

Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para la explotación marina de petróleo y gas

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 cuestión¹. 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 sobre medio ambiente, salud y seguridad 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 tenga reglamentaciones diferentes a los niveles e indicadores presentados en las Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad, 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 la explotación de petróleo y gas en plataformas marinas incluyen información relativa a las exploraciones sísmicas; la exploración

¹ 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.

y la perforación del producto; las actividades de explotación y producción; operaciones de conductos marítimos, las actividades marinas de transporte, carga y descarga de petroleros; operaciones auxiliares y de apoyo; y el desmantelamiento. Las guías tratan también sobre los posibles impactos terrestres de las actividades marinas de petróleo y gas. 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

La siguiente sección contiene una síntesis de las cuestiones relativas al medio ambiente, la salud y la seguridad asociadas a la explotación marina de petróleo y gas, así como recomendaciones para su manejo. Estas cuestiones pueden ser relevantes para cualquiera de las actividades enumeradas en las presentes guías. Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen recomendaciones adicionales para el manejo de las cuestiones de este tipo que son comunes a la mayoría de las grandes plantas industriales durante la etapa de construcción.

1.1 Medio ambiente

Las siguientes cuestiones ambientales deben considerarse parte de un programa comprensivo 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 explotación de petróleo y gas en plataformas marinas incluyen las siguientes:

- Emisiones a la atmósfera
- Vertidos de aguas residuales
- Manejo de residuos sólidos y líquidos
- Generación de ruido
- Derrames

Emisiones a la atmósfera

Las principales fuentes de emisiones a la atmósfera (continuas o discontinuas) procedentes de las actividades marinas incluyen: las fuentes de combustión de generación de electricidad y calor, y la utilización de compresores, bombas y motores recíprocos (calderas, turbinas y otros motores) en

las instalaciones marinas, incluidos buques y helicópteros auxiliares y de suministro; 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 (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), monóxido de carbono (CO) y partículas. Otros contaminantes pueden ser: sulfuro de hidrógeno (H₂S); compuestos orgánicos volátiles (COV); metano y etano; benceno, etil benceno, 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 CO₂ 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.

Deben llevarse a cabo todos los esfuerzos razonables para maximizar la eficiencia energética y diseñar las instalaciones que minimicen el uso de energía. El objetivo global debe ser reducir las emisiones a la atmósfera 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.

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 a la atmósfera procedentes de las instalaciones

marinas. Deberán tenerse en cuenta las especificaciones sobre emisiones a la atmósfera durante el proceso de selección de los equipos.

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** proporcionan orientación sobre el manejo de las emisiones procedentes de pequeñas fuentes de combustión con una capacidad de hasta 50 megavatios-hora (MWth), incluidas normas en materia de emisiones a la atmósfera para los gases de escape. En cuanto a las emisiones procedentes de fuentes de combustión con una capacidad de más de 50 MWth, consúltense las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las centrales térmicas**.

Venteeo 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 plataformas marinas 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 venteeo también son medidas de seguridad importantes que se utilizan en las plataformas marinas de petróleo y gas 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 venteeo para las actividades marinas, deben adoptarse medidas que se correspondan con el Estándar Global Voluntario para la Reducción de la Quema y Venteeo de Gas (parte de la Alianza Global Público-Privada para la Reducción de la Quema de Gas del Grupo del Banco Mundial

(programa GGFR, por sus siglas en inglés²). Esta norma ofrece orientación sobre cómo eliminar o reducir la quema en antorcha y el venteeo del gas natural.

Debe evitarse el venteeo 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 optar por la quema, deberán evaluarse otras opciones viables para el uso del gas en la mayor medida posible e incorporarlas al diseño de producción.

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

² Grupo del Banco Mundial (2004)

- Utilizar quemadores 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 conservación
- 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/o los avances de llama
- Hacer funcionar la antorcha de modo que permita controlar los olores y las emisiones visibles de humo (humo negro no visible)
- Situar la antorcha a una distancia segura de las unidades de alojamiento
- Implantar programas de mantenimiento y de sustitución de los quemadores para garantizar la máxima eficiencia continua de la antorcha
- Medir el gas de quema

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 del yacimiento, 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.

Prueba de los pozos

Durante la prueba de los pozos, debe evitarse la quema de los hidrocarburos producidos, especialmente en áreas sensibles desde el punto de vista ambiental. Deben evaluarse las alternativas viables para la recuperación de los fluidos de prueba, 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, el humo negro y la caída de hidrocarburos al mar. El volumen de hidrocarburos quemado debe quedar registrado.

Emisiones fugitivas

Las emisiones fugitivas en las plataformas marinas pueden estar relacionadas con vientos fríos, tuberías con fugas, válvulas, conexiones, bridas, juntas, conductos de extremos abiertos, precintos de bombas, precintos de compresores, válvulas de descompresión, tanques o pozos / depósitos a cielo abierto, así como a las operaciones de carga y descarga de hidrocarburos.

En el diseño, funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones marinas deben tenerse en cuenta métodos para controlar y reducir las emisiones fugitivas. La selección de las válvulas, bridas, empalmes, precintos y juntas adecuados 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.

Aguas residuales

Agua producida

Los yacimientos de petróleo y gas contienen agua (agua de formación) que se genera cuando es llevada a la superficie durante la producción de hidrocarburos. Los yacimientos petroleros pueden contener grandes volúmenes de esta agua, mientras que los de gas suelen producir menores cantidades.

En muchas explotaciones se inyecta agua en el yacimiento para mantener la presión y/o maximizar la producción. La corriente total de agua producida puede representar, por su volumen, el mayor producto residual que tengan que eliminar la industria marina del petróleo y gas. 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, de aditivos químicos residuales (por ejemplo inhibidores de sarro y de corrosión) que se incorporan al proceso de producción de los hidrocarburos.

Deben evaluarse e integrarse en el diseño de la producción las alternativas para el manejo y la eliminación del agua producida que sean viables. Estas alternativas pueden incluir la inyección junto con agua de mar para mantener la presión del yacimiento, la inyección en un pozo de evacuación marino o el traslado a tierra junto con los hidrocarburos producidos para su tratamiento y eliminación. Si ninguna de estas alternativas es técnica o financieramente viable, el agua producida debe ser tratada de acuerdo con las guías sobre vertidos contenidas en el Cuadro 1 de la Sección 2 antes de su eliminación en el medio marino.

Las tecnologías de tratamiento posibles incluyen combinaciones de gravedad y / o separación mecánica y tratamiento químico, y pueden incluir un sistema multifásico compuesto normalmente de un depósito de espumado o un separador de láminas paralelas, seguido de una cuba de flotación de gas o hidrociclón. Asimismo, existen diversas tecnologías de tratamiento de envases disponibles que deben tenerse en cuenta en función de la aplicación elegida y las condiciones específicas de los campos.

El sistema de tratamiento debe contar con una capacidad de reserva suficiente para garantizar un funcionamiento continuo y para su utilización en caso de fallo de un método de eliminación

alternativo, como por ejemplo un fallo del sistema de inyección del agua generada.

En caso de que sea necesaria la eliminación en el mar, deben tenerse en cuenta todos los medios para reducir el volumen de agua producida, incluidos:

- Un adecuado manejo de los pozos durante las actividades de terminación de los mismos con objeto de minimizar la producción de agua
- Reacabado de los pozos de marea alta para minimizar la producción de agua
- Utilización, 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 cierre del agua
- Cerramiento de los pozos de marea alta

Para minimizar los riesgos ambientales relacionados con los aditivos químicos residuales en la corriente de agua producida en que 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.

Agua de pruebas hidrostáticas

La prueba hidrostática del equipo y de los ductos marinos requiere verificar la presión con agua (normalmente, agua de mar, a menos que las especificaciones del equipo no lo permitan) para detectar fugas y comprobar la integridad de los equipos y ductos. Pueden añadirse al agua aditivos químicos (inhibidores de la corrosión, barredores de oxígeno y colorantes) para evitar la corrosión interna o identificar fugas. En el manejo de las aguas de pruebas hidrostáticas, deben tenerse en cuenta las siguientes medidas para prevenir y controlar la contaminación:

- Minimizar el volumen de aguas de pruebas hidrostáticas probando el equipo en un emplazamiento en tierra antes de cargarlo en las instalaciones marinas
- Emplear la misma agua para varias pruebas
- Reducir la necesidad de sustancias químicas minimizando el tiempo que el agua de pruebas hidrostáticas permanece en los equipos o en los ductos
- Seleccionar cuidadosamente los aditivos químicos en términos de concentración de la dosis, toxicidad, biodegradabilidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación
- Enviar el agua de pruebas hidrostáticas procedente de los ductos marítimos hasta las instalaciones en tierra para su tratamiento y vertido, siempre que sea factible.

Cuando la descarga de aguas de pruebas hidrostáticas en el mar sea la única alternativa viable, se elaborará un plan de vertido de estas aguas que tenga en cuenta los puntos de descarga, la tasa de descarga, el uso y dispersión de las sustancias químicas, los riesgos ambientales y el seguimiento. Debe evitarse el vertido de las aguas de pruebas hidrostáticas en aguas costeras superficiales.

