

GUÍA SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA LA EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COSTA AFUERA

INTRODUCCIÓN

1. Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad (MASS) son documentos de referencia técnica que contienen ejemplos generales y específicos de las buenas prácticas internacionales para diferentes tipos de industrias¹. Cuando uno o más integrantes del Grupo Banco Mundial participen en un proyecto, estas guías se aplicarán de acuerdo con los requisitos de sus respectivas políticas y normas. La presente guía deberá usarse junto con el documento de las **guías generales sobre MASS**, que ofrece a los usuarios orientación acerca de temas comunes que puede aplicarse a todos los sectores industriales. En el caso de proyectos complejos, es probable que deban utilizarse las guías correspondientes a varios sectores industriales, cuya lista completa se publica en www.ifc.org/ehsguidelines.
2. Las guías sobre MASS contienen los niveles e indicadores de desempeño que normalmente se pueden alcanzar en instalaciones nuevas con la tecnología existente y a costos razonables. Para aplicar estas guías a instalaciones ya existentes, puede ser necesario establecer metas específicas para el sitio y un cronograma adecuado para alcanzarlas.
3. La aplicación de estas guías deberá adaptarse a los peligros y riesgos identificados en cada proyecto, con base en los resultados de una evaluación ambiental en la que se tengan en cuenta las variables específicas del lugar, tales como el contexto del país receptor, la capacidad de asimilación del medio ambiente y otros factores relativos al proyecto. La decisión de aplicar recomendaciones técnicas específicas deberá basarse en la opinión profesional de personas calificadas y con experiencia en el sector.
4. En los casos en que la reglamentación del país receptor establezca niveles e indicadores distintos de los presentados en las guías sobre MASS, los proyectos deberán alcanzar los que sean más rigurosos. Cuando, en vista de las circunstancias específicas del proyecto, se considere necesario aplicar niveles o indicadores menos rigurosos que los establecidos en las guías, se deberá aportar una justificación exhaustiva y detallada de las alternativas propuestas como parte de la evaluación ambiental del lugar en cuestión. Esta justificación deberá demostrar que los niveles de desempeño alternativos elegidos garantizan la protección de la salud humana y el medio ambiente.

¹ Definidas como el ejercicio de la aptitud profesional, la diligencia, la prudencia y la previsión que podría 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 estos profesionales 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 niveles de degradación ambiental y de capacidad de asimilación del medio ambiente, así como distintos niveles de factibilidad financiera y técnica.

APLICABILIDAD

5. La **guía sobre medio ambiente, salud y seguridad para la explotación de petróleo y gas costa afuera** incluye información relativa a las exploraciones sísmicas, la perforación exploratoria y de producción, las actividades de explotación y producción, las operaciones de gasoductos, el transporte costa afuera, la carga y la descarga de buques cisterna, las operaciones auxiliares y de apoyo, y el desmantelamiento. También contemplan los posibles impactos en tierra de las actividades de petróleo y gas costa afuera.

Este documento está dividido en las siguientes secciones:

1. Impactos y manejo específicos de la industria	2
1.1 Medio ambiente.....	2
1.2 Salud y seguridad ocupacional.....	22
1.3 Salud y seguridad de la comunidad.....	32
2. Seguimiento de los indicadores de desempeño	33
2.1 Medio ambiente.....	33
2.2 Seguridad y salud ocupacional.....	37
3. Bibliografía	39
Anexo A. Descripción general de las actividades del sector	46

1. IMPACTOS Y MANEJO ESPECÍFICOS DE LA INDUSTRIA

6. Esta sección contiene una síntesis de las cuestiones sobre MASS asociadas a la explotación de petróleo y gas costa afuera, así como recomendaciones para su manejo. Estas cuestiones pueden ser pertinentes para cualquiera de las actividades descritas como aplicables en esta guía. Por otra parte, en las **guías generales sobre MASS** se ofrece orientación para el manejo de las cuestiones de este tipo que son comunes a la mayoría de las grandes instalaciones industriales durante la etapa de construcción. Las **guías sobre MASS para las terminales de productos de crudo y petróleo** incluyen información relevante para las terminales de almacenamiento de petróleo en tierra y en el agua que reciben y envían cargamentos a granel de petróleo crudo y productos refinados procedentes de oleoductos y gasoductos, buques cisterna, vagones y camiones para su posterior distribución comercial.

1.1 Medio ambiente

7. Las siguientes cuestiones ambientales deben tenerse en cuenta como parte de un programa exhaustivo de evaluación y gestión que haga frente a los riesgos y posibles impactos específicos del

proyecto. Las cuestiones ambientales comúnmente relacionadas con los proyectos de petróleo y gas costa afuera son las siguientes:

- emisiones a la atmósfera;
- vertido de aguas residuales;
- manejo de residuos sólidos y líquidos;
- generación de ruido (incluido el ruido subacuático);
- derrames;
- eficiencia energética y conservación de recursos.

1.1.1 Emisiones a la atmósfera

8. Las principales fuentes de emisiones a la atmósfera (continuas o intermitentes) de las actividades costa afuera son: fuentes de combustión (calderas, turbinas) para generación de electricidad y calor; uso de compresores, bombas y motores alternativos y de otro tipo en instalaciones costa afuera, incluidos helicópteros y buques de apoyo y de abastecimiento; emisiones resultantes de la quema y venteo de hidrocarburos; emisiones intermitentes (como emisiones de pruebas de pozos, quema de gas por motivos de seguridad, escapes de motores, etc.), y emisiones fugitivas.

9. Uno de los componentes más importantes de estas fuentes de emisiones es el dióxido de carbono (CO₂). Los principales contaminantes son los óxidos de nitrógeno (NO_x), los óxidos de azufre (SO_x), el monóxido de carbono (CO) y las partículas en suspensión. Completan la lista de contaminantes el sulfuro de hidrógeno (H₂S); los compuestos orgánicos volátiles (COV); el metano y el etano; el benceno, etilbenceno, tolueno y xilenos (BTEX); los glicoles, y los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP). En algunos casos, puede haber mercaptanos y mercurio presentes, los cuales requieren un trato específico. Los sistemas de extinción de incendios y refrigeración pueden contener halones y clorofluorocarbonos, sustancias que agotan la capa de ozono².

10. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) acumuladas de todas las instalaciones y actividades de apoyo costa afuera deben cuantificarse anualmente de acuerdo con metodologías reconocidas internacionalmente.

11. Se deben hacer todos los intentos razonables y posibles por implementar métodos adecuados para controlar y reducir las emisiones fugitivas en el diseño, el funcionamiento y el mantenimiento de las instalaciones costa afuera, y maximizar la eficiencia energética y diseñar las instalaciones de modo de garantizar el menor consumo energético posible. El objetivo es reducir las emisiones a la atmósfera. Deben evaluarse opciones rentables y viables desde el punto de vista técnico para reducir las emisiones. En las **guías generales sobre MASS** se incluyen recomendaciones adicionales sobre el manejo de los GEI y la conservación de la energía.

² Véase también Oil and Gas UK, "About the Industry", última actualización: noviembre de 2009, http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm.

Gases de escape

12. La principal fuente de emisiones a la atmósfera en las instalaciones costa afuera suelen ser las emisiones de gases de escape generadas durante la combustión de gas o combustibles líquidos en turbinas, calderas o motores alternativos, usados para generar calor o electricidad, o para accionar maquinaria como compresores o bombas. Durante la elección de los equipos, deben tenerse en cuenta las especificaciones de emisiones a la atmósfera, al igual que el uso de gas natural o combustibles con un contenido muy bajo de azufre.

13. En las **guías generales sobre MASS** se ofrece orientación para el manejo de las pequeñas emisiones de fuentes de combustión con una capacidad de hasta 50 megavatios térmicos (MWt), incluidas las normas de emisiones al aire para las emisiones de gases de escape. Para obtener información sobre las emisiones de fuentes de combustión con una capacidad superior a los 50 MWt, véanse las **guías sobre MASS para plantas de energía térmica**.

Venteo y quema de gas

14. El gas asociado que emerge a la superficie junto con el crudo durante la producción de petróleo en las instalaciones costa afuera a veces se elimina por venteo o quema. Actualmente esta práctica es considerada como un derroche de recursos valiosos y una fuente significativa de emisiones de GEI.

15. No obstante, la quema y el venteo también son medidas de seguridad importantes que se utilizan en las instalaciones de petróleo y gas costa afuera para garantizar que el gas y otros hidrocarburos se eliminen de manera segura en caso de emergencia, fallo eléctrico o de los equipos, u otros problemas en las plantas. En estas instalaciones, deben realizarse evaluaciones de riesgos (por ejemplo, un estudio de riesgos y operabilidad [HAZOP], un estudio de identificación de riesgos [HAZID], etc.) para estimar las implicancias de este tipo de situaciones.

16. Cuando se evalúan las distintas opciones de quema y venteo para las actividades costa afuera, deben adoptarse medidas que se correspondan con las Normas Globales Voluntarias para la Reducción de la Quema y el Venteo de Gas³ (parte de la Asociación Público-Privada Mundial para la Reducción de la Quema de Gas). El documento ofrece orientación sobre cómo eliminar o reducir la quema y el venteo del gas natural.

17. El venteo continuo de gas asociado no es una buena práctica y debe evitarse. La corriente de gas asociado debe desviarse hacia un sistema de quema eficiente, aunque debe evitarse la quema continua de gas si hay otras alternativas disponibles. Antes de adoptar la quema, se deberán evaluar las alternativas viables para el uso del gas e incorporarlas al diseño de producción en la mayor medida posible⁴.

18. Las opciones alternativas pueden incluir el uso del gas para cubrir las necesidades energéticas del lugar, la inyección de gas para mantener la presión del yacimiento, una mayor recuperación de petróleo utilizando la extracción con gas o la exportación del gas a una instalación cercana o al mercado. Se debe

³ Véase Banco Mundial (2004).

⁴ *Ibídem*.

realizar una evaluación de todas las alternativas que se documente de forma adecuada. Si ninguna de las opciones 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 poner fin a la quema continua del gas asociado a la producción.

19. Se deben diseñar, construir y poner en funcionamiento nuevas instalaciones a fin de evitar la quema regular de gas. Se deben identificar y evaluar las posibles opciones rentables para reducir la quema en instalaciones existentes, de modo de acceder a beneficios sociales sostenibles (por ejemplo, transformación del gas en electricidad), en colaboración con los Gobiernos de los países receptores y otras partes interesadas, y con especial atención a las emisiones de GEI.

20. Si la quema es la única opción viable, se debe demostrar la mejora continua del proceso de quema mediante la implementación de prácticas recomendadas y nuevas tecnologías. En el proceso de quema de gas se deberán tener en cuenta las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

- en la medida de lo posible, implementar medidas, para disminuir las emisiones de gas;
- utilizar puntas de antorcha eficientes, y optimizar el tamaño y el número de las boquillas de combustión;
- maximizar la eficiencia de la combustión de la antorcha mediante el control y la optimización del flujo de combustible/aire/vapor, para asegurar una proporción correcta entre las corrientes principal y auxiliar de alimentación de la antorcha;
- minimizar el gas destinado a quema procedente de purgas y pilotos sin poner en peligro la seguridad, mediante medidas tales como la instalación de dispositivos de reducción de los gases de purga, unidades de recuperación de vapor, gases de purga inertes, tecnología de válvulas de asiento de elastómero, cuando proceda, e instalación de pilotos de protección;
- reducir al mínimo el riesgo de que se apague el piloto garantizando la suficiente velocidad de salida y utilizando dispositivos de protección contra el viento;
- utilizar un sistema fiable de encendido del piloto;
- instalar sistemas de instrumentos de protección de la presión de alta integridad, cuando resulte apropiado, para disminuir las situaciones de sobrepresión y evitar o reducir situaciones de quema;
- minimizar el arrastre y la suspensión de líquidos en la corriente de gas de alimentación de la antorcha con un sistema apropiado de separación de líquidos;
- minimizar los desprendimientos o avances de llama;
- hacer funcionar la antorcha de modo que permita controlar los olores y las emisiones visibles de humo (sin humo negro);
- poner la antorcha a una distancia segura de las dependencias destinadas a alojamiento de los trabajadores;
- implementar programas de mantenimiento y sustitución de los quemadores para garantizar la máxima eficiencia continua de la antorcha;
- medir el gas destinado a la quema.

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

22. Para minimizar las instancias de quema ocasionados por averías de los equipos y problemas en las plantas, la fiabilidad de la planta debe ser elevada (superior al 95 %) y se deben prever repuestos para los equipos y protocolos de parada de las plantas.

23. Durante la etapa inicial de puesta en servicio, se deberán calcular los volúmenes de quema para nuevas instalaciones, de forma que se puedan establecer objetivos adecuados del volumen de gas que se va a quemar. Se deberán registrar e informar los volúmenes de gas quemado procedentes de todas las instancias de quema.

Pruebas de producción de los pozos

24. Durante la prueba de producción del pozo, debe evitarse la quema de los hidrocarburos producidos, especialmente en áreas sensibles desde el punto de vista ambiental. Se deben evaluar alternativas viables para la recuperación de estos 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 para los hidrocarburos producidos debe documentarse adecuadamente.

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

Emisiones fugitivas

26. Las emisiones fugitivas en las instalaciones costa afuera pueden estar relacionadas con procesos de venteo en frío (corriente gaseosa recolectada que se libera directamente a la atmósfera sin una quema previa), tuberías con fugas, válvulas, conexiones, bridas, aislamientos, conductos de extremos abiertos, juntas de las bombas, juntas de los compresores, válvulas de descompresión, tanques abiertos para fluidos de perforación no acuosos (que generan emisiones difusas) y operaciones de carga y descarga de hidrocarburos.

