectos de las emisiones, en los efluentes y en el uso de los recursos aplicables al proyecto concreto.

Las actividades de seguimiento deben llevarse a cabo con la frecuencia que sea suficiente para proporcionar datos representativos sobre el parámetro en cuestión. Estas actividades deben ser realizadas por personas idóneas, que han de seguir los procedimientos indicados de seguimiento y mantenimiento de registros y utilizarán equipos calibrados y mantenidos adecuadamente. La información obtenida debe ser analizada y examinada a intervalos periódicos y comparada con las normas operativas con el fin de adoptar las medidas correctoras que sean necesarias. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen orientaciones adicionales sobre los métodos analíticos y de muestreo que pueden aplicarse en el caso de las emisiones y efluentes.

**Tabla 1. Niveles de emisiones, efluentes y residuos en el desarrollo de petróleo y gas en tierra**

Parámetro	Valor de las guías
Fluidos y cortes de perforación	Tratamiento y eliminación según las orientaciones contenidas en la Sección 1.1 de este documento.
Arena producida	Tratamiento y eliminación según las orientaciones contenidas en la Sección 1.1 de este documento.
Agua producida	Tratamiento y eliminación según las orientaciones contenidas en la Sección 1.1 de este documento. Para las descargas en aguas superficiales o en la tierra: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Contenido total en hidrocarburos: 10 mg/L</li> <li>○ pH: 6 - 9</li> <li>○ DBO: 25 mg/L</li> <li>○ DQO: 125 mg/L</li> <li>○ SST: 35 mg/L</li> <li>○ Fenoles: 0.5 mg/L</li> <li>○ Sulfuros: 1 mg/L</li> <li>○ Metales pesados (total)<sup>a</sup>: 5 mg/L</li> <li>○ Cloruros: 600 mg/l (promedio), 1.200 mg/L (máximo)</li> </ul>
Aguas de prueba hidrostática	Tratamiento y eliminación según las orientaciones contenidas en la Sección 1.1 de este documento. Para las descargas en aguas superficiales o en la tierra, ver los parámetros para el agua producida en esta tabla.
Fluidos de terminación y de acondicionamiento del pozo	Tratamiento y eliminación según las orientaciones contenidas en la Sección 1.1 de este documento. Para las descargas en aguas superficiales o en la tierra: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Contenido total en hidrocarburos: 10 mg/L.</li> <li>○ pH: 6 - 9</li> </ul>
Drenaje de aguas pluviales	Las escorrentías de aguas pluviales deben tratarse a través de un sistema de separación de sustancias aceitosas / agua capaz de alcanzar una concentración de aceite & lubricante de 10 mg/L.
Aguas de refrigeración	El efluente debe provocar un incremento de la temperatura no superior a 3° C en el límite de la zona donde se producen la

**Tabla 1. Niveles de emisiones, efluentes y residuos en el desarrollo de petróleo y gas en tierra**

Parámetro	Valor de las guías
	mezcla y dilución iniciales. Cuando la zona no se halle definida, utilizar como referencia 100 metros desde el punto de descarga.
<b>Aguas de alcantarillado</b>	Tratamiento según las orientaciones contenidas en las guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad, incluidos los requisitos relativos a las descargas.
<b>Emisiones al aire</b>	Tratamiento según las orientaciones contenidas en la Sección 1.1 de este documento. La concentración de emisiones, según lo descrito en las guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad, y: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ H<sub>2</sub>S: 5 mg/Nm<sup>3</sup></li> </ul>
Notas: <sup>a</sup> Los metales pesados incluyen: arsénico, cadmio, cromo, cobre, plomo, mercurio, níquel, plata, vanadio y zinc.	