Aguas de refrigeración

Se establecerán con precaución las dosis de antiincrustantes químicos empleadas para desincrustar los sistemas de aguas de refrigeración en las instalaciones marinas. Las alternativas disponibles deben ser evaluadas y, en caso de que sea posible, se optimizará la profundidad de la toma de agua marina para reducir la necesidad de utilizar sustancias químicas. Cuando sea seguro y práctico, se colocarán filtros adecuados en la toma de agua marina.

La profundidad de descarga del agua de refrigeración debe ser elegida para maximizar la mezcla y enfriamiento del penacho térmico, con objeto de garantizar que la temperatura no supera

un margen de 3 grados centígrados de la temperatura ambiente del agua marina en el límite de la zona de mezcla definida o en un radio de 100 metros del punto de descarga, tal y como señala el Cuadro 1 de la Sección 2.1 de la presente Guía.

Salmuera de desalación

Los operadores deben ponderar la posibilidad de mezclar la salmuera de desalación del sistema de agua potable con las aguas de refrigeración o con los vertidos de aguas residuales. En el caso de que no sea posible la mezcla con otras corrientes de aguas residuales, debe elegirse cuidadosamente el emplazamiento del vertido para evitar los posibles impactos ambientales.

Otras aguas residuales

A continuación se describen otras corrientes de aguas residuales que se generan en las instalaciones marinas, junto con las medidas de tratamiento adecuadas:

- *Aguas de alcantarillado:* las aguas grises y negras procedentes de duchas, retretes y cocinas deben tratarse en una unidad marina de tratamiento sanitario adecuada sobre el terreno, de acuerdo con los requisitos de MARPOL 73/78.
- *Residuos alimentarios:* los residuos orgánicos (alimentos) de cocina deben, como mínimo, macerarse hasta alcanzar un nivel aceptable y verterse al mar, en cumplimiento de los requisitos de MARPOL 73/78.
- *Agua almacenada de desplazamiento:* el agua bombeada dentro o fuera de los tanques de almacenamiento durante las operaciones de carga y descarga debe contenerse y tratarse antes de proceder a su vertido para cumplir las guías contenidas en el Cuadro 1 en la sección 2.
- *Sentinas:* las sentinas originadas en las cámaras de maquinaria de las plataformas marinas y buques auxiliares deben canalizarse hasta el sistema cerrado de drenaje de

la instalación, o bien contenerse y tratarse antes de su vertido para garantizar que satisface los criterios contemplados en el Cuadro 1 de la Sección 2. En ausencia de tratamientos convencionales, estas aguas deberían contenerse y enviarse a tierra para su eliminación.

- *Agua de drenaje de la plataforma:* el agua de drenaje generada por la precipitación, las salpicaduras de agua de mar o las operaciones rutinarias, tales como la limpieza de la plataforma y los equipos y los ensayos de extinción de incendios, debe canalizarse por sistemas separados de drenaje en las instalaciones marítimas. Esto incluye el agua de drenaje procedente de las áreas de proceso que puedan estar contaminadas de aceite (drenaje cerrado) y de áreas no implicadas en el proceso (drenaje abierto). Todas las áreas de proceso deben de cerrarse de tal manera que el agua de drenaje circule hasta un sistema de drenaje cerrado. Se utilizarán cubetas de goteo para recoger la escorrentía ocasionada por los equipos que no pueda contenerse en una zona segura y se canalizará el contenido hasta el sistema cerrado de drenaje. Las aguas de drenaje contaminadas deben tratarse antes de su vertido para cumplir las guías ilustradas en el Cuadro 1 de la Sección 2.

Manejo de residuos

Los residuos típicos (peligrosos y no peligrosos³) generados regularmente por las plataformas marinas incluyen, entre otros, residuos generales de oficina y envases desechados, aceites residuales, trapos contaminados con aceite, fluidos hidráulicos, pilas usadas, latas de pintura vacías, residuos químicos y contenedores químicos usados, filtros usados, tubos fluorescentes, chatarra y residuos sanitarios.

³ Según su definición en la legislación local o en los convenios internacionales.

En la plataforma marina deberán separarse estos materiales residuales, diferenciando como mínimo entre los residuos peligrosos y los no peligrosos y transportándolos a continuación hasta la costa para su reutilización, reciclaje o eliminación. 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 que incluya un mecanismo claro de seguimiento para rastrear los envíos de residuos desde el emplazamiento marino en que se han originado hasta el emplazamiento final terrestre en que se tratan y eliminan. Se realizará un esfuerzo por eliminar, reducir o reciclar en todo momento los residuos.

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen orientaciones para el manejo en tierra de estas corrientes residuales típicas

Otras corrientes residuales significativas específicas de las actividades de explotación marina incluyen:

- Fluidos de perforación y cortes perforados
- Arena producida
- Fluidos de terminación y de acondicionamiento del pozo
- Materiales radioactivos de origen natural (NORM, por sus siglas 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 recolectados 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 varios 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* (WBDF, por sus siglas en inglés): la fase continua y el medio de suspensión para los sólidos (o los líquidos) es agua o un fluido mezclable en agua. Existen muchas variedades de fluidos de perforación acuosos, como gel, sal/polímero, sal/glicol y sal/silicato;
- *Fluidos de perforación no acuosos* (NADF, por sus siglas en inglés): la fase continua y el medio de suspensión para los sólidos (o los líquidos) es un fluido no mezclable en agua de base aceite o aceite mineral mejorado o de base sintética.

También pueden utilizarse fluidos de base diésel, pero los sistemas que emplean diésel como componente principal de la fase líquida no se consideran en la actualidad una buena práctica en los programas de perforación marinos y deberían evitarse.

El medio sólido utilizado en la mayoría de los fluidos de perforación es típicamente la barita (sulfato de bario) para el peso, 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 pierden en el fondo marino directamente junto con los cortes generados (particularmente cuando se perforan las secciones del pozo más cercanas a la superficie del fondo

marino), o bien se vuelven a canalizar hacia la plataforma marina, desde donde se transportan hasta un sistema de control de sólidos. En el sistema de control de sólidos, los fluidos de perforación se separan de los cortes con el fin de hacerlos circular de nuevo 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 producido 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 finaliza el programa de perforación. Estos fluidos usados se recogen a continuación para su reutilización o eliminación. Debe evitarse la eliminación de los fluidos de perforación no acuosos mediante su vertido al mar. Dichos fluidos deben ser trasladados hasta la costa para su reciclaje, o para su tratamiento y eliminación.

Se evaluarán las opciones viables para eliminar los WBDF usados y los finos de perforación de secciones de pozo taladradas con WBDF o NADF. Entre las posibles opciones se cuentan la inyección en un pozo marino dedicado de evacuación, la inyección en el espacio anular de pozos, la contención y transferencia a tierra para su tratamiento y eliminación y, en ausencia de otras opciones, su vertido en el mar.

Cuando la única alternativa sea la descarga en el mar, deberá elaborarse un plan de vertido de los cortes y de los fluidos de perforación la dispersión de éstos, el uso de sustancias químicas, el riesgo ambiental y el seguimiento necesario. Se evitará el vertido de finos procedentes de pozos perforados con NADF en el mar. Cuando el vertido sea necesario, los finos se someterán a un tratamiento previo con objeto de garantizar que satisfacen los criterios recogidos en el Cuadro 1 de la Sección 2.

Las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para la explotación en tierra de petróleo y gas** contienen recomendaciones para el tratamiento y vertido de fluidos y finos enviados a tierra.

Las medidas que hay que tener en cuenta para prevenir y controlar la contaminación antes de proceder al vertido de los fluidos de perforación usados y los cortes perforados deben incluir:

- Minimizar los riesgos ambientales relacionados con los aditivos químicos residuales contenidos en los cortes desechados mediante una cuidadosa selección del sistema de fluidos. Se utilizarán WBDF siempre que sea necesario.
- Realizar una cuidadosa selección de los aditivos añadidos a los fluidos que tenga en cuenta su concentración, toxicidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación
- Emplear equipos de control de sólidos altamente eficaces para reducir el cambio de fluidos y minimizar el volumen de fluidos residuales presentes en los finos de perforación
- Emplear técnicas de perforación directriz (de alcance horizontal y extendido) para evitar las superficies sensibles y acceder a las reservas desde superficies menos sensibles
- Siempre que sea posible, emplear pozos multilaterales de sondeo de pequeño diámetro y técnicas de perforación de tubería continua para reducir el volumen de fluidos y finos.

Antes de su vertido en el mar, los fluidos de perforación (incluidos los materiales residuales presentes en los finos de perforación) se someten a pruebas de toxicidad, contaminación por sales de bario y contenido en petróleo descritas en el Cuadro 1 de la Sección 2. Todos los vertidos se realizarán mediante un entubado situado por lo menos a 15 metros bajo la superficie marina.