27. En el diseño, funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones costa afuera deben tenerse en cuenta métodos para controlar y reducir las emisiones fugitivas. Para una elección adecuada de válvulas, bridas, empalmes, juntas y aislamientos, deben tenerse en cuenta las condiciones de seguridad e

idoneidad, así como su capacidad para reducir las fugas y las emisiones fugitivas de gas. Además, todas las corrientes gaseosas recolectadas deben quemarse en antorchas de alta eficiencia, y deben implementarse programas de detección y reparación de fugas.

1.1.2 Aguas residuales

Agua producida

28. Los yacimientos de petróleo y gas contienen agua (agua de formación) que se convierte en agua producida cuando es llevada a la superficie durante la producción de hidrocarburos. Los yacimientos de petróleo pueden contener grandes volúmenes de esta agua, mientras que en los yacimientos de gas generalmente se producen cantidades más reducidas, con la excepción de los yacimientos de gas metano de carbón (GMC), donde inicialmente se genera un gran volumen de agua producida. Los yacimientos de GMC no suelen explotarse costa afuera. Además, en muchos campos, se inyecta agua al yacimiento para mantener la presión o maximizar la producción. La corriente total de agua producida puede representar, por su volumen, uno de los mayores productos residuales de las operaciones y, por lo tanto, debe ser gestionada por los responsables de las operaciones de explotación costa afuera.

29. El agua producida contiene una compleja mezcla de compuestos inorgánicos (sales disueltas, trazas de concentración de ciertos metales, partículas en suspensión) y orgánicos (hidrocarburos en suspensión y disueltos, trazas de ácidos grasos y otros compuestos orgánicos) y, en algunas ocasiones, concentraciones equivalentes a trazas residuales de aditivos químicos (por ejemplo, inhibidores de sarro y de corrosión, inhibidores de hidratos) que a veces se utilizan para mejorar el proceso de producción de los hidrocarburos.

30. Se deben evaluar alternativas viables para el manejo y la eliminación del agua producida, para integrarlas en el diseño de las instalaciones y de la producción. Estas alternativas pueden consistir en la inyección junto con agua de mar para el mantenimiento de la presión de los yacimientos, la inyección en un pozo de eliminación adecuado costa afuera⁵ o la exportación a la costa junto con los hidrocarburos producidos para su reutilización o eliminación tras el tratamiento correspondiente.

31. Cuando se adopta como solución el uso de pozos de evacuación, deben considerarse los aspectos geológicos y técnicos a fin de evitar filtraciones del agua eliminada al lecho marino o a acuíferos cerrados poco profundos. Primero debe considerarse la conversión de pozos existentes en pozos de inyección para minimizar tanto el riesgo geológico como los costos de construcción de pozos de evacuación destinados a tal efecto.

32. Si ninguna de estas opciones resulta viable desde el punto de vista técnico o financiero, y el vertido al mar es la única opción viable, en la evaluación del impacto ambiental y social (EIAS) se deberán establecer metas de mitigación para el agua producida, de conformidad con las directrices que se detallan en el cuadro 1 de la sección 2, antes de su vertido al entorno marino.

⁵ Véase también como referencia técnica, Oficina de Control de las Normas de Seguridad y Medio Ambiente (BSEE) de Estados Unidos (2009).

33. Entre las tecnologías de tratamiento posibles se encuentran las combinaciones de separación mecánica o por gravedad y tratamiento químico, y pueden incluir un sistema progresivo, normalmente conformado por un tanque desnatador o un separador de placas paralelo, seguido de una celda de flotación de gas o un hidrociclón. Hay diferentes tecnologías combinadas de tratamiento que deben considerarse en función de la aplicación y de las condiciones particulares del terreno.

34. El sistema de tratamiento debe contar con una capacidad de reserva suficiente para garantizar un funcionamiento continuo, y este debe estar disponible para ser usado en caso de que falle el método de eliminación alternativo —como un sistema de inyección de agua producida—.

35. Cuando sea necesario realizar el vertido al mar, deberán considerarse todas las medidas para reducir el volumen de agua producida, incluidas las siguientes:

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

36. Para minimizar los riesgos ambientales relacionados con los aditivos químicos residuales en la corriente de agua producida cuando se emplean métodos de eliminación superficial, deben seleccionarse cuidadosamente las sustancias químicas que se emplean en la producción, teniendo en cuenta su coeficiente de aplicación, toxicidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación⁶. En particular, debe evaluarse el uso y la dispersión de inhibidores de hidratos cinéticos para evitar la posible acumulación de sustancias residuales insuficientemente degradadas. En particular, debe evaluarse el uso y la dispersión de inhibidores de hidratos cinéticos para evitar la posible acumulación de sustancias residuales insuficientemente degradadas.

Agua de retorno

37. El agua que fluye del pozo a la superficie luego de la fracturación hidráulica generalmente se conoce con el nombre de agua de retorno. Si se prevén operaciones de fracturación hidráulica o estas forman parte del proyecto⁷, como en el caso de los proyectos de gas de esquisto o GMC, se deben evaluar todos los aspectos ambientales —incluida la propagación de las fracturas y las posibles emisiones fugitivas

⁶ Deben adoptarse herramientas y enfoques adecuados con el fin de evaluar los peligros y riesgos derivados del uso de cualquier sustancia química en la producción de hidrocarburos. La evaluación y el manejo de riesgos químicos es una de las técnicas disponibles.

⁷ Véanse Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) (2013c); e IOGP y Asociación Internacional de Conservación Ambiental del Sector del Petróleo (IPIECA) (2013).

relacionadas, el manejo de los fluidos de fracturación y el destino y el manejo del agua de retorno—⁸. El agua de retorno requiere de consideraciones independientes o complementarias respecto de las que conciernen al agua producida. Las características del agua de retorno dependen del tipo de fluido (agua o diésel) y de las sustancias químicas inyectadas para inducir la fracturación de la roca. El agua de retorno puede estar presente en grandes cantidades. El agua de retorno puede constituir uno de los problemas de gestión ambiental más importantes para las operaciones de fracturación hidráulica.

38. Se deben evaluar alternativas viables para el manejo y eliminación del agua de retorno, que deben estar integradas en el diseño operativo. Las alternativas pueden incluir el almacenamiento temporal en tanques sellados antes de la inyección en un pozo de eliminación adecuado que se encuentre costa afuera, el almacenamiento temporal para su reutilización en nuevas operaciones de fracturación hidráulica, o la exportación a la costa junto con los hidrocarburos producidos para su tratamiento y eliminación. Si ninguna de estas alternativas es viable desde el punto de vista técnico o económico, el agua de retorno debe someterse a un tratamiento de conformidad con las pautas para la eliminación de aceite y grasa que se detallan en el cuadro 1 de la sección 2 antes de su vertido al entorno marino. La evaluación de todas las alternativas debe documentarse adecuadamente. Asimismo, debe realizarse una evaluación de riesgos ambientales de las sustancias químicas mezcladas con el agua de la fracturación hidráulica —en particular, su toxicidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación—, con el fin de determinar las concentraciones máximas admisibles para el emplazamiento específico.

Agua de pruebas hidrostáticas

39. Las pruebas hidrostáticas a las que se someten los equipos costa afuera y las tuberías marinas suponen la medición de la presión con agua (por lo general, agua de mar filtrada, a menos que las especificaciones de los equipos no lo permitan) para verificar su integridad. Se pueden añadir al agua aditivos químicos (inhibidores de corrosión, barredores de oxígeno, biocidas y colorantes) para prevenir la corrosión interna o poder identificar puntos de fuga. Al manejar las aguas de las pruebas hidrostáticas, deben considerarse las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

- minimización del volumen de agua de las pruebas hidrostáticas costa afuera probando los equipos en un emplazamiento en tierra antes de trasladarlos a las instalaciones costa afuera;
- utilización de la misma agua para múltiples pruebas;
- reducción de la necesidad de utilizar compuestos químicos minimizando el tiempo de permanencia del agua de la prueba en el equipo o la línea de conducción;
- selección cuidadosa de los aditivos químicos en términos de concentración de la dosis, toxicidad, biodegradabilidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación;
- envío del agua de las pruebas hidrostáticas de tuberías costa afuera a instalaciones en tierra para su tratamiento y eliminación, cuando resulte conveniente.

⁸ También deben evaluarse todas las posibles inquietudes sociales (por ejemplo, las relacionadas con la microsismicidad inducida).

40. Si el vertido al mar de las aguas de las pruebas hidrostáticas es la única alternativa viable para su eliminación, se deberá elaborar un plan en el que se consideren los puntos de vertido, la velocidad a la que se llevará a cabo el vertido, la utilización y dispersión de productos químicos⁹, el riesgo ambiental y las labores de seguimiento necesarias. Se deberá evitar el vertido de las aguas de las pruebas hidrostáticas en aguas costeras poco profundas y ecosistemas sensibles.

Agua de refrigeración

41. Se debe considerar detenidamente la dosis de antiincrustantes químicos para prevenir las incrustaciones de agua de refrigeración en las instalaciones costa afuera. Se deberán evaluar las alternativas disponibles y, cuando resulte conveniente, deberá optimizarse la profundidad de las tomas de agua de mar a fin de reducir la necesidad de usar compuestos químicos. La evaluación de todas las alternativas debe documentarse adecuadamente. Si resulta seguro y conveniente, se deben instalar filtros adecuados en la toma de agua de mar para evitar el arrastre y el paso de flora y fauna marina.

42. La profundidad del vertido del agua de refrigeración debe seleccionarse de modo tal que permita maximizar la mezcla y el enfriamiento de la columna de agua térmica para garantizar que la temperatura no varíe en más de 3 grados centígrados respecto de la temperatura ambiente en el perímetro de la zona de mezcla, o, en caso de que no se haya definido la zona de mezcla, a menos de 100 metros de distancia del punto de descarga, como se ilustra en el cuadro 1 de la sección 2 de la presente guía.

Salmuera de desalinización

43. Los operadores deben procurar mezclar la salmuera procedente de los procesos de desalinización del sistema de agua potable con el agua de refrigeración u otras corrientes de efluentes. Si la mezcla con otras corrientes de descarga no fuera posible, deberá seleccionarse cuidadosamente el lugar donde se realizará el vertido teniendo en cuenta los potenciales impactos ambientales. En particular, en el caso de las aguas costeras o salobres, el proceso de ósmosis inversa deberá diseñarse de tal modo que permita una reducción de la salinidad del efluente rechazado.

Otras aguas residuales

44. A continuación, se enumeran otras aguas residuales que suelen generarse en las instalaciones de alta mar, junto con las medidas de tratamiento correspondientes:

- *Aguas de alcantarillado*: Las aguas grises y negras procedentes de duchas, inodoros y cocinas se tratarán en una unidad marina de tratamiento sanitario ubicada en el mismo emplazamiento, de conformidad con los requisitos 73/78 del Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (MARPOL).

⁹ Véase la Convención de Oslo-París para la Protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste (OSPAR) (2010a).

- *Restos de alimentos:* Los restos orgánicos (de alimentos) procedentes de la cocina deben, como mínimo, macerarse a niveles aceptables y verterse al mar, en cumplimiento de los requisitos 73/78 del MARPOL.
- *Agua de lastre y de desplazamiento de almacenamiento*¹⁰: *El agua que se inyecta en las cámaras de almacenamiento y se extrae de ellas por medio de bombas durante las operaciones de carga y descarga debe contenerse y tratarse antes de su vertido en cumplimiento de las pautas detalladas en el cuadro 1 de la sección 2.: El agua que se inyecta en las cámaras de almacenamiento y se extrae de ellas por medio de bombas durante las operaciones de carga y descarga debe contenerse y tratarse antes de su vertido, en cumplimiento de las pautas detalladas en el cuadro 1 de la sección 2.*
- *Aguas de sentina:* Las aguas de sentina procedentes de espacios con maquinaria en las instalaciones costa afuera y las embarcaciones auxiliares deben canalizarse hacia el sistema de drenaje cerrado de las instalaciones, o bien contenerse y tratarse antes de su vertido, en cumplimiento de las pautas detalladas en el cuadro 1 de la sección 2. Si no es posible realizar un tratamiento que cumpla con esta norma, estas aguas deberán contenerse y enviarse a tierra para su eliminación.
- *Agua de drenaje de cubierta:* El agua de drenaje generada por precipitaciones, rocío marino u operaciones de rutina, como limpieza de cubierta y equipos y simulacros contra incendios, debe enviarse a sistemas de drenaje independientes en las instalaciones costa afuera. Esto incluye el agua de drenaje procedente de áreas de proceso que pueda estar contaminada con aceites (sistemas de drenaje cerrados) y el agua de drenaje procedente de áreas no destinadas a procesos (sistemas de drenaje abiertos). Todas las áreas de proceso deben contar con aislamiento para garantizar que el agua de drenaje se conduzca al sistema de drenaje cerrado. Se deben usar bandejas de goteo para recoger la escorrentía ocasionada por los equipos que no pueda contenerse en una zona aislada y los contenidos se canalizarán hacia el sistema de drenaje cerrado. Las aguas de drenaje contaminadas deben tratarse antes de su vertido en cumplimiento de las directrices que se detallan en el cuadro 1 de la sección 2.

1.1.3 Manejo de residuos

45. Los residuos peligrosos y no peligrosos¹¹ típicos que se generan rutinariamente en las instalaciones de alta mar incluyen residuos generales de oficina y de envases o envoltorios, aceites residuales, trapos contaminados con aceite, fluidos hidráulicos, baterías usadas, latas de pintura, restos de compuestos químicos y contenedores de compuestos químicos usados, filtros usados, tubos fluorescentes, chatarra y desechos médicos, entre otros.