## 2.2 Higiene y seguridad en el trabajo

### Guías sobre higiene y seguridad en el trabajo

Para evaluar el desempeño en materia de higiene y seguridad en el trabajo deben utilizarse las guías sobre exposición que se publican en el ámbito internacional, entre ellas: las guías sobre la concentración máxima admisible de exposición profesional (TLV®) y los índices biológicos de exposición (BEIs®) publicados por la American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)<sup>18</sup>, la Guía de Bolsillo sobre Riesgos Químicos publicada por el Instituto Nacional de Higiene y Seguridad del Trabajo de los Estados Unidos (NIOSH)<sup>19</sup>, los límites permisibles de exposición publicados por la Administración de Seguridad e Higiene en el Trabajo de los Estados Unidos (OSHA, por su sigla en inglés)<sup>20</sup>, los valores límite indicativos de exposición profesional publicados por los Estados miembros de la Unión Europea<sup>21</sup>, u otras fuentes similares.

Debe prestarse especial atención a las guías sobre exposición al sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) en el trabajo. Para las guías sobre la exposición en el trabajo a materiales radioactivos naturales, los lectores deberían consultar los valores promedio y máximos publicados por el NORM Waste Management Committee de Canadá, Health Canada, la Australian Petroleum Production and Exploration Association u otras fuentes internacionalmente reconocidas.

### Tasas de accidentes y letalidad

Deben adoptarse medidas para reducir a cero el número de accidentes entre los trabajadores del proyecto (sean empleados directos o personal subcontratado), especialmente los accidentes que pueden causar una pérdida de horas de trabajo,

diversos niveles de discapacidad o, inclusive, muerte. Como punto de referencia para evaluar las tasas del proyecto puede utilizarse el desempeño de instalaciones en este sector en países desarrollados, que se obtiene consultando las fuentes publicadas (por ejemplo, a través de la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos y el Comité Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido)<sup>22</sup>.

### Seguimiento de la higiene y la seguridad en el trabajo

Es preciso realizar un seguimiento de los riesgos que pueden correr los trabajadores en el entorno laboral del proyecto concreto. Las actividades de seguimiento deben ser diseñadas y aplicadas por profesionales acreditados<sup>23</sup> como parte de un programa de seguimiento de la higiene y seguridad en el trabajo. En las instalaciones, además, debe llevarse un registro de los accidentes y enfermedades laborales así como de los sucesos y accidentes peligrosos. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen orientaciones adicionales sobre los programas de seguimiento de la higiene y seguridad en el trabajo.

<sup>18</sup> <http://www.acgih.org/TLV/>

<sup>19</sup> Disponible en: <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

<sup>20</sup> Disponible en:

[http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDARD\\_DS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARD_DS&p_id=9992)

<sup>21</sup> Disponible en: [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/)

<sup>22</sup> Disponible en: <http://www.bls.gov/iif/> y

<http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

<sup>23</sup> Los profesionales acreditados incluyen: higienistas industriales certificados, higienistas ocupacionales diplomados o profesionales de la seguridad certificados o su equivalente.