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 debería tener por objetivo reducir la producción de arena en la fuente aplicando medidas efectivas de control de la arena del fondo del pozo.

Siempre que sea posible, la arena producida que se haya retirado de los equipos deberá ser trasladada hasta la costa para su tratamiento y eliminación, o bien canalizada, si ello es posible, hasta un pozo de inyección en tierra. El vertido al mar no se considera en la actualidad una buena práctica. En caso de que pueda demostrarse que su vertido al mar es la única opción viable, la descarga deberá respetar los valores de las guías que se presentan en el Cuadro 1 de la Sección 2.

Las aguas oleosas generadas durante el tratamiento de la arena producida deben recuperarse y tratarse para garantizar que satisfacen los valores recogidos en la Tabla 1 de la Sección 2 de la presente Guía.

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) pueden típicamente incluir salmuera y ácidos ponderados, metanol y glicoles, y muchas otras sustancias químicas). 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.

En caso de que sea posible, deben tenerse en cuenta las distintas opciones de eliminación viables, incluidas:

- Recoger los fluidos (en caso de que éstos se manipulen en sistemas cerrados) y trasladarlos a la costa a los vendedores originales para su reciclaje
- Inyectarlos en un pozo de evacuación disponible, en caso de que sea posible
- Transportarlos hasta la costa para su tratamiento y eliminación

Cuando la descarga en el mar sea la única opción viable:

- Seleccionar los métodos químicos en función de su concentración, toxicidad, biodisponibilidad y potencial para la bioacumulación
- Estudiar la posibilidad de canalizar estos fluidos hasta la corriente de agua producida para su tratamiento y eliminación
- Neutralizar los ácidos usados antes de su tratamiento y eliminación
- Ajustar los niveles de los fluidos a los descritos en el Cuadro 1 de la Sección 2 de la presente guía

Materiales radioactivos de origen natural

Dependiendo de las características del yacimiento, los materiales radioactivos de origen natural (NORM, por sus siglas en inglés) pueden precipitarse en forma de sarro o lodos en las tuberías de proceso y en los petroleros. En caso de que hubiera NORM, debe desarrollarse un programa de manejo de los NORM con objeto de que se sigan los procedimientos de manipulación adecuados

En el supuesto de que sea necesario eliminar los NORM por motivos de salud ocupacional (sección 1.2), las opciones de eliminación pueden incluir: el vertido en depósitos durante

abandono de pozos; la inyección en el espacio anular de los pozos; el envío a tierra para su vertido en contenedores estancos; y, dependiendo del tipo de NORM y si no son viables otras opciones, su vertido en el mar mediante el sistema de drenaje de las instalaciones.

Los lodos, las incrustaciones y los equipos afectados por NORM se tratarán, procesarán o aislarán para que el riesgo futuro de exposición de los seres humanos a los residuos tratados no exceda los límites aceptables de riesgo. La eliminación se llevará a cabo siguiendo las prácticas industriales aceptadas. En caso de enviar los residuos a una instalación externa en tierra para su eliminación, dicha instalación deberá contar con la autorización necesaria para recibir este tipo de residuos.

Manejo de materiales peligrosos

En las operaciones de explotación marina de petróleo y gas se emplean muchos 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 plataformas marinas de petróleo y gas son los siguientes:

- Utilizar técnicas de evaluación y manejo de riesgos químicos para analizar las sustancias químicas y sus efectos
- Verificar ciertas sustancias químicas con antelación para comprobar si plantean riesgos ambientales
- Seleccionar el tipo de perforación marina y las sustancias químicas del proceso sobre la base del modelo armonizado de notificación de productos químicos de mar

adentro (HOCNF) de la OSPAR⁴ u otros sistemas similares reconocidos en el ámbito internacional

- Siempre que sea viable, elegir aquellas sustancias químicas que entrañen el menor riesgo e impacto ambiental y sanitario posible
- Evitar el empleo de sustancias químicas potencialmente contaminantes o disruptores endocrinos
- Evitar el empleo de Sustancias Destructoras del Ozono⁵;
- Evitar el uso de sustancias químicas que se sabe contienen metales pesados (salvo que se trate de trazas).

Ruido

Las actividades de explotación de petróleo y gas que generan ruido marino incluyen las operaciones sísmicas, las actividades de perforación y producción, las actividades marinas o cercanas a la costa de instalación y construcción de estructuras (especialmente, los trabajos de percusión), y el tráfico marino. El ruido generado por las actividades de explotación marina (particularmente, el de las operaciones sísmicas) puede afectar temporalmente a los peces y a los mamíferos marinos. Las medidas recomendadas para reducir el riesgo de impacto acústico para las especies marinas incluyen:

- Identificar áreas sensibles para la vida marina, como los lugares de alimentación y cría, parición y reproducción
- Planificar los levantamientos sísmicos y las actividades marinas de construcción con vistas a evitar los períodos más sensibles del año
- Identificar las zonas de pesca y reducir las perturbaciones planificando los levantamientos sísmicos y las actividades de construcción durante los períodos menos productivos del año, en caso de que sea posible

⁴ Convenios de Oslo y París para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste.

⁵ Tal y como éstas aparecen definidas en el Protocolo de Montreal sobre sustancias que destruyen la capa de ozono.

- Maximizar la eficiencia de los levantamientos sísmicos para reducir los períodos de operación siempre que sea posible
- En caso de que se prevea la presencia de especies salvajes en la zona, supervisar su presencia antes de emprender las actividades que generan ruidos y durante todo el programa sísmico o de construcción. En zonas donde se prevean impactos significativos a especies sensibles, debe recurrirse a observadores con experiencia.
- En caso de observarse congregaciones de mamíferos marinos cerca de la zona elegida para las actividades planeadas, la puesta en marcha o construcción sísmica se llevará a cabo al menos a 500 metros de distancia.
- Al avistar mamíferos marinos a 500 metros de la formación sísmica o zona de construcción propuestas, el inicio de las actividades sísmicas o de construcción debe posponerse hasta que los animales se hayan trasladado, una vez transcurrido el tiempo adecuado desde el último avistamiento.
- Se utilizarán procedimientos de arranque suave, también conocidos como escalada o acumulación lenta, en las zonas donde se tenga constancia de actividad de mamíferos marinos. Esto implica un incremento gradual de la presión acústica hasta alcanzar plena capacidad operativa.
- Se emplearán los niveles mínimos de electricidad necesaria en los sondeos sísmicos, documentándose su uso.
- Siempre que sea posible, se utilizarán métodos para reducir y/o desviar los ruidos innecesarios de alta frecuencia producidos por las pistolas de aire comprimido y otras fuentes de energía acústica.

Derrames

Los derrames producidos en las instalaciones marinas pueden ser consecuencia de fugas, fallos en los equipos, accidentes, o

errores humanos. Las **Guías generales 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 marinas de petróleo y gas incluyen:

- Llevar a cabo una evaluación del riesgo de derrames en las instalaciones marinas y los buques de apoyo
- Diseñar el proceso, las instalaciones y los sistemas de perforación para reducir el riesgo de derrames graves no recogidos
- Instalar válvulas, incluidas válvulas de parada submarinas, que permitan una parada o un aislamiento rápidos en caso de emergencia
- Garantizar una asignación adecuada por corrosión durante la vida útil de las instalaciones y/o instalar sistemas de control y prevención de la corrosión en todos los ductos, equipos de proceso y tanques
- Desarrollar programas de mantenimiento y seguimiento para garantizar la integridad de todos los equipos del campo de pozos. En el caso de los ductos de exportación, los programas de mantenimiento deben incluir la limpieza regular de los ductos, y debería considerarse necesaria una inteligente limpieza interior.
- Instalar sistemas de detección de fugas. Utilizar medidas para los ductos subterráneos, como sistemas de telemetría, sistemas de Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés⁶), sensores de presión, válvulas de cierre y sistemas de apagado de bombas, así instalaciones no atendidas (sin personal de operación) para asegurar una rápida detección de pérdidas

⁶ 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.

- En las instalaciones con un riesgo significativo de derrames, instalar un Sistema de Parada de Emergencia que inicie acciones de parada automáticas para restaurar las condiciones de seguridad en la plataforma marina
- 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 de la forma necesaria para responder

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. 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 marina, los buques de apoyo (incluidos los buques cisterna) y las roturas de ductos. El plan debe además incluir:

- Una descripción de las operaciones, condiciones del emplazamiento, información sobre corrientes y vientos, condiciones del mar y profundidad de las aguas y apoyo logístico
- La identificación de las personas responsables del manejo de la respuesta ante derrames, incluida su responsabilidad, autoridad, funciones y detalles de contacto
- Las medidas de cooperación con las agencias públicas, en caso de que proceda
- Una evaluación del riesgo de derrame que defina la frecuencia y volumen estimados de los derrames de las diferentes posibles fuentes y que incluya una evaluación de los escenarios previsibles
- Un modelado de la trayectoria de los derrames de petróleo que prevea dónde puede desembocar el petróleo y el impacto ambiental en diversos escenarios simulados (incluyendo el peor escenario posible, como por ejemplo el reventón de un pozo de petróleo) empleando un modelo informático adecuado e internacionalmente reconocido que permita incorporar datos sobre las corrientes y los vientos locales.
- 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 para manejar los derrames de Nivel I de la instalación marina y de los buques de apoyo
- 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
- Estrategias para la contención y recuperación del petróleo flotante, incluida la utilización (y limitaciones de la misma) de dispersantes químicos
- Mapas que permitan identificar las zonas ecológicas sensibles (estacional / mensual) elaborados sobre la base de una cartografía de la sensibilidad del medio ambiente en peligro
- Identificación de las prioridades de respuesta (con la participación de las partes potencialmente afectadas o interesadas)
- Estrategias de limpieza de la costa
- Instrucciones para la manipulación de los derrames petroleros, sustancias químicas, combustibles u otros materiales contaminados recuperados, incluyendo su transporte, almacenamiento temporal y eliminación.