46. Como mínimo, estos materiales de desecho deben separarse costa afuera en residuos peligrosos y no peligrosos y enviarse a tierra para su reutilización, reciclado o eliminación, según corresponda. Se deberá elaborar un plan de manejo de residuos para las instalaciones costa afuera que contenga un mecanismo para rastrear los envíos de residuos desde el emplazamiento costa afuera en que se han

¹⁰ Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos (2012a).

¹¹ Según su definición en la legislación local o en los convenios internacionales.

originado hasta el emplazamiento final en tierra donde serán tratados y eliminados. Debe hacerse todo lo posible por eliminar, reducir o reciclar los residuos en todo momento.

47. En las **guías generales sobre MASS** se ofrece orientación sobre el manejo en tierra de estos residuos típicos.

48. Otros residuos que pueden relacionarse con las actividades de explotación costa afuera son:

- fluidos de perforación y cortes perforados;
- arena producida;
- fluidos de terminación y de acondicionamiento de pozos;
- materiales radiactivos naturales.

Fluidos de perforación y cortes perforados

49. Las principales funciones de los fluidos de perforación que se utilizan en las operaciones de los yacimientos de petróleo y gas son la remoción de los cortes de perforación (astillas de roca) del pozo y el control de las presiones de formación. Otras funciones importantes son sellar las formaciones permeables, mantener la estabilidad del pozo perforado, enfriar y lubricar la barrena de perforación, y transmitir energía hidráulica a los instrumentos de perforación y a la barrena de perforación. Los cortes recogidos del pozo perforado y los fluidos de perforación usados suelen ser las corrientes residuales más importantes de las generadas durante las actividades de perforación de petróleo y gas, en términos de volumen y peso.

50. Existen numerosos tipos de fluidos de perforación, pero todos ellos pueden, por lo general, encuadrarse dentro de alguna de estas categorías:

- Fluidos de perforación acuosos: La fase continua y el medio de suspensión para los sólidos es agua de mar o un fluido miscible en agua. Existen muchas variedades de fluidos de perforación acuosos, como gel, sal/polímero, sal/glicol y sal/silicato.
- Fluidos de perforación no acuosos: La fase continua y el medio de suspensión para los sólidos es un fluido no miscible en agua de base de aceite o aceite mineral mejorado o de base sintética.

51. Antes de elegir un fluido de perforación, se debe evaluar su idoneidad técnica y su impacto ambiental. El empleo de fluidos que contienen diésel como componente principal de la fase líquida de lodo de perforación no es una práctica recomendada en los procesos de perforación costa afuera y debe evitarse.

52. Típicamente, el medio sólido utilizado para aumentar la densidad específica de la mayoría de los fluidos de perforación es la barita (sulfato de bario), y las arcillas de bentonita también se usan como viscosificante. Los fluidos de perforación también pueden contener muchos otros componentes que se añaden para mejorar su rendimiento o para garantizar su compatibilidad con los yacimientos.

53. Los fluidos de perforación i) se hacen circular en el fondo del pozo con pérdida directa al lecho marino, junto con los cortes desplazados, en particular durante la perforación de las secciones de los pozos más

próximas a la superficie del lecho marino, o ii) se recuperan para su reutilización cuando regresan a la torre de perforación a través de la tubería de revestimiento o del tubo ascendente de perforación marina y son canalizados a un sistema de eliminación de sólidos. El sistema de pérdida directa debe considerarse una solución temporal para la primera fase de perforación y debe aplicarse únicamente cuando el contenido de sustancias químicas es bajo y se utiliza lodo de perforación de base acuosa.

54. En el sistema de eliminación de sólidos, los fluidos de perforación se separan de los cortes para poder volver a hacerlos circular en el fondo del pozo dejando los cortes para su eliminación. El volumen de cortes producidos dependerá de la profundidad del pozo y del diámetro de las secciones perforadas del pozo. Los cortes contienen fluidos de perforación residuales.

55. Las propiedades reológicas y la densidad del fluido de perforación se ajustan durante la perforación a través de los sistemas de control de sólidos. Con el tiempo, el fluido de perforación se sustituye i) cuando sus propiedades reológicas o su densidad ya no pueden mantenerse o ii) cuando acaba el proceso de perforación. A continuación, estos fluidos usados se recogen para su reutilización o eliminación. Debe evitarse la eliminación mediante vertido al mar de los fluidos de perforación no acuosos. Estos fluidos deben enviarse a tierra para su reciclaje o tratamiento y eliminación.

56. Se deben evaluar las distintas alternativas viables para la eliminación de los fluidos de perforación acuosos y de los cortes de perforación procedentes de las secciones del pozo perforadas ya sea con fluidos de perforación acuosos o no acuosos. Las opciones alternativas pueden incluir la inyección en un pozo de evacuación costa afuera destinado al efecto; la inyección en el espacio anular de un pozo, y la contención y el traslado a tierra para su tratamiento y eliminación. Cuando no haya opciones alternativas disponibles, es posible verter los fluidos de perforación acuosos residuales al mar al final de un proceso de perforación, siempre que en la EIAS realizada para el emplazamiento se haya considerado esta posibilidad y se demuestre la aceptabilidad de esta práctica desde el punto de vista ambiental.

57. Cuando el vertido al mar sea la única alternativa, deberá prepararse un plan de eliminación de cortes y fluidos de perforación, en el que se tenga en cuenta su dispersión, el uso de sustancias químicas, el riesgo ambiental y el seguimiento necesario. Debe evitarse el vertido al mar de cortes procedentes de pozos perforados con fluidos de perforación no acuosos. Si el vertido fuera necesario, los cortes deberán tratarse antes de su vertido, en cumplimiento de las directrices que se detallan en el cuadro 1 de la sección 2.

58. En la **guía sobre MASS para la explotación de petróleo y gas en tierra** se incluye orientación para el tratamiento y la eliminación de los fluidos y cortes enviados a tierra.

59. Las medidas de prevención y control de la contaminación que deben considerarse antes del vertido de fluidos de perforación usados y cortes de perforación deben incluir las siguientes directrices:

- minimizar los riesgos ambientales relacionados con los aditivos químicos residuales en los cortes de perforación vertidos a través de la elección cuidadosa del sistema de fluidos; siempre que resulte adecuado, deberán seleccionarse fluidos de perforación acuosos;

- seleccionar cuidadosamente los aditivos de los fluidos de perforación, teniendo en cuenta su concentración, toxicidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación;
- utilizar equipos de control de sólidos altamente eficientes para reducir la necesidad de recambio de fluidos;
- utilizar equipos de eliminación y tratamiento de sólidos altamente eficientes para reducir y minimizar el volumen de fluido residual contenido en los cortes de perforación;
- utilizar técnicas de perforación direccional (de alcance horizontal y extendido) para evitar áreas de superficie sensibles y obtener acceso a los yacimientos desde áreas de superficie con un menor grado de sensibilidad;
- utilizar, cuando sea posible, pozos multilaterales de diámetro pequeño y técnicas de perforación con tuberías flexibles enrolladas para reducir la cantidad de fluidos y cortes generados.

60. Los fluidos de perforación que se verterán al mar (incluso como material residual en cortes de perforación) deberán someterse a pruebas de toxicidad, contaminación por barita y contenido de aceite, que se indican en el cuadro 1 de la sección 2. La contaminación por barita por mercurio (Hg) y cadmio (Cd) deberá ser medida para garantizar que se cumplan los límites de vertido que se indican en el cuadro 1. Asimismo, debe exigirse a los proveedores que garanticen que la calidad de la barita cumple con esta norma a partir de un tratamiento previo, si fuera necesario.

61. El vertido de fluidos de perforación acuosos y cortes de perforación debe hacerse por medio de un cajón hidráulico sumergido a una profundidad suficiente para asegurar la correcta dispersión del efluente (si existe un estudio de dispersión que demuestra que el impacto correspondiente es aceptable).

Arena producida

62. La arena producida procedente del yacimiento se separa de los fluidos de formación durante el procesamiento de los hidrocarburos. La arena producida puede contener hidrocarburos, y el contenido de hidrocarburos puede variar sustancialmente, según la ubicación, la profundidad y las características del yacimiento. La terminación de los pozos debe tener por objetivo reducir la producción de arena en la fuente aplicando medidas efectivas de control de arena en el fondo del pozo.

63. Cuando resulte conveniente, la arena producida eliminada de los equipos de procesamiento debe transportarse a tierra para su tratamiento y eliminación, o bien canalizarse para su inyección en un pozo de evacuación costa afuera, si esta opción estuviera disponible. El vertido directo al mar no es una práctica recomendada, pero, si fuera la única opción viable demostrable, deberá cumplir con los valores de referencia que se indican en el cuadro 1 de la sección 2.

64. Toda agua oleosa generada a partir del tratamiento de la arena producida debe ser recuperada y tratada, en cumplimiento de los valores de referencia correspondientes al agua producida que se indican en el cuadro 1 de la sección 2.

Fluidos de terminación y acondicionamiento de pozos

65. Los fluidos de terminación y acondicionamiento de pozos (incluidos los fluidos de intervención y de servicio) pueden incluir materiales sólidos, fluidos de perforación residuales, salmueras, ácidos, hidrocarburos, metanol y glicoles, y otros tipos de aditivos utilizados para mejorar el rendimiento. Estos fluidos se utilizan para limpiar el pozo perforado y estimular el flujo de hidrocarburos, o para mantener la presión en el fondo del pozo. Una vez utilizados, pueden contener contaminantes, incluidos materiales sólidos, petróleo y aditivos químicos.

66. Se deben considerar opciones viables de eliminación, incluidas las siguientes:

- recolectar los fluidos (en caso de que estos se manipulen en sistemas cerrados) y enviarlos a tierra a los vendedores originales para su reciclado;
- inyectarlos en un pozo de evacuación, si esta opción estuviera disponible;
- enviarlos a tierra para su tratamiento y eliminación.

67. Si el vertido al mar es la única opción viable demostrable:

- seleccionar los sistemas químicos en función de su concentración, toxicidad, biodisponibilidad y potencial de bioacumulación;
- considerar canalizar estos fluidos a la corriente de agua producida para su tratamiento y eliminación, si esta opción estuviera disponible;
- neutralizar los ácidos usados antes de su tratamiento y eliminación;
- garantizar que los fluidos cumplan con los niveles de vertido que se indican en el cuadro 1 de la sección 2.

Materiales radiactivos naturales

68. Dependiendo de las características del yacimiento, puede haber materiales radiactivos naturales presentes en los fluidos producidos¹². Los materiales radiactivos naturales pueden precipitarse en forma de incrustaciones o lodos en las tuberías de procesamiento y recipientes de producción, donde su concentración puede ser superior a la presente en el fluido¹³. En aquellos lugares en que los que haya presentes estos materiales o condiciones de acumulación conocidas o previstas, se deberá elaborar un programa de gestión específico a fin de garantizar la seguridad de los trabajadores y el uso de procedimientos adecuados de manipulación y manejo de residuos.

69. En caso de que sea necesario retirar los materiales radiactivos naturales, las opciones para su eliminación pueden incluir: eliminación en recipientes durante el abandono del pozo; inyección en el espacio anular de un pozo; envío a tierra para su eliminación en un vertedero específicamente diseñado y

¹² Los materiales radiactivos naturales se definen como “materiales radiactivos que no contienen cantidades significativas de radionúclidos más que los radionúclidos naturales. Los materiales en los cuales las concentraciones de actividad de los radionúclidos naturales han sido modificadas por algunos procesos se incluyen dentro de los materiales radiactivos naturales”. Comisión Internacional de Protección Radiológica (ICRP) (2007).

¹³ Véase IOGP (2008a).

debidamente operado dentro de contenedores sellados, y dependiendo del tipo de material y en los casos en que no hubiera ninguna otra opción disponible, vertido al mar junto con el drenaje de las instalaciones.

70. El lodo, las incrustaciones o los equipos que contengan materiales radiactivos naturales se deberán tratar, procesar, aislar o eliminar de conformidad con las prácticas internacionales recomendadas para el sector¹⁴, de modo que en caso de una exposición humana futura a los residuos tratados, los valores se encuentren dentro de los límites aceptados a nivel internacional¹⁵.

1.1.4 Manejo de materiales peligrosos

71. En las operaciones de petróleo y gas costa afuera algunas veces se utilizan materiales peligrosos (incluidas algunas sustancias químicas). En las guías generales sobre MASS se ofrece orientación general sobre el manejo de materiales peligrosos.

72. Para el manejo de materiales peligrosos costa afuera, deben seguirse los siguientes principios adicionales:

- utilizar técnicas de evaluación y manejo de riesgos químicos para analizar las sustancias químicas y sus efectos;
- seleccionar únicamente aquellas sustancias químicas que ya hayan sido evaluadas para determinar el peligro que plantean para el medio ambiente;
- seleccionar las sustancias químicas en función del modelo armonizado de notificación de productos químicos de mar adentro de la OSPAR16 u otro sistema reconocido a nivel internacional.
- seleccionar, siempre que resulte posible, las sustancias químicas menos peligrosas y con el menor potencial de riesgos ambientales y para la salud;
- evitar sustancias químicas que se sospeche que causen coloración o sustancias que perturben las funciones endocrinas;
- en las instalaciones nuevas de petróleo y gas costa afuera, no deberán usarse sustancias que agotan la capa de ozono¹⁷; deberán evaluarse las oportunidades de reemplazar aquellos dispositivos que contengan este tipo de sustancias en las instalaciones existentes de petróleo y gas costa afuera como parte de los programas en curso de reemplazo y mantenimiento de equipos;
- evitar sustancias químicas que contengan metales pesados preocupantes, en cualquier cantidad superior a lo que se considera trazas.