### 3.0 Referencias y fuentes adicionales

- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 1996. Drilling Waste Management. Directiva 050. Calgary, Alberta: EUB.
- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 1999. Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration. Directiva 060. Calgary, Alberta.
- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 2005a. Requirements and Procedures for Pipelines. Directiva 066. Calgary, Alberta: EUB.
- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 2005b. Requirements and Procedures for Oilfield Waste Management Facilities. Directiva 063. Calgary, Alberta: EUB.
- American Petroleum Institute (API). 1997. Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations. API E5. segunda edición. Washington, DC: API.
- API. 1997. Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment. API Publ. 7103. Washington, DC: API.
- API. 2003. Recommended Practice: Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents (6<sup>th</sup> edition, December 1998). Washington, DC: API.
- Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). 1993. Guía ambiental n°5. Control y mitigación de los efectos ambientales de la deforestación y la erosión. Montevideo, Uruguay: ARPEL.
- ARPEL. 2005. Guía ambiental n°11. Administración ambiental del diseño, construcción, operación y mantenimiento de Hydrocarbon Pipelines. Elaborada por Alconsult International Ltd. Montevideo, Uruguay: ARPEL.
- Australian Petroleum Production and Exploration Association Limited (APPEA). 2002. Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials. Canberra: APPEA. Disponible en <http://www.appea.com.au/PolicyIndustryIssues/documents/normguide.pdf>
- Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. Final Draft. Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste. Calgary, Alberta. Disponible en [http://www.eub.gov.ab.ca/lbbs/documents/reports/TechReport\\_NORM.pdf](http://www.eub.gov.ab.ca/lbbs/documents/reports/TechReport_NORM.pdf)
- Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes. 2001. Disponible en: <http://www.pops.int/>
- Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 2002. Western European Cross-Country Oil Pipelines 30-Year Performance Statistics. Informe n° 1/02. Bruselas: CONCAWE.
- Energy and Biodiversity Initiative. 2005. Good Practice in the Prevention and Mitigation of Primary and Secondary Biodiversity Impacts. Washington, DC.
- Fórum sobre Exploración y Producción (E&P) (ahora OGP). 1991. Pautas de operación de la industria petrolera para las selvas tropicales. Informe n° 2.49/170. Londres: E&P Forum/UNEP.
- E&P Forum. 1993. Pautas para el manejo del material de desecho en exploración y producción. Informe n° 2.58/196. Londres: E&P Forum.
- E&P Forum/United Nations Environment Programme (UNEP). 2000. Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production: An overview of issues and management approaches. Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication. London: E&P Forum.
- Gobierno de Italia. 2006. 506/9 Codice Ambiente Decreto Legislativo, 3 de abril del 2006 n° 152 (Norme in Materia Ambientale) e relativi decreti attuativi. Roma.
- Health Canada, Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee. 2000. Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM). Ottawa, Ontario: Minister of Public Works and Government Services Canada.
- International Association for Geophysical Contractors (IAGC). 2001. Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations. Houston: IAGC.
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2000. Guidelines for Produced Water Injection. Informe n° 2.80/302. Enero de 2000. London: OGP. Disponible en: <http://www.ogp.org.uk/pubs/302.pdf>
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004a. Environmental Performance in the E&P Industry. Informe n° 372. Noviembre de 2005. London: OGP. Disponible en: <http://www.ogp.org.uk/pubs/372.pdf>
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004b. Helicopter Guidelines for Seismic Operations. Informe n° 351. Julio de 2004. London: OGP. Disponible en: <http://www.ogp.org.uk/pubs/351.pdf>
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2005. OGP Safety Performance Indicators 2004. Informe n° 367. Mayo de 2005. Londres: OGP. Disponible en: <http://www.ogp.org.uk/pubs/367.pdf>
- International Atomic Energy Agency (IAEA). 1996. Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material. Safety Standards Series No. TS-R-1 (ST-1, Revised). Vienna: IAEA. Disponible en: <http://www-ns.iaea.org/standards/documents/default.asp?sub=200>
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2000. A Guide for Contingency Planning for Oil Derrames on Water. Segunda edición. Serie de informes de IPIECA, volumen 2. Londres: IPIECA. Disponible en: <http://www.ipieca.org/publications/oilderrame.html>
- IPIECA. 2006. Oil Dream Preparedness and Response. Reporta Series Sumara. Serie de informes de IPIECA 1990-2005. London: IPIECA. Disponible en: <http://www.ipieca.org/publications/oilderrame.html>
- International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT). 2006. 5<sup>a</sup> edición. Londres: Witherby & Co Ltd.
- Organización Mundial de la Salud (OMS). 2005. Clasificación de Plaguicidas según su grado de Peligro recomendada por la OMS y directrices de clasificación: 2004. Ginebra: OMS. Disponible en: [http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides\\_hazard/en/index.html](http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides_hazard/en/index.html) and [http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides\\_hazard\\_rev\\_3.pdf](http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides_hazard_rev_3.pdf)
- Standards Norway (Standard Norge). Norsk Søkkel Konkuranseposisjon (NORSOK) Standard. 2005. Environmental Care. S-003. Rev. 3. Diciembre de 2005. Lysaker, Noruega: Standard Norge.

TERA Environmental Consultants (Alta.) Ltd., CH2M Gore and Storrie Limited. 1996. Hydrostatic Test Water Management Guidelines. Preparado por la Canadian Association of Petroleum Producers y la Canadian Energy Pipeline Association. Calgary, Alberta.