Desmantelamiento

El desmantelamiento de las instalaciones marítimas se llevará a cabo de acuerdo con las guías y normas reconocidas internacionalmente y emitidas por la Organización Marítima Internacional (OMI) y las decisiones de la OSPAR⁷,⁸.

Las normas de la OMI establecen que todas las instalaciones o estructuras de menos de 4.000 toneladas de peso, excluidas la plataforma y la superestructura, y situadas en menos de 75 metros de agua deberán retirarse por completo durante la fase de desmantelamiento. Además, no se establecerá ninguna instalación o estructura después del 1 de enero de 1998 a menos que las instalaciones estén diseñadas para su completa eliminación. Las normas indican que se estudiarán las excepciones a título individual para aquellas instalaciones o estructuras construidas antes de 1998 que no puedan retirarse por completo por razones de viabilidad técnica o financiera que se puedan documentar, si bien dichas instalaciones se retirarán parcialmente para proporcionar una columna de agua clara a 55 metros de profundidad.

Una decisión de la OSPAR califica de opción preferida para el desmantelamiento de las instalaciones marinas la retirada total de las instalaciones en zonas marinas para su reutilización, reciclado o eliminación definitiva en tierra. Pueden estudiarse otras opciones de eliminación siempre que se justifiquen sobre la base de una evaluación de las opciones disponibles. Dicha evaluación deberá tener en cuenta el tipo de instalación, los métodos de eliminación, los emplazamientos para la eliminación y los impactos ambientales y sociales, incluida la interferencia

con otros usuarios marinos, impactos en la seguridad, el consumo de energía y materias primas y las emisiones.

Se elaborará un plan preliminar de desmantelamiento para las instalaciones marinas que tenga en cuenta el abandono de pozos, la eliminación de petróleo de los conductos, la eliminación de instalaciones y el desmantelamiento de conductos submarinos y las opciones disponibles para la eliminación de todos los equipos y materiales. El plan puede seguir elaborándose durante las operaciones de campo y definirse definitivamente antes de concluir el ciclo de vida del yacimiento. El plan debe incluir detalles sobre las disposiciones para la implementación de actividades de desmantelamiento y los acuerdos relativos al seguimiento y los cuidados necesarios una vez que la fase de desmantelamiento esté finalizada.

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 procedimientos de trabajo seguros. 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 en las plataformas marinas, y que se dispone de controles para reducir los riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente posible.

El diseño de las instalaciones marinas eliminará o reducirá el riesgo de lesiones o accidentes. Las medidas y requisitos generales de diseño de las instalaciones se incluyen en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad.**

⁷ Convención de Oslo-París para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste (OSPAR), <http://www.ospar.org/>

⁸ Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone, 1989 (Resolución A.672 (16)), Organización Marítima Internacional (OMI); y la Decisión 98/3 de la OSPAR sobre "Disposal of Disused Offshore Installations, y la Convención de OSPAR para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste. Reunión ministerial de la Comisión OSPAR, Sintra, 22-23 de julio de 1998.

Además, se tendrán en cuenta las siguientes cuestiones durante el diseño de las instalaciones marinas:

- Las condiciones ambientales en el emplazamiento marino (por ejemplo, propiedades sísmicas, incidencia de vientos y oleaje extremos, corrientes, formaciones de hielo)
- Viviendas adecuadas para las condiciones ambientales externas
- Refugios temporales o seguros ubicados en zonas protegidas de las instalaciones para uso del personal en caso de emergencia
- Un número suficiente de vías de escape que desemboquen en puntos de reunión designados para el personal y vías de escape de la instalación
- Barandillas, elevaciones del suelo y superficies no deslizantes en plataformas y pasarelas elevadas, escaleras y rampas para evitar los incidentes de hombre al agua
- Ubicar la zona de almacenamiento transitorio de grúas y equipos de modo que se eviten los movimientos de cargas en zonas críticas y se reduzcan los impactos provocados por la caída de objetos. En caso contrario, se adoptarán medidas de protección estructural.

El manejo de riesgos para la higiene y la seguridad en el trabajo debe incluir la identificación y notificación de riesgos, la realización de las labores profesionales de forma segura y ágil, la adecuada formación del personal y el mantenimiento de los equipos en condiciones seguras. Cuando corresponda, se elaborarán estudios de seguridad para las instalaciones marinas.

Se establecerá un sistema formal de Autorización de Trabajo (AT) para las instalaciones marinas. La AT garantizará que toda labor potencialmente peligrosa se lleve a cabo de forma segura y la efectiva autorización de las labores designadas, la

notificación efectiva del trabajo a realizar, incluidos los peligros que éste implica, cumpliéndose con los procedimientos de aislamiento seguro antes de iniciar. Se implementará un procedimiento de bloqueo / etiquetado de los equipos para garantizar su aislamiento con respecto a las fuentes de energía antes de su reparación o retirada.

Las instalaciones marítimas deberían contar cuando menos con especialistas en primeros auxilios (personal de atención sanitaria industrial) y con los medios para proporcionar atención médica remota a corto plazo. Dependiendo del número de empleados presentes y de la complejidad de las instalaciones, se dispondrá de una unidad médica en el emplazamiento y se estudiará la posibilidad de contar con un médico. En casos específicos, los servicios de medicina a distancia pueden ser una opción.

Se instalará un sistema de alarma que pueda oírse en toda la instalación marina. Se proporcionarán alarmas contra incendios, fugas de gas y hombre al agua.

Se recomienda la creación de un comité de higiene y seguridad en las instalaciones. Se ofrecerán cursos de iniciación sobre higiene y seguridad a todos los empleados antes de su traslado a las instalaciones marinas.

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** proporcionan recomendaciones para la gestión de riesgos físicos comunes a todas las industrias, y especialmente a aquéllos derivados de los equipos giratorios y en movimiento, la exposición a ruidos y vibraciones, los riesgos eléctricos, trabajo a elevadas temperaturas, trabajos con maquinaria pesada, trabajo en altura y condiciones generales de trabajo. Estas guías también proporcionan recomendaciones sobre el Equipo de Protección Individual (EPI) requerido para los trabajadores.

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

- Prevención y control de incendios y explosiones
- Calidad del aire
- Materiales peligrosos
- Transporte de personal y buques
- Reventones en los pozos
- Colisiones de barcos
- Preparación y respuesta ante emergencias

Prevención y control de 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.

La forma más efectiva de evitar incendios y explosiones en las plataformas marinas 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. Las instalaciones marinas deben clasificarse por áreas de peligro basadas en las normas internacionales⁹ y en función de la probabilidad de derrames de gases y líquidos inflamables.

Las medidas apropiadas de prevención y control de incendios y explosiones en las instalaciones marinas deberían incluir también:

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

- Se instalarán sistemas de protección pasiva contra incendios en las estructuras de carga y paredes a prueba de incendios, así como cortafuegos entre las distintas salas
- Diseñar estructuras de carga que tengan en cuenta la carga explosiva o instalar muros a prueba de detonaciones
- Diseñar componentes y estructuras a prueba de explosiones. La instalación de paredes a prueba de detonaciones se basará en una evaluación de las propiedades explosivas más probables
- Se estudiará la posibilidad de instalar paneles de protección frente a explosiones o sistemas de supresión de deflagraciones, y los planes de protección contra incendios y explosiones tendrá en cuenta específicamente las bocas de pozo, zonas de seguridad y zonas habitables
- Las zonas habitables se protegerán estableciendo distancias o por medio de cortafuegos. Las tomas de aire de ventilación impedirán la entrada de humo en estas zonas
- Todos los sistemas contraincendios (por ejemplo, bombas de agua o salas de control) se ubicarán en una zona segura dentro las instalaciones, protegida del fuego por la distancia o por cortafuegos. Cuando el sistema o uno de sus componentes esté localizado en una zona de incendios, se protegerá con sistemas pasivos contraincendios o a prueba de fallos
- Se evitarán las atmósferas explosivas en espacios cerrados haciendo que sean inertes
- En las instalaciones no controladas, se notificarán incendios y explosiones a un centro de control remoto para garantizar la adopción de las medidas necesarias
- Las instalaciones marinas contarán con una combinación de sistemas automáticos y manuales de alarmas contraincendios. Se dotará de sistemas activos de

⁹ Como el API 500/505, International Electrotechnical Commission, o los British Standards (BS).

protección contra incendios a las instalaciones marítimas, colocándose de forma estratégica para facilitar una respuesta rápida y efectiva. Puede emplearse una combinación de mecanismos activos de extinción de incendios, dependiendo del tipo de incendio y de la evaluación de impactos correspondiente (por ejemplo, sistemas fijos de extinción de incendios a base de espuma o de agua, sistemas de extinción por CO₂ y equipos portátiles de extinción de incendios). Actualmente, la instalación de extintores de gas halón no se considera buena práctica y debe evitarse. Debe disponerse de bombas de agua diseñadas para suministrar el agua a tasas adecuadas. Es fundamental llevar a cabo comprobaciones periódicas y el mantenimiento de los equipos de extinción de incendios.