¹⁴ Para obtener más información sobre el manejo de los residuos de materiales radiactivos naturales, véase Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA) (2013).

¹⁵ ICRP (2007).

¹⁶ El nombre viene de la Convención de Oslo-París para la Protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste, <http://www.ospar.org/>.

¹⁷ Según la definición del Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono de 1989, http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php.

1.1.5 Ruido

73. Las actividades de explotación de petróleo y gas costa afuera que generan ruido incluyen las operaciones sísmicas, las actividades de perforación y producción, la instalación de estructuras próximas a la costa y costa afuera (en especial la construcción de pilotes), actividades de construcción y desmantelamiento, y tráfico marítimo. El ruido generado por las actividades costa afuera (en especial las operaciones sísmicas) puede afectar temporalmente a los peces y mamíferos marinos en diferentes grados según la intensidad del ruido, las especies locales presentes y su distancia de la fuente¹⁸.

74. Los parámetros ambientales que determinan la propagación del sonido en el mar son específicos de cada emplazamiento, y las distintas especies de vida marina tienen diferentes grados de sensibilidad auditiva en función de la frecuencia. Se deberá realizar una evaluación del impacto a fin de i) identificar dónde o cuándo el sonido antropogénico tiene el potencial de crear impactos considerables y ii) determinar qué medidas de mitigación deberán implementarse. Estas son algunas recomendaciones para reducir el riesgo de impacto sonoro en las especies marinas:

- identificar las áreas sensibles para la vida marina, como zonas de alimentación, apareamiento, alumbramiento y desove;
- planificar los levantamientos sísmicos y las actividades de construcción costa afuera de modo tal que se eviten épocas sensibles del año;
- identificar áreas de pesca y, cuando sea posible, programar los levantamientos sísmicos y las actividades de construcción para épocas del año de menor productividad a fin de reducir las perturbaciones;
- maximizar la eficiencia de los levantamientos sísmicos para reducir la duración de las operaciones, cuando sea posible;
- si se prevé la presencia de especies sensibles, realizar un seguimiento mediante el uso de observadores experimentados¹⁹ antes del inicio de las actividades que generen ruido y que tengan el potencial de producir efectos adversos, y dar continuidad al seguimiento durante todo el programa sísmico o la construcción;
- cuando se observen grupos de mamíferos marinos en las inmediaciones del área de las actividades planificadas, los levantamientos sísmicos o la construcción deberán comenzar a una distancia mínima de 500 metros;
- si se avistan mamíferos marinos a una distancia menor a los 500 metros respecto del área del complejo sismográfico o la construcción, deberá posponerse el inicio de las actividades sísmicas o de la construcción hasta que hayan abandonado la zona, dejando que transcurra un tiempo suficiente tras el último avistamiento;

¹⁸ Véase Comité Conjunto de Conservación de la Naturaleza (JNCC) (2010); Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos (IAGC) e IOGP (2011); y otras referencias en la sección 3.0.

¹⁹ Véanse también IAGC (2011) y JNCC (2010).

- usar procedimientos de inicio gradual —también llamados de progresión— en áreas donde se sepa que existe actividad de mamíferos marinos; estos procedimientos suponen un aumento paulatino en la presión del sonido hasta alcanzar niveles operativos;
- usar los menores niveles de potencia posibles para generar imágenes de la superficie objetivo por medio de levantamientos sísmicos y documentar su uso;
- cuando resulte posible, usar métodos para reducir o amortiguar ruidos innecesarios de alta frecuencia producidos por pistolas neumáticas u otras fuentes de energía acústica;
- para la construcción de pilotes, usar martillos vibratorios, cortinas de burbujas de aire (cerradas o abiertas), pilotes temporales para atenuación de ruido, barreras de tejido infladas con aire y pilotes aislados o ataguías, cuando resulte conveniente.

1.1.6 Derrames

75. Los derrames de las instalaciones costa afuera pueden producirse debido a fugas, fallas de los equipos, accidentes o errores humanos. En las **guías generales sobre MASS** se brindan directrices para la prevención y el control de derrames, incluidos los requisitos para elaborar un plan al respecto. Otras medidas de prevención y control específicas para las instalaciones de petróleo y gas costa afuera son:

- evaluar el riesgo de derrame en las instalaciones costa afuera y las embarcaciones auxiliares²⁰;
- diseñar sistemas de procesamiento, servicios y perforación para reducir el riesgo de derrames graves no contenidos²¹;
- instalar un sistema de prevención de explosiones (BOP) durante la etapa de perforación, y válvulas durante la preparación para producción —incluidas válvulas de parada submarina, si fueran necesarias— para reducir el riesgo y permitir una parada o un aislamiento rápidos en caso de emergencia;
- garantizar un margen de corrosión adecuado durante la vida útil de las instalaciones o instalar sistemas de control y prevención de la corrosión en todas las tuberías, los equipos de proceso y los tanques;
- desarrollar programas de mantenimiento y seguimiento para garantizar la integridad de todos los equipos de los campos de pozos. En el caso de las tuberías, los programas de mantenimiento deben incluir la limpieza habitual por raspado (*pigging*) y también deben considerar el uso de sistemas inteligentes de limpieza por raspado, cuando sea necesario;
- instalar sistemas de detección de fugas; usar medidas para tuberías submarinas, como sistemas de telemetría, sistemas de supervisión y adquisición de datos²², sensores de presión, válvulas de cierre y sistemas de parada de bombas, incluso en instalaciones normalmente desatendidas o sin personal, a fin de asegurar la detección rápida de la pérdida de contención;

²⁰ IOGP e IPIECA (2013).

²¹ Véase también Consejo Nacional de Investigación (NRC) (2014).

²² Las siguientes medidas pueden usarse en instalaciones de petróleo y gas y en otras instalaciones industriales para complementar el seguimiento y el control de plantas y equipos.

- implementar un sistema de parada de emergencia en todas las instalaciones que permita iniciar acciones de parada automática para preservar la seguridad de las instalaciones costa afuera, que deberá activarse en caso de cualquier derrame significativo;
- implementar capacitación y ejercicios de campo adecuados sobre prevención y contención de derrames y respuesta ante derrames;
- garantizar que los equipos de respuesta a derrames y contención sean sometidos rutinariamente a inspecciones y mantenimiento y a ejercicios y pruebas operativos, y estén desplegados o disponibles cuando resulte necesario para responder ante un derrame, documentar y notificar todos los derrames, así como los cuasiincidentes. Tras un derrame o un cuasiincidente, llevar a cabo una investigación de la causa raíz y emprender las medidas correctivas para evitar que se repita.

1.1.7 Plan de respuesta ante derrames

76. Se debe elaborar un plan de respuesta ante derrames y disponer de la capacidad necesaria para implementarlo. Se recomienda contar con un plan preliminar de respuesta a derrames, que comience a partir de la etapa de preparación del proyecto y se base en su diseño inicial, y que incluya consultas a la comunidad y las observaciones y sugerencias resultantes.

77. En el plan de respuesta a derrames se deben contemplar los posibles derrames de petróleo, sustancias químicas y combustibles que se produzcan en las instalaciones costa afuera y las embarcaciones auxiliares —incluidos los buques cisterna— y las roturas y fugas de tuberías. El plan debe incluir todas las herramientas y opciones adecuadas de respuesta ante derrames de petróleo a fin de permitir que los encargados de la respuesta elaboren, en cooperación con las autoridades correspondientes, estrategias de respuesta para mitigar los impactos ambientales en la mayor medida posible. También debe incluir lo siguiente:

- una descripción de las operaciones, las condiciones del lugar, las características del producto, datos sobre corrientes y vientos estacionales previstos, las condiciones del mar y la profundidad del agua y mecanismos de apoyo logístico;
- una evaluación del riesgo de derrame, donde se defina la frecuencia y el volumen estimados de los derrames de las posibles fuentes, incluida una evaluación de los escenarios previsibles²³;
- una clasificación de los escenarios de derrame previsibles en términos de posible gravedad, con enfoques de respuesta por niveles para cada uno;
- identificación de las personas responsables de manejar y participar en los esfuerzos de respuesta ante derrames, sus requisitos de capacitación específicos, responsabilidades, autoridad, funciones y detalles de contacto;

²³ Véanse también IOGP (2013c), como referencia en caso de fracturación hidráulica; e IOGP e IPIECA (2013).

- mapeo de sensibilidad de hábitats marinos y costeros, vida silvestre conexas, y recursos socioeconómicos que podrían verse afectados por los derrames generados por actividades de desarrollo y producción de petróleo y gas costa afuera²⁴;
- medidas cooperativas junto con organismos gubernamentales, si corresponde, y procesos y procedimientos de notificación pertinentes.

78. El plan de respuesta ante derrames también debe incluir lo siguiente:

- demarcación clara de la gravedad de los derrames, según el tamaño, mediante el uso de un enfoque bien definido de nivel 1, nivel 2 y nivel 3²⁵;
- enfoque de modelos de trayectoria de derrames de petróleo, respaldados por modelos internacionalmente reconocidos (de conformidad con las regulaciones pertinentes en materia jurisdiccional, si las hubiere), para la predicción del destino del petróleo y los impactos ambientales relevantes para una serie de simulaciones de derrame (incluyendo el peor escenario posible, como por ejemplo la explosión de un pozo de petróleo), que permita ingresar datos sobre corrientes y vientos locales;
- estrategias para el manejo de derrames de nivel 1, nivel 2 y nivel 3 desde las instalaciones costa afuera y las embarcaciones auxiliares;
- para los derrames de nivel 1, una descripción de los equipos de respuesta mínimos que deben encontrarse disponibles a bordo (también pueden incluirse los equipos mínimos para los derrames de nivel 2 y de nivel 3);
- mecanismos y procedimientos para la movilización de recursos externos a la hora de responder a derrames de mayor envergadura, y estrategias para su uso;
- lista completa, descripción, ubicación y uso de equipos de respuesta disponibles en el emplazamiento y fuera de este, y los tiempos de respuesta para su uso;
- estrategias para la contención y recuperación del petróleo flotante, incluido el uso (y las limitaciones) de equipos de recuperación mecánica y dispersantes químicos²⁶;
- prioridades para la respuesta (con el aporte de posibles partes afectadas o preocupadas);
- métodos para maximizar las capacidades de recuperación y respuesta (por ejemplo, detección remota, observación aérea, y mando y control, detección infrarroja, radar, etc.);
- estrategias de protección y limpieza de zonas costeras;
- medidas para recuperar la vida silvestre, como aves, mamíferos y tortugas marinas;

²⁴ Véase, como referencia, IPIECA, Organización Marítima Internacional (OMI) e IOGP (2012).

²⁵ Véase IPIECA (2008). Los derrames de nivel 1 son de naturaleza operativa y se producen en las propias instalaciones del operador o en sus inmediaciones, como consecuencia de sus propias actividades. Se espera que el operador individual responda con sus propios recursos. En los derrames de nivel 2, hay grandes probabilidades de que el derrame se extienda más allá de la jurisdicción del área de respuesta de nivel 1, donde son necesarios recursos adicionales de diferentes fuentes potenciales, y puede haber una mayor variedad de partes interesadas involucradas en la respuesta. Los derrames de nivel 3 son aquellos que, debido a su magnitud y a sus probabilidades de causar impactos de consideración, demandan recursos sustancialmente mayores de una gran variedad de fuentes tanto nacionales como internacionales.

²⁶ NRC (2005).

- instrucciones para la manipulación del petróleo, las sustancias químicas, los combustibles u otros materiales contaminados recuperados, incluido su transporte, almacenamiento temporal y eliminación;
- medidas que deben tomarse para proteger la salud y la seguridad del personal responsable de la respuesta ante derrames de petróleo.

79. En el plan de respuesta a derrames deben definirse instrucciones claras de almacenamiento y mantenimiento para los equipos de respuesta ante derrames de nivel 1, y las inspecciones, pruebas y ejercicios de rutina pertinentes. Asimismo, cada instalación y grupo de instalaciones costa afuera deberá instalar y mantener una estación de seguimiento de datos meteorológicos y marinos para la planificación de las actividades de simulación y respuesta.

1.1.8 Operaciones de carga, almacenamiento, procesamiento y descarga

80. Deben aplicarse los procedimientos correctos para las operaciones de carga, almacenamiento, procesamiento y descarga, ya sea de insumos (como combustible, fluidos de perforación y aditivos) o de productos líquidos, a fin de minimizar los riesgos de derrame. Las bombas, mangueras y válvulas deben inspeccionarse y someterse a mantenimiento o reemplazarse cuando resulte necesario.

81. Los sistemas flotantes de almacenamiento y descarga o de producción, almacenamiento y descarga (buques FSO/FPSO) y los sistemas flotantes de almacenamiento o de licuefacción y almacenamiento (buques FSU/FLSU) deben someterse a inspección y certificación por parte de un órgano nacional o internacional competente, de acuerdo con los requisitos de la Organización Marítima Internacional (OMI). La opción preferida son las embarcaciones de doble casco, cuando estén disponibles²⁷.

82. Todas las actividades de descarga deben ser supervisadas por el capitán de maniobras designado²⁸, quien tiene la autoridad para ordenar si debe adoptarse una alineación “en tándem” o “lado a lado”, según las condiciones del mar.

83. Las condiciones y características de los buques cisterna de exportación deben ser evaluadas por el capitán de maniobras y notificadas al gerente de actividades costa afuera²⁹ antes de comenzar con las operaciones de descarga; solo deberán utilizarse embarcaciones de doble casco debidamente registradas y en buen estado de mantenimiento.