UK Department for Environment Her Majesty's Inspectorate of Pollution (HMIP). 1995a. Chief Inspector's Guidance Note Series 2 (S2). Processes Subject to Integrated Pollution Control. S2 1.09 Gasification Processes: Refining of Natural Gas. London: HMSO.

UK Department for the Environment, HMIP. 1995b. Chief Inspector's Guidance Note Series 2 (S2). Processes Subject to Integrated Pollution Control. S2 1.11 Petroleum Processes: On-shore Oil Production. London: HMSO.

UK Department for Trade and Industry (DTI). 2005. Oil and Gas Directorate. Oil Discharged with Produced Water 1991–2004. Aberdeen and London: DTI.

UK Environment Agency. 2000. Technical Guidance IPC S3 1.02 Oil and Gas Processes: Supplementary Guidance Note. Bristol: Environment Agency.

UK Health and Safety Executive (HSE), Health & Safety Laboratory (HSL). 2002. A Review of the State-of-the-Art in Gas Explosion Modeling. Report HSL/2002/02. Buxton, UK. Disponible en: [http://www.hse.gov.uk/RESEARCH/hsl\\_pdf/2002/hsl02-02.pdf](http://www.hse.gov.uk/RESEARCH/hsl_pdf/2002/hsl02-02.pdf)

Unión Europea (UE). 2001. Directiva 2001/80/CE del Parlamento europeo y del Consejo de 23 octubre de 2001 sobre la Limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. Bruselas: UE. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32001L0080:EN:HTML>

Unión Europea (UE). 2003. Norma europea (NE) 14161:2003. Industrias del petróleo y del gas natural. Sistemas de transporte por tuberías (ISO 13623:2000 modificada), noviembre de 2003. Bruselas: UE.

United States (US) Environmental Protection Agency (EPA). 2000. Project Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. EPA Office of Compliance. Washington, DC: US EPA.

US EPA. 2001. 40 CFR Part 435. Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart C—Onshore Subcategory. Washington, DC: US EPA.

US EPA. 2001. 40 CFR Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines. Washington, DC: US EPA.

US EPA. 2005. 49 CFR 173. Shippers - General Requirements for Shipments and Packaging. Transport requirements for low specific activity (LSA) Class 7 (radioactive) materials and surface contaminated objects (SCO). Washington, DC: US EPA.

US EPA. 2006. 40 CFR Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart HH—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Oil and Natural Gas Production Facilities. Washington, DC: US EPA.

US National Fire Protection Association (NFPA). 2003. NFPA Code 30: Flammable and Combustible Liquids Code. Quincy, MA : NFPA. Disponible en: [http://www.nfpa.org/aboutthecodes/list\\_of\\_codes\\_and\\_standards.asp](http://www.nfpa.org/aboutthecodes/list_of_codes_and_standards.asp)

US National Transportation Safety Board (NTSB). Pipeline Accident Reports 1985 to 2000. Washington, DC: NTSB. Disponible en: [http://www.nts.gov/Publictn/P\\_Acc.htm](http://www.nts.gov/Publictn/P_Acc.htm)

World Bank Group. 2004. A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Public-Private Partnership. Report No. 4. Washington, DC: The International Bank for Reconstruction and Development / World Bank.

World Conservation Union (IUCN) and E&P Forum. 1993a. Oil and Gas Exploration and Production in Arctic and Subarctic Onshore Regions. E&P Forum Informe n° 2.55/185. Cambridge, UK: IUCN.

World Conservation Union (IUCN) and E&P Forum. 1993b. Oil and Gas Exploration and Production in Mangrove Areas. Guidelines for Environmental Protection. Informe n° 2.54/184 del E&P Forum Report. Cambridge, UK: IUCN.