- Se proporcionará formación en seguridad y respuesta contra incendios como parte de los cursos de iniciación / formación de los empleados en higiene y seguridad, y capacitación avanzada en seguridad contra incendios para el equipo designado para la extinción de incendios.

Calidad del aire

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** ofrecen orientaciones para mantener la calidad del aire en el lugar de trabajo, así como los niveles de calidad del aire exigidos.

Dado el riesgo de emisiones de gas en las instalaciones marinas de petróleo y gas a consecuencia de fugas o situaciones de emergencia, se requiere de una ventilación adecuada en espacios parcial o totalmente cerrados. Se instalarán tomas de aire para ventilar las zonas de seguridad de las instalaciones y aquellas otras zonas que deban estar en operación durante las situaciones de emergencia. Cuando sea necesario, se instalarán medios para detectar las concentraciones peligrosas de gas en las tomas y la parada

automática en caso de registrarse niveles peligrosos de gas. Puede calificarse de concentración peligrosa de gas inflamable una fracción (aproximadamente el 20 por ciento) del límite inferior explosivo de la sustancia.

Las instalaciones deben estar equipadas con un sistema fiable de detección de gas que permita aislar la fuente de las emisiones y reducir el inventario de gases que pueden liberarse a la atmósfera. Se iniciará la purga de los equipos de presión para reducir la presión del sistema y por ende el índice de flujo del vertido. Los dispositivos de detección de gas se utilizarán también para autorizar la entrada y las operaciones en espacios cerrados.

Se instalarán monitores en los puntos donde pueda acumularse el gas de sulfuro de hidrógeno (H₂S), configurándolos de modo que se activen las alarmas cuando se detecten concentraciones de H₂S que excedan los 7 miligramos por metro cúbico (mg/m³). Asimismo, se dotará a los empleados de detectores personales de H₂S y capacitación en respuestas en caso de fuga. Se proporcionarán equipos de oxígeno autónomos. El diseño y la ubicación correcta de estos equipos permitirán al personal interrumpir de forma segura sus actividades y alcanzar los refugios temporales o seguros.

Materiales peligrosos

El diseño de las instalaciones continentales debe reducir la exposición del personal a sustancias químicas, combustibles y productos que contengan sustancias peligrosas. El empleo de sustancias y productos clasificados como muy 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** 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 marinas, así como un contenedor designado y protegido para su almacenamiento cuando la fuente no esté en uso. El contenedor debe estar encerrado en un almacén seguro utilizado exclusivamente para este fin.

En aquellos lugares donde los materiales radioactivos de origen natural (NORM) pueden precipitarse en forma de sarro o lodos en las tuberías de proceso y los buques de producción, las instalaciones y los equipos de proceso deben supervisarse para controlar la presencia de NORM 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 NORM, debe desarrollarse un programa de manejo de NORM de modo que se respeten procedimientos de manipulación adecuados. Dichos procedimientos deben determinar la clasificación de la zona donde se hallen los NORM 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/cm² para las radiaciones gamma/beta y de los 0,4 Bq/cm² para las radiaciones alpha¹⁰. El operador debe decidir si dejar los NORM sobre el terreno o limpiar y descontaminar retirándolos para su eliminación según se describe en la Sección 1.1 de esta Guía.

Traslado de personal y embarcaciones

El traslado de personal a las instalaciones marinas suele realizarse por medio de helicópteros o embarcaciones. Se precisan procedimientos de seguridad específicos para el transporte de personal por medio de helicópteros o

embarcaciones, proporcionando por sistema consignas y equipos de seguridad a los pasajeros.

Las cubiertas para helicópteros a bordo de las instalaciones marinas deben cumplir los requisitos de la Organización para la Aviación Civil Internacional (OACI). Las instalaciones para el amarre de embarcaciones durante el traslado de personal deberán tener en cuenta las condiciones marinas adversas y proteger las embarcaciones y la estructura de las instalaciones de impactos fuertes.

Cuando se utilicen grúas para trasladar al personal de las embarcaciones a las instalaciones, sólo se recurrirá a las grúas, cables y cestos certificados para el traslado de personal.

Las embarcaciones auxiliares contarán con las licencias y certificaciones pertinentes de conformidad con los requisitos de la Organización Marítima Internacional. Debe implementarse un sistema de gestión de seguridad en las embarcaciones.

Reventones en los pozos

El flujo incontrolado de los fluidos del yacimiento en el pozo perforado puede causar un reventón y provocar una liberación no controlada de hidrocarburos al mar.

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; el registro de fluidos de perforación; emplear una altura hidrostática para los fluidos de perforación densificados o para los fluidos de terminación para compensar las presiones en el pozo; e instalar un sistema de Dispositivo anti-ruptura (BOP, por sus siglas en inglés) que pueda ser cerrado rápidamente en caso de entrada incontrolada de fluidos de formación y que permita la circulación en el pozo

¹⁰ Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA), 49 CFR 173: Surface Contaminated Object (SCO) y International Atomic Energy Agency (IAEA) Safety Standards Series No. ST-1, §508

por seguridad venteando el gas en la superficie y canalizar el petróleo de modo que pueda contenerse. 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 de control del pozo. Las medidas de contingencia en caso de reventón se incluirán en el plan de emergencia de las instalaciones.

Colisión de embarcaciones

Para evitar las colisiones accidentales con otros barcos o con las embarcaciones auxiliares, las instalaciones marinas deberán estar dotadas de ayudas para la navegación que cumplan con los requisitos nacionales e internacionales. Estas ayudas para la navegación incluyen radares y luces en las estructuras de las instalaciones y, cuando sea necesario, en las embarcaciones auxiliares. Se establecerán zonas de exclusión con un radio de 500 metros como mínimo alrededor de las instalaciones marinas permanentes. Desde las instalaciones se controlará y comunicará con las embarcaciones que se aproximen a las mismas para reducir los riesgos de colisión.

Deberá notificarse a la autoridad marítima, portuaria o de transporte pertinente la presencia de todas las instalaciones permanentes marinas, así como las zonas de exclusión y rutas habituales de transporte empleadas por las embarcaciones relacionadas con el proyecto. Las instalaciones de carácter permanente se señalarán en las cartas náuticas. Deberá notificarse a las autoridades marítimas el calendario y la ubicación de las actividades cuando vaya a producirse un incremento significativo en el tráfico de embarcaciones, como sucede durante la construcción de las instalaciones, los movimientos de la plataforma o los levantamientos sísmicos.

Se establecerá una zona de seguridad (normalmente de 1.000 metros de ancho) en el corredor de los conductos submarinos para definir las zonas de exclusión de anclaje y proteger los

aparejos de pesca. En aguas más superficiales con tráfico más intenso, se tendrá en cuenta la posibilidad de enterrar los conductos bajo el fondo marino.

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 marinas 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 las condiciones de preparación adecuadas. Asimismo, es necesario formar para la instalación un equipo de respuesta ante emergencias que esté formado 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. Se dispondrá de un número suficiente de botes salvavidas para toda la plantilla. Estos botes salvavidas serán embarcaciones cerradas y resistentes al fuego y contar con operadores capacitados. Se requieren vehículos de combustión interna para la evacuación de las instalaciones en aguas heladas. Asimismo, se proveerán suficientes chalecos salvavidas, aros salvavidas y trajes de inmersión.

No se recurrirá a la evacuación con helicópteros como primera vía de escape.

Se llevarán a cabo ejercicios de preparación para emergencias con una frecuencia proporcional a los riesgos asociados con el

proyecto. La programación mínima de prácticas que habría que implementar es la siguiente:

- Ejercicios trimestrales sin desplegar los equipos
- Ejercicios de evacuación y formación para abandonar las instalaciones en diferentes condiciones climáticas y períodos del día
- Simulacros de ejercicios 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 respuesta (estructura, funciones, responsabilidades y personas responsables de adoptar las decisiones)
- Una descripción de los procedimientos de respuesta (detalles sobre el equipo de respuesta, su emplazamiento, los procedimientos, los requisitos de formación, las responsabilidades, etc.)
- Descripciones y procedimientos de los sistemas de alerta y comunicaciones
- Medidas cautelares para proteger el pozo (o 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 alojamiento alternativas y de las fuentes de energía de emergencia
- Salvamento de hombre al agua

- Procedimientos de evacuación
- Procedimientos de Evacuación Médica de Emergencia para el personal herido o enfermo
- Políticas que definan las medidas para limitar o frenar los sucesos, y condiciones de finalización de la actuación.