²⁷ OMI (2005-2006).

²⁸ La persona calificada a cargo de, entre otras funciones, evaluar y garantizar que el diseño y el estado de la embarcación sean acordes a la operación, notificar las decisiones al gerente de campo costa afuera, asesorar a los capitanes tanto del buque FSO/FPSO como del buque cisterna de exportación, supervisar el acercamiento de las embarcaciones, maniobrar hasta la posición final, anclar y posicionar las mangueras de gabaraje, hacer el seguimiento de la transferencia de petróleo a la gabarra para verificar que no se produzcan fugas ni derrames, supervisar la conexión de las mangueras y realizar las maniobras de las embarcaciones al finalizar la operación.

²⁹ El gerente de campo costa afuera es el oficial de la compañía a cargo de, entre otras funciones, inspeccionar las instalaciones y el campo, redactar informes y notificar a la gerencia sobre todas las actividades.

1.1.9 Desmantelamiento

84. Cuando no existan regulaciones locales que sean más rigurosas, deberán seguirse las directrices y normas internacionalmente reconocidas de la OMI y la OSPAR³⁰ para el desmantelamiento de las instalaciones costa afuera³¹.

85. Las normas de la OMI establecen que las instalaciones o estructuras de menos de 4000 toneladas, sin incluir la cubierta y la superestructura, en menos de 75 metros de agua deben extraerse en su totalidad al momento del desmantelamiento, salvo que se haya aprobado un uso alternativo para la estructura en cuestión. Asimismo, las construcciones o estructuras instaladas después del 1 de enero de 1998 deben estar diseñadas para ser extraídas en su totalidad. Las normas indican que las excepciones se analizarán caso por caso cuando se refieran a instalaciones o estructuras colocadas antes de 1998 que no puedan extraerse por completo por razones demostrables de viabilidad técnica o financiera; no obstante, estas instalaciones deberán extraerse parcialmente para brindar una columna de agua transparente con una profundidad de 55 metros.

86. En una decisión de la OSPAR, se reconoce la extracción completa de las instalaciones de emplazamientos costa afuera para su reutilización, reciclado o disposición final en tierra como la opción preferida para el desmantelamiento de las instalaciones costa afuera. Podrán considerarse opciones de eliminación alternativas si se las justifica por medio de una evaluación de opciones. En esta evaluación, deberán considerarse el tipo de instalación, los métodos de eliminación, los lugares donde se realizará la eliminación, y el impacto ambiental y social, incluida la interferencia en las operaciones de otros usuarios del mar, los impactos en la seguridad, el consumo de energía y materia prima, y las emisiones.

87. Se deberá elaborar un plan preliminar de desmantelamiento para las instalaciones costa afuera, donde se contemplen el abandono de los pozos, la extracción de hidrocarburos de las líneas de flujo, la extracción de las instalaciones y el desmantelamiento de las tuberías submarinas, junto con las opciones de eliminación de todos los equipos y materiales. Dicho plan podrá continuar desarrollándose durante las operaciones sobre el terreno y terminar de definirse antes del final de la vida útil del yacimiento, y debe incluir detalles sobre las disposiciones para implementar las actividades de desmantelamiento y acuerdos para el seguimiento y manejo posteriores.

1.2 Salud y seguridad ocupacional

88. Los requisitos que siguen a continuación se aplican a las instalaciones costa afuera de perforación, producción y destinadas al alojamiento de los trabajadores, tanto fijas como flotantes. Otros requisitos relacionados con la prevención de peligros en instalaciones flotantes se incluyen en el apartado “Operaciones de carga, almacenamiento, procesamiento y descarga” de la sección 1.1.

89. Las cuestiones relativas a la seguridad y salud ocupacional deben considerarse como parte de una evaluación exhaustiva de los riesgos que existen en una instalación costa afuera, por ejemplo, una combinación que incluya un estudio de identificación de riesgos (HAZID), un análisis de riesgos y

³⁰ Véase la convención OSPAR, <http://www.ospar.org/>.

³¹ Véase OMI (1989); OSPAR (1998); y la convención OSPAR.

operabilidad (HAZOP) u otros estudios de evaluación de riesgos que abarquen los riesgos ocupacionales, así como los riesgos de accidentes graves (incluido el riesgo de explosiones). Los resultados deben utilizarse para la planificación de los esquemas de gestión de la seguridad y salud ocupacional, el diseño de las instalaciones y de sistemas seguros de trabajo, y la preparación de procedimientos de trabajo seguro. Mediante la planificación se debe demostrar que se adoptará un enfoque sistemático y estructurado para la gestión de la seguridad y salud ocupacional costa afuera, y que se dispone de controles para reducir los riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente posible. Deben identificarse y evaluarse los riesgos ocupacionales a través de un plan de gestión de riesgos ocupacionales, en el que se detallen las medidas de prevención y mitigación (incluidos los procedimientos operativos) que deben considerarse. El contenido de este documento debe comunicarse a todos los trabajadores a través de una capacitación inicial.

90. Las instalaciones costa afuera deben diseñarse de modo tal que se eliminen o reduzcan las posibilidades de lesiones y los riesgos de accidentes³². En las **guías generales sobre MASS** se incluyen medidas y requisitos generales relativos al diseño de las instalaciones. Además, en el diseño de las instalaciones costa afuera deben considerarse las siguientes cuestiones:

- condiciones ambientales en el emplazamiento costa afuera (como sismicidad, oleaje y vientos extremos, corrientes, formaciones de hielo);
- selección adecuada de los materiales y formulación de un plan de seguimiento para garantizar la protección de los equipos y las estructuras contra la corrosión;
- dependencias adecuadas para el alojamiento de los trabajadores acordes a las condiciones ambientales externas, además de políticas relacionadas que tengan en cuenta el esfuerzo físico y mental con el que debe lidiar el personal que reside en instalaciones de producción y perforación; espacio para actividades recreativas y de esparcimiento social o consideración de un límite en el número de días consecutivos que está permitido permanecer en las instalaciones costa afuera;
- dependencias para alojamiento limitadas en las instalaciones de producción y perforación destinadas exclusivamente al personal involucrado en las operaciones;
- refugios temporales ubicados en un área protegida de las instalaciones para su uso en caso de emergencia;
- un número suficiente de rutas de escape que den a los puntos de reunión designados y a las salidas de emergencia de las instalaciones;
- barandas, pasamanos y superficies antideslizantes en plataformas elevadas y pasarelas, escaleras y rampas para impedir la caída de personas por la borda;
- determinación de áreas donde se operan grúas y equipos para evitar movilizar cargas sobre zonas críticas y reducir los impactos producidos por la caída de objetos (de lo contrario, deberán contemplarse medidas de protección estructurales).

³² Academia Nacional de Ingeniería (NAE) y Consejo Nacional de Investigación de las Academias Nacionales (NRCNA) (2011); Junta de Investigación sobre Transporte de las Academias Nacionales (TRBNA) (2012).

91. La gestión de los riesgos de seguridad y salud ocupacional debe basarse en la aplicación de principios de evaluación de riesgos orientados a identificar peligros, riesgos y controles (por ejemplo, HAZID) y debe incluir la comunicación al personal de la importancia de llevar a cabo las actividades laborales con seguridad y destreza, la capacitación del personal en seguridad y salud ocupacional, y el mantenimiento de los equipos en condiciones seguras.

92. Debe desarrollarse un sistema formal de permisos de trabajo en las instalaciones costa afuera. Este sistema garantizará que todo trabajo que pueda entrañar algún peligro se realice de forma segura, así como la efectiva autorización del trabajo designado, su efectiva comunicación (incluidos los riesgos asociados) y los procedimientos de aislamiento seguro que deben aplicarse antes de comenzar el trabajo. Deberá implementarse un procedimiento de bloqueo/etiquetado para los equipos para garantizar que estén aislados de fuentes de energía antes de su puesta a punto o retirada.

93. Las instalaciones costa afuera deben contar, como mínimo, con proveedores especializados en primeros auxilios (personal de atención industrial prehospitolaria) y con los medios para proporcionar asistencia remota a corto plazo a pacientes. Dependiendo del número de trabajadores y de la complejidad de las instalaciones, se estudiará la posibilidad de establecer una unidad médica en el emplazamiento y de contar con un médico. En ciertos casos, la prestación de servicios sanitarios a distancia puede ser una opción.

94. Se deberá instalar un sistema de alarma que pueda escucharse desde todos los puntos de las instalaciones costa afuera. Las instalaciones deberán contar con alarmas de incendios, fugas de H₂S e hidrocarburos gaseosos, y caída de personas por la borda (hombre al agua).

95. Se deberán definir responsabilidades claras en materia de medio ambiente, seguridad y salud ocupacional, incluida la determinación de un puesto específico para manejar este tipo de cuestiones en las instalaciones. Debe haber un oficial responsable de medio ambiente, seguridad y salud ocupacional presente en todo momento en las instalaciones, y deben brindarse (y documentarse) cursos iniciales sobre seguridad y salud ocupacional a toda la fuerza laboral antes de la movilización a alta mar.

96. En las **guías generales sobre MASS** se brinda orientación para el manejo de peligros físicos comunes a todos los sectores y específicamente relacionados con los equipos giratorios y móviles, la exposición a ruido y vibración, peligros eléctricos, trabajos a temperaturas elevadas, trabajos con maquinaria pesada, ingreso a espacios reducidos, trabajo en altura y el entorno de trabajo general. Allí también se incluye orientación sobre los equipos de protección personal (EPP) para los trabajadores.

97. Otras cuestiones inherentes a salud y seguridad ocupacional en operaciones de petróleo y gas costa afuera incluyen las siguientes:

- prevención y control de incendios y explosiones;
- calidad del aire;
- materiales peligrosos;
- traslado de personal y embarcaciones;
- reventones de pozos;

- colisión de embarcaciones;
- caída de objetos y manipulación de materiales;
- preparación y respuesta a emergencias.

1.2.1 Prevención y control de incendios y explosiones

98. En las **guías generales sobre MASS** se brinda orientación sobre precauciones para evitar incendios y prevención y control de incendios y explosiones.

99. La forma más efectiva de prevenir incendios y explosiones en las instalaciones costa afuera es evitar el derrame de gas y materiales inflamables, implementar procedimientos de detección precoz y garantizar la subsanación de fugas. Se debe minimizar la cantidad de posibles fuentes de ignición y se debe prever una distancia de separación adecuada entre dichas fuentes y los materiales inflamables. Todo venteo o quema deben estar alejados de potenciales fuentes de ignición; deberá documentarse, por medio de un análisis de dispersión de gases, la posición adecuada del venteo. Las instalaciones costa afuera deben clasificarse por áreas de peligro basadas en normas internacionales³³ y en función de la probabilidad de derrame de gases y líquidos inflamables.

100. Entre las medidas de prevención y control de incendios y explosiones para instalaciones costa afuera deben figurar las siguientes:

- Proporcionar protección pasiva contra incendios en las instalaciones para prevenir la propagación del fuego en caso de incidentes. Las medidas de protección contra incendios deben diseñarse teniendo en cuenta el peligro de incendio³⁴. Estas medidas deben:
 - ofrecer protección pasiva frente a incendios en estructuras de carga, muros resistentes al fuego y particiones resistentes al fuego entre habitaciones;
 - tener en cuenta la onda expansiva en el diseño de estructuras de carga o instalar muros resistentes a las explosiones;
 - diseñar elementos y estructuras que brinden protección en caso de explosiones y analizar la necesidad de instalar muros resistentes a las explosiones mediante una evaluación de las características de las explosiones más probables;
 - considerar revestimientos antiexplosiones o sistemas de ventilación y protección contra incendios y explosiones para las bocas de pozo, zonas de seguridad y zonas residenciales.
- Garantizar la protección de las zonas de alojamiento mediante distancias de seguridad o muros resistentes al fuego. Las tomas de aire de ventilación deben impedir la entrada de humo y gases inflamables o peligrosos en las zonas de alojamiento.
- Ubicar los sistemas contra incendios (como bombas de agua o sala de control) en una zona segura dentro las instalaciones, protegida del fuego por la distancia o por muros resistentes al

³³ Por ejemplo, Instituto Americano del Petróleo (API) (1997c, 1997d) Recommended Practices 500 and 505; Comisión Electrotécnica Internacional; o Normas Británicas.

³⁴ API (2013b).

fuego. En caso de que el sistema o el elemento se encuentren en una zona susceptible de incendiarse, deberá contar con protección pasiva contra incendios o ser a prueba de fallos.

- Evitar la posibilidad de generar atmósferas explosivas en espacios cerrados mediante su inertización o una ventilación adecuada.
- En las instalaciones donde no haya personal, señalar la aparición de fugas de gas, incendios o explosiones al centro de control remoto para garantizar que se tomen las medidas correspondientes.
- Realizar una evaluación del impacto de incendios para determinar el tipo de sistema de detección y protección contra incendios necesario para una instalación costa afuera y su alcance. Por lo general, en estas instalaciones se utiliza una combinación de sistemas de alarmas contra incendios automáticas y manuales. Deben instalarse sistemas de protección activa contra incendios que deberán estar estratégicamente ubicados para hacer posible una respuesta rápida y eficaz. Dependiendo del tipo de incendio y de la evaluación del impacto del incendio, puede emplearse una combinación de mecanismos activos de extinción de incendios, como por ejemplo, sistemas fijos de extinción por espuma o por agua, sistemas de extinción por CO₂, sistemas de pulverización de agua, sistemas de extinción gaseosos, sistemas fijos de extinción por productos químicos secos o húmedos, monitores de agua fijos contra incendios, rollos de mangueras listas para utilizar y equipos portátiles de extinción de incendios). En las instalaciones nuevas de explotación de petróleo y gas costa afuera, deben evitarse los sistemas contra incendios de halón. Debe disponerse de bombas de agua contra incendios, diseñadas para expulsar agua a la presión adecuada. Es esencial realizar controles y mantenimiento periódicos de los equipos de extinción de incendios.
- Brindar capacitación sobre seguridad y respuesta ante incendios como parte del curso inicial y de la capacitación sobre salud y seguridad. Los miembros del equipo designado de extinción de incendios deberán recibir una capacitación avanzada sobre seguridad de este tipo.