## Anexo A: Descripción general de las actividades de la industria

Los principales productos de la industria petrolera y gasística son el petróleo crudo, los líquidos de gas natural y el gas natural. El petróleo crudo está compuesto por una mezcla de hidrocarburos con distintos pesos moleculares y propiedades. El gas natural puede producirse en pozos de petróleo, o bien pueden perforarse los pozos en busca de gas natural como principal objetivo. El metano es el componente predominante del gas natural, pero también son componentes significativos el etano, el propano y el butano. Los componentes más pesados, incluidos el propano y el butano, existen como líquidos una vez enfriados y comprimidos y son a menudo separados y procesados como líquidos de gas natural.

### Actividades de exploración

#### *Levantamientos sísmicos*

Los levantamientos sísmicos se llevan a cabo para localizar con precisión las reservas potenciales de hidrocarburos en las formaciones geológicas. La tecnología sismológica emplea la reflexión de ondas sonoras para identificar las estructuras geológicas subterráneas. Los levantamientos se producen mediante la generación de ondas sísmicas a través de diversos procedimientos, desde explosivos que se detonan en barrenos perforados debajo de la superficie, hasta maquinaria *vibroscís* (un cojín vibrador bajado a tierra desde un camión *vibroscís*). Las ondas sísmicas reflejadas se miden con una serie de sensores conocidos como geófonos desplegados en series en la superficie.

#### *Perforación exploratoria*

Las actividades de perforación exploratoria en tierra se basan en el análisis de los datos sismológicos para verificar y cuantificar el volumen y alcance de los recursos petrolíferos y gasísticos de formaciones geológicas potencialmente productivas. Se construye en el emplazamiento elegido un pozo para alojar una torre de perforación, el equipo asociado y los

servicios de apoyo. La torre de perforación y los servicios de apoyo se trasladan hasta el lugar, normalmente en módulos o ensamblados.

Una vez en el emplazamiento, se perforan desde la torre una serie de secciones de pozo de diámetro decreciente. Se introduce en el pozo una barrena de perforación acoplada a la cadena de perforación que está suspendida de la torre de perforación. Para añadir peso, se añaden collares de perforación, y los fluidos de perforación se hacen circular a través del varillaje y se bombean con la barrena de perforación. El fluido desempeña diversas funciones. Por un lado, imparte fuerza hidráulica que permite a la barrena de perforación hacer los cortes y, por otro lado, enfría la barrena, retira los cortes del pozo perforado y protege al pozo de las presiones de formación. Cuando ya se ha perforado cada una de las secciones del pozo, se introduce en el pozo un revestimiento de tubos acero que se fijan a las paredes mediante cemento para evitar que el pozo se derrumbe. Cuando se localiza el yacimiento, debe acabarse el pozo y comprobarlo poniendo en funcionamiento un foro de producción y el equipo para conducir los hidrocarburos a la superficie y determinar cuáles son las características del yacimiento en un separador de prueba.

### Desarrollo y producción del yacimiento

La fase de desarrollo y producción es aquella durante la cual se instala la infraestructura necesaria para extraer los hidrocarburos durante la vida de la reserva estimada. Puede suponer la perforación de otros pozos, el funcionamiento de instalaciones centrales de producción para tratar los hidrocarburos producidos, la instalación de líneas de flujo y la instalación de conductos para transportar los hidrocarburos hasta las instalaciones exportadoras.

Tras la perforación de desarrollo y la terminación del pozo, se coloca un "árbol de Navidad" en cada cabeza de pozo para controlar el flujo de los fluidos de formación a la superficie. Los hidrocarburos pueden fluir libremente de los pozos si las presiones de formación subterráneas son las adecuadas, pero puede ser necesaria una mayor presión (por ejemplo a través de una bomba subterránea o de la inyección de gas o de agua a través de pozos de inyección previstos al efecto) para mantener la presión del yacimiento. Dependiendo de las condiciones del yacimiento, pueden inyectarse diversas sustancias (vapor, nitrógeno, dióxido de carbono y surfactantes) en el mismo para retirar más petróleo del volumen de poros, aumentar la producción y prolongar la vida del pozo.