1.3 Higiene y seguridad en la comunidad

Los impactos para la higiene y seguridad en la comunidad de las operaciones propias de instalaciones marinas de petróleo y gas están relacionados con la posible interacción con otros usuarios del mar, principalmente operadores de embarcaciones y pescadores.

Actividades tales como la perforación y construcción en alta mar, la instalación de ductos, las operaciones sísmicas y el desmantelamiento pueden causar impactos temporales para otros usuarios del mar. Las instalaciones y estructuras permanentes, incluidas las instalaciones de producción y perforación y los ductos submarinos, entrañan impactos a largo plazo, al menos hasta que finalice el ciclo de vida del yacimiento. Se notificará a las autoridades marítimas locales y regionales (incluidas asociaciones pesqueras) la ubicación de las instalaciones marinas (así como los peligros submarinos) y el calendario de sus actividades. Se marcará la ubicación de las instalaciones fijas y las zonas de exclusión de seguridad en las cartas náuticas. Se darán instrucciones precisas a otros usuarios del mar sobre las limitaciones de acceso a las zonas de exclusión. Se realizará un seguimiento periódico de los conductos submarinos para detectar la presencia de aberturas y reparar las aberturas identificadas.

En aquellas zonas donde se prevean impactos considerables para los pescadores, se nombrará a un oficial de enlace con las pesqueras para servir de enlace directo con la comunidad de

pescadores. Los planes de respuesta a los vertidos incluirán disposiciones para gestionar los posibles impactos sobre la comunidad o el paisaje derivados de los efectos de los vertidos de petróleo, sustancias químicas o combustibles en la línea de costa.

Seguridad

Se impedirá el acceso no autorizado a las instalaciones marinas mediante puertas situadas en las escaleras que conectan los atracaderos con la plataforma. Se estudiará la posibilidad de instalar mecanismos de detección de intrusos (por ejemplo, circuitos cerrados de televisión), lo que permitiría a la sala de control verificar las condiciones en las que se encuentran las instalaciones.

Se considerará la posibilidad de disponer de un buque de reserva para todas las instalaciones marinas. Este buque brindaría apoyo a las operaciones de seguridad, la gestión de la aproximación del buque de suministro a las instalaciones y la detección de intrusiones por parte de terceras embarcaciones en la zona de exclusión, así como la participación en las operaciones llevadas a cabo durante las situaciones de emergencia.

2.0 Indicadores y seguimiento del desempeño

2.1 Medio ambiente

Guías sobre emisiones y efluentes

El Cuadro 1 presenta las guías sobre efluentes y emisiones para la explotación marina de petróleo y gas. Las cantidades correspondientes a los efluentes de los procesos industriales en este sector son indicativas de las prácticas internacionales recomendadas para la industria, reflejadas en las normas correspondientes de los países que cuentan con marcos

normativos reconocidos. Se da por supuesto que las actuaciones contempladas en las 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 que se tratan en las secciones previas del presente documento.

Las guías sobre efluentes se aplican principalmente a las descargas en ubicaciones marinas (por ejemplo a más de 12 millas náuticas de la costa). Se establecerá la calidad del agua de descarga en aguas próximas a la costa caso por caso, teniendo en cuenta las sensibilidades ambientales y la capacidad de asimilación de las aguas receptoras.

Las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen orientaciones sobre las emisiones asociadas con actividades de producción de energía eléctrica y vapor generadas por una fuente de combustión con capacidad igual o inferior a 50 megavatios térmicos, mientras que las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para energía térmica** contienen disposiciones sobre las emisiones generadas por una fuente de energía más grande. En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se proporciona orientación sobre cuestiones ambientales teniendo en cuenta 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, los efluentes y el uso de los recursos aplicable al proyecto concreto.

Las actividades de seguimiento deben llevarse a cabo con la frecuencia suficiente para proporcionar datos representativos sobre el parámetro supervisado. Estas actividades deben ser realizadas por individuos formados, que han de seguir los procedimientos indicados de seguimiento y mantenimiento de registros y utilizar equipos con adecuada calibración y mantenimiento. La información obtenida debe ser analizada y examinada de forma regular y comparada con las normas operativas a 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.

Cuadro 1. Niveles de efluentes en la explotación marina de petróleo y gas

Parámetro	Valor de las guías
Fluidos y cortes de perforación – NADF	1) NADF – reinyectar o transportar a la costa, sin verterse en el mar. 2) Cortes de perforación – reinyectar o transportar a la costa, sin verterse en el mar salvo cuando: <ul style="list-style-type: none"> • La concentración de petróleo sea inferior al 1% por peso en los finos secos • Hg – un máximo de 1 mg/kg de peso seco en bario concentrado • Cd – un máximo de 3 mg/kg de peso seco en bario concentrado • Descargar mediante ataguía por lo menos a 15 m por debajo del nivel del mar
Fluidos y cortes de perforación –WBDF	1) WBDF – reinyectar o transportar a la costa, sin verterse en el mar: <ul style="list-style-type: none"> • Efectuar con las pruebas de toxicidad aguda de CL-50 96 horas de SPP-volumen del 3% de los fluidos de perforación o bien realizar pruebas basadas en las especies sometidas a la valoración estándar de toxicidad^a (preferentemente especies específicas del emplazamiento); 2) WBDF, fluidos y finos – reinyectar o transportar a la costa, sin verter en el mar salvo cuando: <ul style="list-style-type: none"> • Hg – 1 mg/kg de peso seco en bario concentrado • Cd - 3 mg/kg de peso seco en bario concentrado • La concentración máxima de cloruro debe de ser cuatro veces menor que la concentración ambiente en las aguas receptoras dulces o salobres • Descargar mediante ataguía por lo menos a 15 m por debajo del nivel del mar
Agua producida	Reinyectar. La descarga máxima en el día de petróleo o grasa no superará los 42 mg/l; la descarga promedio en 30 días no pasará de los 29 mg/L.
Fluidos de terminación y de acondicionamiento del pozo	Transportar a la costa o reinyectar. No se descargará en el mar salvo cuando: <ul style="list-style-type: none"> • La descarga diaria máxima de petróleo y grasa no supere los 42 mg/L; la descarga promedio durante 30 días no pase de los 29 mg/L • La neutralización obtenga un pH de 5 o superior
Arenas producidas	Transportar a la costa o reinyectar. No se verterán en el mar a menos que la concentración de petróleo sea inferior al 1% por peso en arenas secas.
Aguas de prueba hidrostática	<ul style="list-style-type: none"> • Enviar a la costa para su tratamiento o eliminación • Verter al mar tras un análisis de riesgo ambiental y una cuidadosa selección de las sustancias químicas • Utilización limitada de sustancias químicas
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 mezcla y dilución iniciales. Cuando la zona no se halle definida, utilizar como referencia 100 metros desde el punto de descarga.
Salmuera de desalinización	Mezclar con otras corrientes residuales vertidas, en caso de que sea posible ^b .
Aguas de alcantarillado	Observancia de MARPOL 73/78 ^b
Residuos alimentarios	Observancia de MARPOL 73/78 ^b
Desplazamiento de agua de almacenamiento	Observancia de MARPOL 73/78 ^b
Sentina	Observancia de MARPOL 73/78 ^b
Agua de drenaje de la plataforma (drenajes peligrosos y no peligrosos)	Observancia de MARPOL 73/78 ^b
Notas: ^a CL-50 96 horas: concentración en partes por millón (ppm) o porcentaje de partículas en suspensión (SPP) de la muestra que resulta fatal para el 50 por ciento de los organismos sometidos a ensayo y expuestos a dicha concentración durante un período ininterrumpido de 96 horas. ^b En las aguas cercanas a la costa, se seleccionará cuidadosamente la ubicación para la descarga en base a las sensibilidades y capacidad de asimilación de las aguas receptoras.	

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 la materia que se publican en el ámbito internacional, entre ellas: 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)¹¹, la Guía de bolsillo sobre riesgos químicos publicada por el Instituto Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo de los Estados Unidos (NIOSH)¹², los límites permisibles de exposición publicados por la Administración de Seguridad e Higiene en el Trabajo de los Estados Unidos (OSHA)¹³, los valores límite indicativos de exposición profesional publicados por los Estados miembros de la Unión Europea¹⁴ u otras fuentes similares. Debe prestarse especial atención a las guías sobre exposición profesional para el sulfuro de hidrógeno (H₂S).

Para las guías sobre la exposición en el trabajo a materiales radioactivos de origen natural (NORM), 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 incluso la 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)¹⁵.