1.2.2 Calidad del aire

101. Las **guías generales sobre MASS** ofrecen orientación para el mantenimiento de la calidad del aire en el lugar de trabajo, así como los niveles de calidad de aire exigidos.

102. Debido al riesgo de liberación de gases causada por fugas o situaciones de emergencia, es necesario contar con la ventilación adecuada en espacios total o parcialmente cerrados en instalaciones de petróleo y gas costa afuera. Deben instalarse tomas de aire para ventilar las áreas seguras de las instalaciones y las áreas que deben estar disponibles para uso durante emergencias. Si fuera necesario, deberán instalarse los dispositivos necesarios para detectar gases en las tomas y sistemas de alarma o de parada automática³⁵.

³⁵ Normalmente, los niveles de alarma para los gases inflamables se configuran a no más del 25 % aproximadamente del límite explosivo inferior de la sustancia. Es habitual usar varios detectores y seleccionar puntos de ajustes mayores para la parada automática y el cierre de las válvulas.

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

104. Cuando exista la posibilidad de acumulaciones de sulfuro de hidrógeno (H₂S), deberán instalarse y configurarse monitores para activar señales de alerta cuando se detecten concentraciones de H₂S que excedan los 7 miligramos por metro cúbico (mg/m³). También deberán proporcionarse al personal detectores personales de H₂S y capacitación sobre cómo responder ante una fuga. Deberán entregarse aparatos de respiración autónomos diseñados y ubicados en lugares convenientes para permitir al personal interrumpir de forma segura sus tareas y dirigirse a un refugio temporal.

1.2.3 Materiales peligrosos

105. El diseño de las instalaciones costa afuera debe reducir la exposición del personal a las sustancias químicas, combustibles y productos que contengan sustancias peligrosas. Las sustancias y productos clasificados como muy tóxicos, carcinógenos, alergénicos, mutágenos, teratogénicos o altamente corrosivos deben identificarse y ser sustituidos, siempre que sea posible, por alternativas menos peligrosas. Para cada sustancia química empleada se dispondrá de una ficha de datos de seguridad que deberá mantenerse en todo momento en un lugar accesible de las instalaciones. Las **guías generales sobre MASS** contienen un enfoque jerárquico general de la prevención de impactos provocados por riesgos de origen químico.

106. Se deberá preparar un procedimiento para el control y manejo de las fuentes radioactivas que se empleen durante las operaciones costa afuera, así como un contenedor designado y protegido para su almacenamiento cuando la fuente no esté en uso. El contenedor deberá guardarse bajo llave en un lugar seguro que se destine exclusivamente a tal fin.

107. En aquellos lugares en que los materiales radiactivos naturales puedan precipitarse en forma de incrustaciones o lodos en las tuberías de procesamiento y recipientes de producción, deberán inspeccionarse las instalaciones o los equipos de procesamiento que se hayan retirado de servicio para su mantenimiento, reemplazo o desmantelamiento, a fin de identificar la presencia de materiales radiactivos naturales. Estos materiales pueden tener efectos adversos sobre la salud por irradiación externa o exposición interna (si ingresan al organismo por inhalación, ingesta o absorción). En caso de que se detecten materiales radiactivos naturales, se deberán evaluar las dosis anuales previstas y la probabilidad y magnitud de las posibles exposiciones, y se deberá preparar e implementar un programa de seguimiento y manejo para la fuerza laboral, acorde a la magnitud y la naturaleza de los riesgos (por ejemplo, control de fuentes, seguimiento de la exposición, capacitación de los trabajadores y prácticas operativas seguras, incluido el uso de EPP adecuados). Con dichos procedimientos se debe determinar la clasificación de la zona donde se hallen los materiales radiactivos naturales y el nivel necesario de supervisión y control.

108. El operador debe decidir si dejar los materiales radiactivos naturales en el emplazamiento o retirarlos para su eliminación según se describe en la [sección 1.1 de esta guía](#).

1.2.4 Traslado de personal y embarcaciones

109. El traslado de personal desde y hacia las instalaciones costa afuera generalmente se realiza en helicóptero o en barco. Es necesario contar con procedimientos de seguridad para este tipo de transporte y los pasajeros deben recibir siempre una charla sobre seguridad y equipos de seguridad como parte de su traslado.

110. Los equipos usados para el transporte de personal deben estar certificados y el personal responsable del transporte debe estar debidamente capacitado de conformidad con las regulaciones nacionales e internacionales aplicables. En el caso de los traslados en helicóptero, este debe estar certificado de acuerdo con las normas de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI). En el caso del transporte marino, la embarcación debe estar aprobada por las sociedades de clasificación.

111. Los helipuertos a bordo de instalaciones costa afuera deben cumplir con los requisitos de la OACI. Las instalaciones y los equipos para mantener en posición las embarcaciones durante el traslado del personal deben contemplar las condiciones adversas del mar para proteger la embarcación y la estructura de la instalación contra impactos fuertes.

112. Si el traslado del personal desde un barco hasta una instalación costa afuera se realiza con grúa, deberán usarse únicamente grúas, cables y canastos certificados para el traslado de personal.

113. Las embarcaciones auxiliares deben tener los permisos y las certificaciones correspondientes para cumplir con los requisitos de la OMI. Se deberá implementar un sistema de manejo de la seguridad de las embarcaciones.

1.2.5 Reventones de pozos

114. Un reventón (es decir, la pérdida de control del pozo) puede ser ocasionado por el flujo fuera de control de los fluidos del yacimiento en el pozo perforado y puede provocar una liberación no controlada de fluidos y gases de formación al medio ambiente. Los reventones pueden ocurrir durante las etapas de perforación y acondicionamiento (cuando resultan particularmente preocupantes) o durante la etapa de producción.

115. Las medidas para evitar reventones deben centrarse en mantener la presión hidrostática del pozo estimando adecuadamente 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 y pruebas técnicas (como revisiones de los equipos de control de pozos y de la competencia del personal, examen independiente del diseño del pozo y los procedimientos de control), registros de fluidos de perforación y uso de fluidos de perforación o de terminación con una altura hidrostática suficiente para equilibrar las presiones en el pozo. Deben realizarse pruebas para verificar la integridad del pozo (por ejemplo, prueba de presión negativa, registro de adherencia del cemento), y su tipo y frecuencia deben ser definidos por el operador, en función de las características reales de la operación y en virtud de la

información aportada por un proceso basado en riesgos para confirmar que el enfoque evaluativo propuesto es adecuado para garantizar la integridad y el control del pozo³⁶.

116. Se deberá instalar un sistema de prevención de reventones (BOP) que pueda cerrarse rápidamente en caso de un flujo de entrada no controlado de fluidos de formación y que permita una circulación en el pozo que devuelva la seguridad mediante el venteo del gas en la superficie, y la canalización del petróleo de modo que pueda contenerse. El sistema de BOP debe verificarse en la instalación en períodos regulares (como mínimo cada dos semanas) mediante una parada parcial o completa y en función de las consideraciones de disponibilidad relacionadas con la aplicación específica. Asimismo, el sistema BOP debe someterse a pruebas de presión durante la instalación, luego de la desconexión o la reparación de cualquier sello de contención de la presión en el sistema y a intervalos regulares, según lo permitan las operaciones. Los conjuntos de BOP de superficie deben ponerse a prueba a su tasa de presión de trabajo en una primera prueba de presión, y luego, en las pruebas posteriores, a la máxima presión de superficie prevista. Los conjuntos de BOP submarinos deben ponerse a prueba primero a la tasa de presión de trabajo de los mecanismos de prevención de ariete o bien del sistema de boca de pozo, el que sea menor, y luego, en pruebas posteriores, a la máxima presión prevista de la boca de pozo para el programa del pozo en curso. El personal de las instalaciones deberá llevar a cabo simulacros de control de pozos a intervalos regulares, y el personal clave deberá asistir periódicamente a cursos de control de pozos. La capacitación y los simulacros de control de pozos deberán ser documentados. Las pruebas en los sistemas de BOP deberán ser realizadas por un especialista independiente, particularmente en los pozos de importancia crítica (por ejemplo, pozos en aguas profundas, a alta presión o a altas temperaturas). El personal de las instalaciones deberá llevar a cabo simulacros de control de pozos a intervalos regulares, y el personal clave deberá asistir periódicamente a cursos de control de pozos. La capacitación y los simulacros de control de pozos deberán ser documentados.

117. El diseño, el mantenimiento y la reparación del sistema de BOP deberán cumplir, en líneas generales, con las normas internacionales. Se recomienda que los sistemas de BOP submarinos contengan, como mínimo, un mecanismo de prevención anular, dos mecanismos de prevención de ariete ciego de corte y dos mecanismos de prevención de esclusa de corte, y que estén equipados con líneas y válvulas de estrangulamiento y ahogo a prueba de fallos. Los mecanismos de prevención del sistema de BOP deben poder cerrar el sistema de BOP para la máxima columna de tuberías de perforación prevista para las operaciones de perforación. Los sistemas de BOP deben poder funcionar (a prueba de fallos) en caso de una pérdida de la señal de control de la superficie. Como mínimo, los sistemas de BOP submarinos deben permitir el cierre de un conjunto de esclusas de corte y de todos los arietes ciegos de corte a través de la intervención de un vehículo operado por control remoto, en caso de que fallen los sistemas automáticos³⁷.

³⁶ Véase IOGP (2011a).

³⁷ Véase API (2012), norma 53, sección 6 (BOP de superficie) y sección 7 (BOP submarinos), para conocer las expectativas en cuanto a las frecuencias de las pruebas, las presiones y la documentación. La norma 53 de la API también incluye pautas para las pruebas en equipos auxiliares de control de pozos, incluidos líneas de estrangulamiento/ahogo, desviador anular, colector múltiple de estrangulamiento, etc. para pozos tanto de superficie como submarinos. Los requisitos de los sistemas de BOP y las consideraciones de seguridad relacionadas con la seguridad de los pozos se incluyen en American Bureau of Shipping (ABS) (2012); norma 53 de la API (2012); IOGP (2011a); NORSOK (2004); y BSEE de Estados Unidos (2013b).

118. Se deberán preparar planes de contingencia para la operación de pozos y deben incluir provisiones para el taponamiento de pozos en caso de reventones fuera de control (e indicar la ubicación de las herramientas, los equipos y el tiempo necesario para dicha intervención) y las medidas de recolección de derrames³⁸.

119. Se deberá preparar un plan específico de análisis de riesgos de reventones y respuesta a emergencias en el que se detallen las medidas que se implementarán para prevenir reventones y las provisiones necesarias para el control del pozo en un escenario de reventón (incluidas las herramientas y los medios para la recolección de derrames de petróleo), y donde se indique el tiempo necesario para la intervención. El análisis de riesgos deberá incluir un análisis de los modos y efectos de los fallos y un análisis de fiabilidad de los sistemas técnicos implementados para controlar un reventón, además de un análisis de fiabilidad de los sistemas en general. Igualmente, deberá incluir una evaluación de las condiciones en las cuales se forman hidratos gaseosos³⁹, el impacto de la formación de hidratos en la seguridad y el control del pozo durante la contención de un golpe de presión y en las operaciones con equipos de control de pozos, y las medidas de mitigación correspondientes. El análisis de riesgos de reventones es obligatorio en el caso de los pozos en aguas profundas, donde una intervención de emergencia resulta más difícil y los tiempos de intervención son mayores de lo habitual, y también para pozos que trabajan a alta presión y a alta temperatura.

1.2.6 Colisión de embarcaciones

120. Para evitar las colisiones con embarcaciones auxiliares y de terceros, las instalaciones costa afuera deben estar equipadas con ayudas para la navegación que cumplan con los requisitos nacionales e internacionales. Estas ayudas pueden ser radares y luces en las estructuras de las instalaciones y, cuando corresponda, en las embarcaciones auxiliares. Se debe establecer una zona de seguridad con un radio de 500 metros como mínimo, en torno a las instalaciones costa afuera. La instalación debe monitorear esta zona y comunicarse con las embarcaciones que se aproximen a ella a fin de reducir el riesgo de colisión de los buques.

121. Se debe notificar a la autoridad marítima, portuaria o naval pertinente sobre todas las instalaciones costa afuera permanentes, así como sobre las zonas de seguridad y las rutas de transporte habituales que utilizarán las embarcaciones relacionadas con el proyecto. La ubicación de las instalaciones permanentes debe identificarse en las cartas náuticas. Se deben comunicar a las autoridades marítimas los horarios y el emplazamiento de las actividades cuando se prevea un aumento considerable del movimiento de embarcaciones, como por ejemplo, el armado de la instalación, los movimientos de las plataformas y los levantamientos sísmicos.

122. Se deberá establecer una zona de seguridad en el corredor de tuberías submarinas (generalmente, de 1000 metros de ancho) para definir las zonas de exclusión de anclaje y brindar protección a los aparejos

³⁸ Véase IOGP (2011b, 2011c).