La producción de la mayoría de los pozos sigue una pauta previsible, denominada curva decreciente, en que la producción aumenta de forma relativamente rápida hasta un máximo para después seguir una larga y lenta disminución. Los operadores pueden realizar periódicamente labores de acondicionamiento para limpiar pozo perforado, permitiendo que el petróleo o el gas se desplacen más fácilmente hacia la superficie. Otras medidas para incrementar la producción incluyen fracturar y tratar el fondo del pozo perforado con ácido para crear vías mejores para que el petróleo y el gas se desplacen hacia la superficie. A continuación, los fluidos de formación se separan en petróleo, gas y agua en una instalación de producción central diseñada y construida en función del tamaño y el emplazamiento del yacimiento.

El procesamiento del petróleo crudo implica principalmente la eliminación del gas y el agua antes de la exportación. El procesamiento de gas implica la eliminación de líquidos y otras impurezas como el dióxido de carbono, el nitrógeno y el sulfuro de hidrógeno. Las instalaciones terminales de petróleo y gas reciben hidrocarburos desde el exterior, a veces mar adentro, y procesan y almacenan los hidrocarburos antes exportarlos. Existen distintas clases de terminales de hidrocarburos,

incluidas las terminales interiores de conductos, terminales marinas de recepción en tierra / costeras (de producción marina), el transporte marítimo de carga y las terminales receptoras.

El petróleo y el gas producidos pueden exportarse mediante conductos, camiones o vagones cisterna. La conversión de gas a líquidos es un área de desarrollo tecnológico que permite convertir el gas natural en un líquido. El gas se exporta a menudo como gas natural licuado (GNL). Los conductos se construyen en proceso secuencial que incluye la petición del derecho de paso (DP) y la línea central para los conductos; el despeje y nivelación del DP; la excavación (para los conductos enterrados); el empalme, soldadura y acodamiento de las tuberías; revestimiento de campo de las juntas soldadas; las pruebas; el rebajamiento; el relleno de las zanjas; y la restitución del DP. Se utilizan bombas o compresores para transportar líquidos o gas desde los yacimientos de petróleo o gas hasta aguas abajo o hasta las instalaciones de exportación. Durante la puesta en servicio, las líneas de flujo, los conductos y las instalaciones asociadas (por ejemplo válvulas de bloqueo y contadores, reguladores y limitadores de presión, estaciones de bombeo, tanques de almacenamiento) se llenan con agua y se verifican a través de pruebas hidrostáticas para garantizar su integridad. El funcionamiento de los conductos suele exigir inspecciones frecuentes (vigilancia terrestre y aérea, e inspección de las instalaciones) y el mantenimiento periódico del DP y de las instalaciones. La producción y el funcionamiento de los conductos suelen supervisarse y controlarse desde una instalación central a través de un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) que permite llevar un seguimiento de variables operativas del yacimiento como el caudal, la presión y la temperatura, así como abrir y cerrar las válvulas.

## Desmantelamiento y abandono

El desmantelamiento de las instalaciones en tierra tiene lugar cuando se agota el yacimiento o cuando la producción de hidrocarburos de dicho yacimiento deja de ser rentable. Ciertas partes de estas instalaciones, como las instalaciones en superficie situadas en el yacimiento de petróleo o de gas y a lo largo de las líneas de transmisión, son sometidas a tratamiento para eliminar los hidrocarburos y otras sustancias químicas, y los residuos o contaminantes se sacan. Otros componentes, como las líneas de flujo y los conductos, suelen dejarse sobre el terreno para evitar las perturbaciones ambientales asociadas a

su retirada. Los pozos se tapan y abandonan para evitar la migración de los fluidos en el interior del pozo perforado o a la superficie. El equipo del fondo del pozo se retira y las partes perforadas del pozo se limpian de tierra, incrustaciones y otros restos. A continuación se tapa el pozo perforado. Los fluidos con una densidad apropiada se colocan entre los tapones para mantener la presión adecuada. Durante este proceso se comprueban los tapones para verificar su correcto emplazamiento e integridad. Por último, la cubierta se aísla por debajo de la superficie y se cubre con un tapón de cemento.