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 realizadas por profesionales acreditados¹⁶ como parte de un programa de seguimiento de la higiene y la 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 la seguridad en el trabajo.

¹¹ Disponibles en: <http://www.acgih.org/TLV/> y <http://www.acgih.org/store/>.

¹² Disponible en: <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

¹³ Disponibles en: http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992.

¹⁴ Disponibles en: http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oell.

¹⁵ Disponible en <http://www.bls.gov/iif/> y <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

¹⁶ Los profesionales acreditados pueden incluir higienistas industriales certificados, higienistas ocupacionales diplomados o profesionales de la seguridad certificados o su equivalente.

3.0 Referencias y fuentes adicionales

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA). 2001. Parte 435 del 40 CFR. Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart A—Offshore Subcategory. Washington, D.C.: EPA.

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA). 2000. Project Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. EPA Office of Compliance. Washington, D.C.: EPA.

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA). Parte 60 del 40 CFR. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines. Washington, D.C.: EPA.

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA). Parte 63 del 40 CFR. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart Y—National Emission Standards for Marine Tank Vessel Loading Operations. Washington, D.C.: EPA.

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA). Parte 63 del 40 CFR. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart HH—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From Oil and Natural Gas Production Facilities. Washington, D.C.: EPA.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 1999. Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration. Directiva 060. Calgary, Alberta: 1999.

American Petroleum Institute (API). 1997. Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations. API E5. Segunda edición. API.

American Petroleum Institute (API). Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment. Publ. 7103. API.

ARPEL (2000) Occupational Health and Work Risk (Seguridad y Salud Ocupacional), <http://www.arpel.org>

ARPEL (2005) Statistics on Incidents in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean - 2004 Statistics for ARPEL Member Companies, <http://www.arpel.org>

Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos (IAGC). 2001. Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations. Houston, Texas: IAGC.

Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (OGP). 2005. Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment. Informe n°. 364. OGP.

Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (OGP). 2004a. Environmental Performance in the E&P Industry – 2004 Data. Informe n°. 372. Noviembre de 2005. OGP.

Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (OGP). 2004b. OGP Safety Performance Indicators – 2004. Informe n°. 367. Mayo de 2005. OGP.

Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (OCP) y Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos (IAGC). 2004. Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint OGP/IAGC Position Paper. Informe n°. 358. OGP/IAGC.

Australian Petroleum Production & Exploration Association Limited (APPEA). 2002. Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials. Camberra, Australia: APPEA.

Bel M.K. Engineering. 1999. Guidelines for the Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations Guideline # 26. Prepared for ARPEL, Montevideo. Uruguay: Bel M.K. Engineering.

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2001. Offshore Produced Water Waste Management. Report 2001-030. Calgary: CAPP.

Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. Final Draft. Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste. NORM Waste Management Technical Committee.

Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). 2002. Offshore Waste Treatment Guidelines. Nova Scotia: CNSOPB.

Código de Regulaciones Federales de Estados Unidos (CFR). Título 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart C: Pollution Prevention and Control.

Código de Regulaciones Federales de Estados Unidos (CFR). Título 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart K: Oil and Gas Production Rates. § 250.1105: Flaring and Venting Gas and Burning Liquid Hydrocarbons.

Comisión de Helsinki (Helcom). 1997. Recomendación 18/2. Actividades en alta mar. Helsinki, Finlandia: Helcom

Comisión OSPAR (OSPAR). 2004. Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities. Número de referencia: 2004-11. OSPAR.

Comisión OSPAR (OSPAR). 2002. Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue. Número de referencia: 2002-8. OSPAR.

Comisión OSPAR (OSPAR). 2001a. The Environmental Aspects of On and Off-site Injection of Drill Cuttings and Produced Water. OSPAR.

Comisión OSPAR (OSPAR). 2001b. Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations. OSPAR.

Comisión OSPAR (OSPAR). 2000a. Decisión 2000/3 relativa a la utilización de fluidos de perforación de base orgánica (OPF) y a la descarga de fragmentos de perforación contaminados por OPF. OSPAR.

Comisión OSPAR (OSPAR). 2000b. Recommendation 2000/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals. OSPAR.

Comisión OSPAR (OSPAR). 1998. Decisión 98/3 relativa a la eliminación de instalaciones mar adentro no utilizadas. OSPAR.

Decreto Legislativo. 3 de abril de 2006, No. 152. Norme in Materia Ambientale. Roma, Italia.

Departamento de Industria y Comercio del Reino Unido (DTI) Oil and Gas. 2005. Oil Discharged with Produced Water 1991–2004. DTI.

E&P Forum. 1993. Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines. Report No. 2.58/196. E&P Forum.

E&P Forum/UNEP. 2000. Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. A Joint E&P Forum/UNEP Publication. E&P Forum/UNEP.

Ekins, Paul, Robin Vanner y James Firebrace. 2005. Management of Produced Water on Offshore Oil Installations. A Comparative Analysis using Flow Analysis. Policy Studies Institute. U.K. Department of Trade and Industry.

Fisheries and Oceans Canada. 2004. Review of Scientific Information on Impacts of Seismic Sound on Fish, Invertebrates, Marine Turtles and Marine Mammals. Habitat Status Report 2004/002. 2004.

Fórum sobre Exploración y Producción (E&P Forum) (ahora OGP). 2002. Oil and Gas Exploration and Production in Arctic Offshore Regions (Exploración de Petróleo y Gas y Producción en el Ártico y Regiones Costeras)– Guidelines for Environmental Protection. Informe n°. 2.84/329. UNEP IE/PAC Informe Técnico 37. E&P Forum Report 2.72/254. E&P Forum.

Grant, Alistair. 2003. Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea. Disponible en <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>

Grupo Banco Mundial. 2004. Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Public-Private Partnership, Informe n°. 4. Washington, D.C.: EPA

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). Canadian Ministry of Health. Minister of Public Works and Government Services Canada.

Hildebrand, J. A. 2004. Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans. IWC SC/E/13 (2004).

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2006. Oil Spill Preparedness and Response. Report Series Summary. Londres, Reino Unido: IPIECA.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2000. A Guide for Contingency Planning for Oil Spills on Water. Segunda edición. Londres, Reino Unido: IPIECA. Disponible en <http://www.ipieca.org>

Joint Nature Conservation Committee. 2004. Guidelines for Minimizing Acoustic Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys. Joint Nature Conservation Committee. Aberdeen., Reino Unido: Joint Nature Conservation Committee

McCauley, R.D., J. Fewtrell, A.J. Duncan, C. Jenner, M-N. Jenner, J.D. Penrose, R.I.T. Prince, A. Adhitya, J. Murdoch y K. McCabe. 2000. "Marine

Seismic Surveys. A Study of Environmental Implications." *APPEA Journal* 20: 692–707.

McGinnis, Michael V., Fernandez, Linda y Caroline Pomeroy. 2001. The Politics, Economics, and Ecology of Decommissioning Offshore Oil and Gas Structures. MMS OCS Study 2001-006. Coastal Research Center, Marine Science Institute, University of California, Santa Barbara, California. Cooperative Agreement Number 14-35-0001-30761.

Miljø/Arctic Environment, 2ª edición. National Environmental Research Institute. Dinamarca. Research Notes from NERI n°. 132.

Mosbech, A. R. Dietz y J. Nymand. 2000. Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland. Arktisk Institute.

National Research Council. 2003. Ocean Noise and Mammals. Committee on Potential Impacts of Ambient Noise in the Ocean on Marine Mammals. Ocean Studies Board. Washington, D.C.: National Research Council of the National Academy of Sciences. National Academies Press.

NORSOK Standard. 2005. Environmental Care. S-003. Rev. 3. December 2005. Standards Norway. Norway: NORSOK.

Norwegian Oil Industry Association (OLF). 2004. Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry. Norway: OLF.

Organización Marítima Internacional (OMI). 2003. Guidelines for Application of MARPOL Annex 1 Requirements to FPSOs and FSUs. MEPC/Circ.406. Londres, Reino Unido, U.K.: IMO.

Organización Marítima Internacional (OMI). 2002. MARPOL 73/78, Consolidated Edition 2002. Londres, Reino Unido.: IMO.

Organización Marítima Internacional (OMI). 1990. International Convention on Oil Pollution, Preparedness, Response and Cooperation. Londres, Reino Unido: IMO.

PAME. 2002. Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines. Produced by Protection of the Arctic Environment Working Group. Islandia: PAME. Disponible en www.pame.is

PARCOM. 1986. Recommendation 86/1 of a 40mg/l emission standard for platforms. PARCOM 8/12/1, paras 5.37-5.40. PARCOM.

Patin, Stanislav. 1999. *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*. East Northport, NY: EcoMonitor Publishing.

Peterson, David. 2004. Background Briefing Paper for a Workshop on Seismic Survey Operations: Impacts on Fish, Fisheries, Fishers and Aquaculture. Prepared for the British Columbia Seafood Alliance. Febrero de 2004.