³⁹ La formación de hidratos de gas metano representa un potencial peligro de perforación para las operaciones de perforación en aguas poco profundas en ambientes fríos y en aguas con profundidades mayores a los 500 metros.

de pesca. En aguas de menor profundidad con alta actividad de transporte de mercaderías, debe tenerse en cuenta la necesidad de enterrar la tubería bajo el lecho marino.

1.2.7 Caída de objetos y manipulación de materiales

123. Se deberá elaborar un análisis de riesgos específico sobre caída de objetos donde se evalúe el riesgo de caída de cargas desde dispositivos de manipulación y el impacto en áreas críticas de las instalaciones o en las tuberías submarinas ubicadas en las inmediaciones. En este análisis, se identificará la necesidad de medidas para prevenir daños a elementos o estructuras fundamentales, a tubos ascendentes y a líneas marinas. Se deberá preparar un estudio de manipulación de materiales para identificar los dispositivos y procedimientos de manipulación a fin de evitar impactos, tensiones y lesiones al personal.

1.2.8 Preparación y respuesta ante emergencias

124. En las **guías generales sobre MASS** se brinda orientación relacionada con la preparación y respuesta a emergencias, incluidos los recursos de emergencia. Las instalaciones costa afuera deben establecer y mantener un grado elevado de preparación de respuesta a emergencias para garantizar que la respuesta a los incidentes sea eficaz y se brinde sin demoras. Deberán identificarse, por medio de una evaluación de riesgos, los accidentes que podrían ocurrir en el peor de los casos para luego formular requisitos de preparación acordes. Se deberá establecer un equipo de respuesta a emergencias para las instalaciones costa afuera, que esté capacitado para actuar en caso de emergencias, rescatar personas heridas y tomar medidas de emergencia. El equipo debe coordinar su accionar con otros organismos y organizaciones que puedan estar involucradas en las tareas de respuesta de este tipo.

125. El personal deberá contar con equipos adecuados y suficientes de respuesta a emergencias, incluidos equipos para prestar asistencia en emergencias médicas y dispositivos para realizar evacuaciones. Estos dispositivos deben estar ubicados en puntos adecuados para permitir la evacuación de las instalaciones. Debe haber botes salvavidas disponibles en cantidades suficientes para toda la fuerza laboral; deben ser embarcaciones cerradas y resistentes al fuego, y ser operadas por personal especialmente capacitado. Debe haber vehículos que puedan desplazarse en el hielo para la evacuación de instalaciones en aguas congeladas. También se debe disponer de suficientes chalecos y aros salvavidas y trajes de supervivencia.

126. Los helicópteros no deben considerarse el medio principal de evacuación.

127. Se deben realizar ejercicios de preparación para emergencias con una frecuencia acorde a los riesgos del proyecto o instalación. Como mínimo, deberá implementarse el siguiente cronograma de práctica:

- simulacros sin despliegue de equipos con una frecuencia mínima trimestral;
- simulacros de evacuación y capacitación para la salida de la plataforma en diferentes condiciones climáticas y en distintos momentos del día;
- simulacros anuales con despliegue de equipos;

- capacitación periódica, actualizada según las necesidades y basada en evaluaciones permanentes.

128. Se deberá preparar un plan de respuesta a emergencias basado en la identificación de posibles escenarios, que contenga, como mínimo, las siguientes medidas:

- una descripción de roles y responsabilidades en la respuesta (estructura, funciones, responsabilidades y personas encargadas de las decisiones);
- descripción de los procedimientos de respuesta (detalles de los equipos de emergencia y su ubicación, procedimientos, requisitos de capacitación, obligaciones, etc.);
- descripción y procedimientos para sistemas de alarmas y comunicaciones;
- medidas de precaución para proteger los pozos;
- disposiciones sobre los pozos de descarga, incluida una descripción de los equipos, insumos y sistemas de apoyo que deben emplearse;
- descripción de los recursos existentes en el lugar para primeros auxilios y del apoyo médico auxiliar disponible;
- descripción de otras instalaciones de emergencia, como estaciones de carga de combustible de emergencia;
- descripción de los equipos y aparatos de supervivencia, las instalaciones de alojamiento alternativas y las fuentes de energía de emergencia;
- procedimientos para caída de personas por la borda (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 el evento, y condiciones de cese de las intervenciones.

1.3 Salud y seguridad de la comunidad

129. Los impactos en la salud y la seguridad de la comunidad provocados por las operaciones habituales de las instalaciones de petróleo y gas costa afuera están relacionados principalmente con la posible interacción con otros usuarios del mar, en su mayoría compañías de transporte de mercadería y pescadores. Los impactos pueden incluir accidentes, pérdida de contención y reventones. Es necesario realizar una evaluación exhaustiva en la que se aborden los posibles peligros para las comunidades locales y el medio ambiente. En función de las conclusiones arrojadas por la evaluación, deberán tomarse medidas adecuadas para evitar o controlar los peligros e incluirlas en la planificación para emergencias.

130. Las actividades como la perforación y la construcción, la instalación de tuberías, las operaciones sísmicas y el desmantelamiento costa afuera pueden producir impactos temporales en otros usuarios del mar. Las instalaciones y estructuras permanentes, incluidas las instalaciones de producción y perforación

y las tuberías submarinas, tienen un impacto potencial a largo plazo, al menos hasta el final de la vida útil de un yacimiento. Debe notificarse a las autoridades marítimas locales y regionales, incluidos los grupos de pesca, la ubicación de las instalaciones costa afuera (incluidos los peligros submarinos) y los momentos en que se llevarán a cabo las actividades relacionadas. Debe identificarse en las cartas náuticas la posición de las instalaciones fijas y las zonas de exclusión de seguridad. Se deben brindar instrucciones claras a los demás usuarios de las aguas marinas sobre las restricciones del acceso a las zonas de exclusión. Las rutas de las tuberías submarinas deben monitorearse regularmente para detectar aberturas, que deberán repararse oportunamente.

131. En las áreas donde se prevean impactos significativos para los pescadores, se deberá designar un oficial de enlace que se desempeñará como punto de contacto directo con la comunidad pesquera. En los planes de respuesta ante derrames, deberán incluirse mecanismos para el manejo de los posibles efectos negativos en la comunidad o los servicios, derivados de los impactos en las zonas costeras por derrames de petróleo, compuestos químicos o combustibles. Estos deberán comunicarse prontamente a la comunidad pesquera.

1.3.1 Seguridad

132. Se deberá evitar el acceso a las instalaciones costa afuera de partes no autorizadas por medio de compuertas ubicadas en las escaleras que conducen del embarcadero al nivel de la cubierta. Se deberán contemplar medios para detectar la presencia de intrusos (como sistemas de circuito cerrado de televisión) que permitan al personal de la sala de control verificar las condiciones de las instalaciones. Se deberán definir medidas adicionales de seguridad, tanto activas como pasivas, en función de la evaluación de riesgos específica del emplazamiento.

133. Se deberá contemplar la posibilidad de contar con una embarcación de espera de seguridad para las instalaciones costa afuera (en los proyectos en los que existen varias plataformas, las plataformas no tienen sus propias embarcaciones de espera de seguridad exclusivas). Estas embarcaciones deben prestar asistencia en operaciones de seguridad, monitorear embarcaciones de terceros que ingresan en la zona de exclusión, dirigir los buques de abastecimiento que llegan a las instalaciones y brindar ayuda en las operaciones durante situaciones de emergencia.

2. SEGUIMIENTO DE LOS INDICADORES DE DESEMPEÑO

2.1 Medio ambiente

2.1.1 Guías sobre emisiones y efluentes

134. En el cuadro 1 se brindan guías sobre efluentes para la explotación de petróleo y gas costa afuera. Los valores de referencia para los efluentes de los procesos industriales en este sector son indicativos de las buenas prácticas internacionales para el sector, reflejadas en las normas correspondientes de los países que cuentan con marcos normativos reconocidos. Dichos valores deberían poder alcanzarse en condiciones normales de funcionamiento de instalaciones adecuadamente diseñadas y operadas mediante la aplicación de las técnicas de prevención y control de la contaminación que se han analizado en las secciones anteriores de este documento.

135. Las guías sobre efluentes se aplican principalmente a los vertidos en emplazamientos costa afuera. La calidad del agua vertida en aguas próximas a la costa deberá determinarse caso por caso, teniendo en cuenta las sensibilidades ambientales y la capacidad de asimilación de las aguas receptoras.

CUADRO 1: NIVELES DE EFLUENTES PROCEDENTES DE EXPLOTACIONES DE PETRÓLEO Y GAS COSTA AFUERA

PARÁMETRO	GUÍA
Fluidos y cortes de perforación: Fluidos de perforación no acuosos	<p>1) Fluidos de perforación no acuosos: Reinyección o buque a costa, sin vertido al mar.</p> <p>2) Cortes de perforación: Reinyección o buque a costa, sin vertido al mar excepto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • instalaciones ubicadas a más de 3 millas (4,8 kilómetros) de la costa; • para instalaciones nuevas^a: concentración de fluido de perforación de fase orgánica^b inferior al 1 % del peso en cortes secos; • para instalaciones existentes^c: uso de fluidos no acuosos del grupo III y tratamiento en secadores de cortes; fluido de perforación no acuoso residual máximo^d de 6,9 % (olefinas internas C16 - C18) o 9,4 % (éster C12 - C14 o ésteres C8) en cortes húmedos; • Hg: máx. 1 mg/kg de peso seco en barita empleada para formular el fluido; • Cd: máx. 3 mg/kg de peso seco en barita empleada para formular el fluido; • vertido mediante cajón hidráulico (se recomienda, como mínimo, 15 metros por debajo de la superficie, cuando corresponda; en cualquier caso, deberá demostrarse una dispersión satisfactoria de los sólidos en el lecho marino).

<p>Fluidos y cortes de perforación: Fluidos de perforación acuosos</p>	<p>1) Fluidos de perforación acuosos: Reinyección o buque a costa, sin vertido al mar excepto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • en cumplimiento de prueba de toxicidad de concentración letal 50 (LC-50) a 96 horas de fase de partículas en suspensión (SPP) - vol. 3 % primero para fluidos de perforación o, de lo contrario, mediante pruebas en las especies para evaluación de toxicidad estándar^e (preferentemente especies específicas del emplazamiento). <p>2) Cortes de perforación con fluidos de perforación acuosos: Reinyección o buque a costa, sin vertido al mar excepto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • instalaciones ubicadas a más de 3 millas (4,8 kilómetros) de la costa; • Hg: 1 mg/kg de peso seco en barita empleada para formular el fluido; • Cd: 3 mg/kg de peso seco en barita empleada para formular el fluido; • la concentración máxima de cloruro debe ser menor a cuatro veces la concentración ambiente del agua receptora dulce o salobre; • vertido mediante cajón hidráulico (se recomienda, como mínimo, 15 metros por debajo de la superficie del mar, cuando corresponda; en cualquier caso, deberá demostrarse una dispersión satisfactoria de los sólidos en el lecho marino).
<p>Agua producida</p>	<p>Reinyección. Está permitido el vertido al mar si el contenido de aceite y grasa no supera el máximo diario de 42 mg/L; promedio mensual de 29 mg/L.</p>
<p>Agua de retorno</p>	<p>Reinyección o reutilización. Está permitido el vertido al mar si el contenido de aceite y grasa no supera el máximo diario de 42 mg/L; promedio mensual de 29 mg/L. Para todas las demás sustancias químicas, deberá realizarse una evaluación de riesgos ambientales para determinar las concentraciones máximas permitidas para el emplazamiento específico.</p>
<p>Fluidos de terminación y de acondicionamiento de pozos</p>	<p>Buque a costa o reinyección. Sin vertido al mar, excepto en estos casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • el contenido de aceite y grasa no supera el máximo diario de 42 mg/L; promedio mensual de 29 mg/L; • neutralización para alcanzar un pH de 5 o más; • en cumplimiento de prueba de toxicidad de concentración letal 50 (LC-50) a 96 horas de SPP - vol. 3 % primero para fluidos de perforación^e o, de lo contrario, mediante pruebas basadas en especies para evaluación de toxicidad estándar (preferentemente especies específicas del emplazamiento).
<p>Arena producida</p>	<p>Buque a costa o reinyección: Sin vertido al mar, excepto cuando la concentración de aceite es inferior al 1 % del peso en arena seca.</p>

Agua de pruebas hidrostáticas	<ul style="list-style-type: none"> • Envío a la costa para su tratamiento y eliminación. • Vertido costa afuera tras análisis de riesgos ambientales, cuidadosa selección de compuestos químicos^g. • Reducción del uso de sustancias químicas.
Agua de refrigeración	El efluente debe ocasionar un aumento de la temperatura no mayor a 3 °C en el borde la zona donde tienen lugar la mezcla inicial y la dilución. Cuando no se haya definido ninguna zona, calcular 100 metros desde el punto de vertido.
Salmuera de los procesos de desalinización	Mezcla con otras corrientes residuales vertidas, si fuera posible.
Aguas de alcantarillado	Cumplimiento de MARPOL 73/78 ^h
Restos de alimentos	Cumplimiento de MARPOL 73/78 ^h
Agua de desplazamiento de almacenamiento	Cumplimiento de MARPOL 73/78 ^h
Agua de sentina	Cumplimiento de MARPOL 73/78 ^h
Drenaje de cubierta (drenajes peligrosos y no peligrosos)	Cumplimiento de MARPOL 73/78 ^h

a Las instalaciones nuevas incluyen las plataformas de perforación costa afuera que se han diseñado recientemente o se han modificado estructuralmente para el proyecto.

b Según la definición de OSPAR (2000), decisión 2000/3.

c Aplicable a plataformas de perforación costa afuera empleadas para programas de perforación de pozos para explotación. Aplicable a programas de perforación exploratoria de pozos. Deben considerarse técnicas que sean técnica y financieramente viables, incluida la instalación de sistemas de limpieza termomecánica de cortes, que cumplan con las guías para instalaciones nuevas para la ejecución, en relación con el número de pozos (incluidos productores e inyectores) incluidos en los programas de perforación para explotación o los posibles impactos en hábitats críticos.

d Según la definición de EPA de Estados Unidos (2013a).

e LC-50 a 96 horas: concentración en partes por millón o porcentaje de la SPP de la muestra que es letal para el 50 % del organismo evaluado expuesto a esa concentración durante un período ininterrumpido de 96 horas. Véase también: <http://www.epa.gov/nrmrl/std/qsar/TEST-user-guide-v41.pdf>.

f De conformidad con EPA de Estados Unidos (2013a); OSPAR (2011); IOGP (2005).

g De acuerdo con OSPAR (2010a), *Recommendation 2010/4 on a Harmonised Pre-screening Scheme for Offshore Chemicals* u otro proceso aplicable.

h En aguas próximas a la costa, debe seleccionarse cuidadosamente el lugar de vertido en función de las sensibilidades ambientales y la capacidad de asimilación de las aguas receptoras.