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP). Offshore Oil and Gas Forum. Environmental Regulations for Norwegian Offshore Oil and Gas Industry. UNEP. Disponible en <http://www.oilandgasforum.net/management/regula/norwayprof.htm>

Russell, R.W. 2005. Interactions between Migrating Birds and Offshore Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico: Final Report. New Orleans, LA: U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, OCS Study MMS 2005-009.

Stone, Caroline J. 2003 The Effects of Seismic Activity on Marine Mammals in UK Waters, 1998-2000. JNCC Informe n°. 323. JNCC.

United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). 2004.
Exploration Data Waste Management Reference Report. Version 1. UKOOA.

United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). 2000.
Environmental Report 2000, Emissions and Discharges. UKOOA. Disponible
en www.ukooa.co.uk/issues/2000report/enviro00_emissions.htm

Anexo A: Descripción general de las actividades de la industria

Los principales productos de la industria marina del petróleo y el gas 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 por debajo del fondo marino. La tecnología sísmica emplea la reflexión de ondas sonoras para identificar las estructuras geológicas subterráneas. Durante los sondeos sísmicos marinos modernos, el buque sísmico puede arrastrar hasta 16 “streamers” (cables que contienen los hidrófonos empleados para detectar el sonido reflejado desde el subsuelo) a una profundidad de 5 a 10 metros (m). Cada cable puede alcanzar los 8-10 kilómetros (km) de longitud. Además del sistema de hidrófonos, el buque arrastra un conjunto de fuentes sísmicas compuestas por una serie de cañones de aire comprimido capaces emitir pulsos acústicos de entre 200–250 decibelios (dB) hacia abajo. Los pulsos acústicos, repetidos cada 6 a 10 segundos, son reflejados por profundas formaciones geológicas y registrados por el sistema de hidrófonos.

Perforación exploratoria

Las actividades marinas de perforación exploratoria se basan en el análisis de los datos sísmicos para verificar y cuantificar el volumen y alcance de los recursos petroleros y de gas de formaciones geológicas potencialmente productivas. El hallazgo de petróleo o gas podría requerir más perforaciones exploratorias.

Existen varias clases de plataformas marinas de perforación, incluyendo:

- *Plataformas de perforación autoelevables con gatos:* idóneas para aguas superficiales de hasta 100 m de profundidad, se transportan hasta el emplazamiento autopropulsándose o con remolcadores. A su llegada, se hunden tres o cuatro pilares con ayuda de gatos eléctricos o hidráulicos hasta el fondo marino para sostener la plataforma de perforación por encima del agua.
- *Plataformas de sondeo semisumergibles:* idóneas para aguas profundas, se transportan hasta el emplazamiento autopropulsándose o con remolcadores. El casco se sumerge parcialmente, fijándose la plataforma por medio de anclas.
- *Plataformas de perforación sumergibles:* sólo aptas para aguas superficiales, se remolcan hasta el emplazamiento. Consiste en dos cascos: un casco superior o plataforma y otro inferior que se llena de agua y se sumerge en el fondo marino.
- *Barcazas de perforación como plataforma flotante:* idóneas para aguas superficiales, zonas de estuario, lagos, marismas, pantanos y ríos. No son aptas para aguas abiertas o profundas. Pueden remolcarse hasta el emplazamiento.
- *Barcos de perforación:* diseñados para realizar perforaciones en aguas profundas. El sondeo se lleva a cabo desde una plataforma de perforación y un mástil de

carga situados en el centro de la cubierta, desde donde se hunden las barras de sondeo a través de un orificio en el casco (*moonhole*).

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. Una vez perforadas todas las secciones del pozo, se introduce en el pozo un revestimiento de acero que se fija a las paredes mediante cemento para evitar que el pozo se derrumbe.

Una vez alcanzado el yacimiento, el pozo se completa y se somete a prueba poniendo en funcionamiento el buque y los equipos de producción para bombear los hidrocarburos a la superficie y así establecer las propiedades del yacimiento mediante un separador de prueba.

Explotación del yacimiento

La explotación del yacimiento puede comenzar una vez que las actividades de exploración (y perforaciones de evaluación adicionales) hayan detectado y confirmado la existencia de reservas de hidrocarburos económicamente recuperables. En muchos casos, esta fase supone la instalación de una plataforma marina de perforación y producción autosuficiente en términos de energía y de necesidades de agua para los trabajadores y para los pozos de sondeo y el procesamiento de hidrocarburos para la exportación.

Existen muchas clases de plataformas marinas, incluidas:

- *Plataformas fijas:* se emplean a profundidades cercanas a los 500 m y consisten en pilares de acero u hormigón (subestructura) fijados directamente al fondo del mar mediante columnas de acero que sirven de soporte a una plataforma de acero. Los equipos de perforación, instalaciones de producción y alojamiento suelen situarse sobre la plataforma.
- *Plataformas oscilantes:* se usan a profundidades que oscilan entre los 500 y los 1.000 m y consisten en una torre estrecha y flexible sobre una base de pilotes que da soporte a una plataforma convencional.
- *Plataformas flotantes tipo TLP:* se emplean a profundidades de hasta 2.000 m y consisten en instalaciones flotantes ancladas al fondo marino y fijadas al mismo por medio de anclas. Existen plataformas mini TLP (Seastars) utilizadas a profundidades que oscilan entre los 200 y los 1.000 m.
- *Plataformas de perforación autoelevables con gato:* se emplean en aguas superficiales (hasta 100 m de profundidad) y se trasladan hasta la ubicación deseada, donde los pilares se anclan en posición por medio de gatos hidráulicos para proporcionar soporte a la plataforma.
- *Plataformas de mástil:* utilizadas en aguas cuya profundidad oscila entre los 500 y los 1.700 m y que consisten en un casco cilíndrico sobre el que descansa una plataforma flotante.
- *Sistemas de producción flotante:* embarcaciones equipadas con instalaciones de procesamiento y amarradas a un lugar mediante una serie de anclas. Aunque se trata a menudo de depósitos de petróleo convertidos, los principales sistemas de producción flotante son las embarcaciones de producción flotante, almacenaje y descarga (FPSO), los recipientes flotantes

de almacenaje y descarga (FSO) y las unidades flotantes de almacenamiento (FSU).

Las plataformas de producción vienen equipadas con instalaciones capaces de separar los fluidos de formación en petróleo, gas y agua. Dependiendo del proyecto, la plataforma se utilizará exclusivamente para la producción, dado que la perforación se puede llevar a cabo con un equipo portátil de perforación diseñado para este fin. Algunas plataformas sólo se utilizan para traer los hidrocarburos a la superficie y exportarlos directamente para su procesamiento, mientras que ciertas plataformas de gas pueden funcionar sin intervención humana durante las operaciones rutinarias de producción. Normalmente, se perforan múltiples pozos desde la ubicación de la plataforma empleando técnicas de perforación directriz. En ciertos casos, cuando hay puntos a los que no puede accederse mediante una perforación direccional desde una ubicación fija o cuando existen pequeños yacimientos, se instalan unidades de producción submarina en el fondo marino, procediendo a la perforación y amarrando los hidrocarburos a una plataforma cercana mediante un sistema de conductores verticales.

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. El petróleo y / o el gas se producen mediante la separación de la mezcla de fluidos de formación en petróleo y agua y en gas y agua, o el gas y los condensados en la plataforma. El petróleo sale de la plataforma mediante el bombeo a un conducto submarino hasta la costa, o bien hasta una unidad flotante de almacenamiento marina o directamente a un buque cisterna. Normalmente, el gas se exporta por conductos.

La producción en la mayoría de los yacimientos obedece a un patrón previsible, denominada curva de declinación, por el cual la producción aumenta relativamente rápido hasta alcanzar un pico, siguiéndole a continuación un prolongado y lento declive.

A menudo se emplea la inyección de agua o gas para mantener la presión de la reserva e incrementar la producción. En otras ocasiones, pueden emplearse técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo como la inyección de vapor, nitrógeno, dióxido de carbono o agentes de superficie para aumentar la capacidad de recuperación.

Los operadores pueden realizar labores periódicas de acondicionamiento para limpiar los pozos y permitir así la salida de petróleo o gas a la superficie. Otras medidas para incrementar la producción incluyen la fractura y tratamiento del fondo del pozo con ácido para crear mejores canales de paso para que el petróleo y el gas asciendan a la superficie.

Desmantelamiento y abandono

El desmantelamiento de las plataformas marinas tiene lugar cuando se agota el yacimiento o cuando la producción de hidrocarburos de dicho yacimiento deja de ser rentable. Ciertas partes de las instalaciones marinas, como las plataformas, son sometidas a tratamiento para eliminar las sustancias contaminantes y suelen eliminarse, mientras que se garantiza la inocuidad de otros componentes y se dejan sobre el terreno.

Los pozos se tapan y abandonan para evitar la migración de los fluidos en el interior del pozo perforado, lo que podría contaminar la superficie. El equipo del fondo del pozo se retira y las partes perforadas del pozo se limpian de tierra, sarro y otros escombros. A continuación se tapa el pozo perforado para evitar la entrada de fluidos. 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.