136. Las **guías generales sobre MASS** contienen directrices sobre las emisiones de las actividades de generación de vapor y energía a partir de fuentes con una capacidad igual o inferior a 50 MWt, mientras que las emisiones de fuentes de energía con mayor capacidad se analizan en las **guías sobre MASS para centrales térmicas**. Las **guías generales sobre MASS** contienen recomendaciones ambientales basadas en la carga total de emisiones.

137. Todas las embarcaciones, plataformas y equipos de perforación deben cumplir, cuando corresponda, con las regulaciones para la prevención de la contaminación del aire por embarcaciones que se detallan en el anexo VI de MARPOL⁴⁰. Estas disposiciones no se aplican a las emisiones originadas directamente de la exploración, la explotación y el procesamiento de petróleo y gas costa afuera.

2.1.2 Monitoreo ambiental

138. Se deben implementar programas de monitoreo ambiental, según corresponda para este sector, en todas aquellas actividades que puedan tener un impacto considerable en el medio ambiente, durante las operaciones normales y en condiciones alteradas. Las actividades de monitoreo ambiental deben basarse en indicadores directos o indirectos de emisiones, efluentes y uso de recursos aplicables al proyecto en particular.

139. Se deberá ajustar la frecuencia del monitoreo para poder obtener datos representativos sobre los parámetros que se están observando. El seguimiento deberá estar a cargo de personal capacitado, que deberá aplicar procedimientos de observación y registro, y utilizar equipos calibrados y mantenidos adecuadamente. Los datos de monitoreo deben ser revisados y analizados con regularidad, y compararse con las normas vigentes para adoptar las medidas correctivas necesarias. Las **guías generales sobre MASS** contienen orientaciones adicionales sobre los métodos de muestreo y análisis de emisiones y efluentes.

2.2 Seguridad y salud ocupacional

140. Se deberán adoptar indicadores de desempeño clave para llevar a cabo el seguimiento de las operaciones y anticipar posibles problemas relacionados con la seguridad y salud ocupacional. Deben definirse tanto indicadores retrospectivos (que midan el desempeño de las instalaciones en el pasado) como indicadores anticipados (que indiquen situaciones que puedan generar problemas de seguridad y salud ocupacional) para una instalación; en estos indicadores se deben contemplar problemas técnicos y operativos y de gestión.

2.2.1 Guías sobre seguridad y salud ocupacional

141. Para evaluar el desempeño en materia de seguridad y salud ocupacional, se deben utilizar las guías sobre la materia publicadas en el ámbito internacional, por ejemplo, guías sobre la concentración máxima admisible de exposición profesional (TLV®) y los índices biológicos de exposición (BEIs®) publicados por la Conferencia Americana de Higienistas Industriales Gubernamentales (ACGIH)⁴¹; la guía de bolsillo sobre riesgos químicos publicada por el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH) de los

⁴⁰ Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (internacionalmente conocido como MARPOL), anexo VI revisado adoptado en octubre de 2008, que entró en vigor el 1 de julio de 2010. Véase <http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/>.

⁴¹ <http://www.acgih.org/TLV/> y <http://www.acgih.org/store/>.

Estados Unidos⁴²; los límites permisibles de exposición publicados por la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) de los Estados Unidos⁴³; los indicadores anticipados de desempeño en materia de salud, publicados por la IPIECA y la IOGP⁴⁴; los valores límite indicativos de exposición profesional publicados por los Estados miembros de la Unión Europea⁴⁵, u otras fuentes similares. Debe prestarse especial atención a las guías sobre exposición ocupacional al H₂S.

142. En las **guías generales sobre MASS** y otras fuentes reconocidas a nivel internacional se brinda orientación sobre la exposición ocupacional a la radiación ionizante y su seguimiento cuando hay materiales radiactivos naturales presentes⁴⁶.

2.2.2 Tasas de accidentalidad y letalidad

143. Se deben adoptar medidas para reducir a cero el número de accidentes de los trabajadores del proyecto (sean empleados directos o personal subcontratado), especialmente aquellos que pueden causar pérdida de tiempo laboral, diversos niveles de discapacidad o incluso la muerte. Como punto de referencia para evaluar las tasas de accidentalidad y letalidad del proyecto, se puede utilizar el desempeño de instalaciones de 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 Seguridad y Salud del Reino Unido)⁴⁷.

2.2.3 Monitoreo de la salud y seguridad ocupacional

144. Se debe realizar un monitoreo de los riesgos laborales de cada proyecto. Las actividades de monitoreo deben ser diseñadas y realizadas por profesionales acreditados como parte de un programa de monitoreo de la seguridad y salud ocupacional⁴⁸. En las instalaciones, además, debe llevarse un registro de los accidentes y las enfermedades laborales, así como de los sucesos y accidentes peligrosos. Las **guías generales sobre MASS** contienen orientaciones adicionales sobre los programas de monitoreo a la seguridad y salud ocupacional.

⁴² <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

⁴³ http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992.

⁴⁴ <http://www.ogp.org.uk/publications/health-committee/health-performance-indicators-data/health-performance-indicators-2012-data/>.

⁴⁵ http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/.

⁴⁶ ICRP (2007).

⁴⁷ <http://www.bls.gov/iif/> y <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

⁴⁸ Los profesionales acreditados pueden incluir higienistas industriales certificados, higienistas ocupacionales diplomados, profesionales de la seguridad certificados o sus equivalentes.

3. BIBLIOGRAFÍA

Academia Nacional de Ingeniería (NAE) y Consejo Nacional de Investigación de las Academias Nacionales (NRCNA) (2011), *Macondo Well-Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety*, Washington, DC: National Academies Press, 2011.

Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos (2000), *Sector Notebook Project: Profile of the Oil and Gas Extraction Industry*, EPA/310-R-99-006, Oficina de Cumplimiento Normativo de la EPA, EPA, Washington, DC.

——— (2011), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 49: Part 173. Subpart H [Reserved] Subpart I—Class 7 (Radioactive) Materials, 173. 427: Transport Requirements for Low Specific Activity (LSA) Class 7 (Radioactive) Materials and Surface Contaminated Object (SCO)*, edición 10-1-11, EPA, Washington, DC.

——— (2012a), *Fact Sheet: Proposed National Pollutant Discharge Elimination System (NPDES) General Permit No. CAG280000 for Offshore Oil and Gas Exploration, Development and Production Operations off Southern California*, EPA, Washington, DC.

——— (2012b), *User's Guide for T.E.S.T. (version 4.1) (Toxicity Estimation Software Tool) A Program to Estimate Toxicity from Molecular Structure*, Washington, DC.

——— (2013a), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 435. Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart A—Offshore Subcategory*, Washington, DC.

——— (2013b), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines*, Washington, DC.

——— (2013c), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart Y—National Emission Standards for Marine Tank Vessel Loading Operations*, Washington, DC.

——— (2013d), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 63. 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, DC.

——— (2013e), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 98. Mandatory Greenhouse Gas Reporting Subpart W—Petroleum and Natural Gas Systems*, Washington, DC.

Asociación de Petróleo y Gas de Noruega (NOGA) (2013), *Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry*, N.º 93, rev. 02, (2), Sandnes, Noruega.

Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (CAPP) (2000), *Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Guide*, informe 2000-0036, Calgary.

——— (2001), *Offshore Produced Water Waste Management*, informe 2001-030, Calgary.

Asociación Internacional de Conservación Ambiental del Sector del Petróleo (IPIECA) (2008), *Guide to Tiered Preparedness and Response*, vol. 8 de *Oil Spill Preparedness and Response*, Londres, <http://www.ipieca.org/>.

Asociación Internacional de Conservación Ambiental del Sector del Petróleo (IPIECA), Organización Marítima Internacional (OMI) y Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) (2012), *Sensitivity Mapping for Oil Spill Response*, Londres, Reino Unido: IPIECA. <http://www.ipieca.org/>.

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

——— (2011), *Recommended Mitigation Measures for Cetaceans during Geophysical Operations*, Houston, Texas.

——— (2012), *MARPOL 73/78, Consolidated Edition 2012*, Londres.

Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos (IAGC) y Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) (2011), *An Overview of Marine Seismic Operations*, documento de posición conjunta de IOGP/IAGC. Houston, Texas, y Londres.

Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) (2002a), *Aromatics in Produced Water: Occurrence, Fate and Effects, and Treatment*, informe n.º 324, Londres.

——— (2002b), *Oil and Gas Exploration and Production in Arctic Offshore Regions—Guidelines for Environmental Protection*, informe n.º 2.84/329, Londres.

——— (2005), *Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment*, informe n.º 364, Londres.

——— (2006), *Guidelines for Managing Marine Risks Associated with FPSOs*, informe n.º 377, Londres.

——— (2008a), *Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the Oil and Gas Industry*, informe n.º 412, Londres.

——— (2008b), *Guidelines for Waste Management with Special Focus on Areas with Limited Infrastructure*, informe n.º 413, Rev I.I (actualización: marzo de 2009), Londres.

——— (2011a), *Deepwater Wells: Global Industry Response Group Recommendations*, informe n.º 463, (mayo de 2011), Londres.

——— (2011b), *Capping and Containment. Global Industry Response Group Recommendations*, informe n.º 464, Londres.

——— (2011c), *Oil Spill Response. Global Industry Response Group Recommendations*, informe n.º 465, Londres.

——— (2012a), *Environmental Performance Indicators, 2011 Data*, informe n.º 2011e, Londres.

——— (2012b), *List of Standards and Guidelines for Drilling, Well Construction and Well Operations*, informe n.º 485, versión 1.1, Londres.

——— (2012c), *Offshore Environmental Monitoring for the Oil and Gas Industry*, informe n.º 457, version 1, Londres.

——— (2013a), *Guidelines for the Conduct of Offshore Drilling Hazard Site Surveys*, informe n.º 373-181, versión 1.1, Londres.

——— (2013b), *OGP Safety Performance Indicators - 2012 Data*, informe n.º 2012s, IOGP Data Series, Londres.

——— (2013c), *Good Practice Guidelines for the Development of Shale Oil and Gas*, informe n.º 489, Londres.

Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) y Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos (IAGC) (2004), *Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint OGP/IAGC Position Paper*, informe n.º 358, Londres y Houston, Texas.

Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) y Asociación Internacional de Conservación Ambiental del Sector del Petróleo (IPIECA) (2013), *Oil Spill Risk Assessment and Response Planning for Offshore Installations: Final Report*, proyecto sectorial conjunto sobre respuesta ante derrames de petróleo de IPIECA-OGP, Londres, <http://oilspillresponseproject.org/>.

Asociación Regional De Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) (1999a), *Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations*, guía ambiental n.º 26, Montevideo, <http://www.arpel.org>.

——— (1999b), *International Review of Health Risks for Oil and Gas Industry Workers: Current Status and Future Prospects*, informe de salud y seguridad ocupacional n.º 5, Montevideo, <http://www.arpel.org>.

——— (2005a), *Gas Flaring, Venting, Leaks and Losses at Exploration & Production Facilities*, guía ambiental n.º 12-2005, Montevideo, <http://www.arpel.org>.

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

Australian Petroleum Production and Exploration Association Limited (APPEA) (2002), *Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials*, Canberra, Australia.

Banco Mundial (2004), *A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction: Public-Private Partnership*. Report No. 4. Washington, DC, <http://documents.worldbank.org/curated/en/2004/05/4946640/voluntary-standard-global-gas-flaring-venting-reduction>.

Comisión de Helsinki (HELCOM) (1997), Recomendación 18/2: *Offshore Activities*, Helsinki.

Comisión de la Convención de Oslo-París para la Protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste (OSPAR) (1998), *Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installation*, Londres.

— (2000), *Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings*, Londres.

— (2001), *The Environmental Aspects of On- and Off-Site Injection of Drill Cuttings and Produced Water*, Best Available Technique (BAT) and Best Environmental Practice (BEP) Series, Londres.

——— (2002), *Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue*, número de referencia 2002-8, Londres.

——— (2004), *Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities*, número de referencia 2004-11, Londres.

- (2010a), *Recommendation 2010/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals*, OSPAR 10/23/1, anexo 10, Londres.
- (2010b), *Recommendation 2010/18 on the Prevention of Significant Acute Oil Pollution from Offshore Activities*, Londres.
- (2011), *Recommendation 2011/8 Amending OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations as Amended*, Londres.
- Comisión de Seguridad Nuclear de Canadá (CNSC) (2013), *Naturally Occurring Radioactive Material (NORM)*, Ottawa.
- Comisión Internacional de Protección Radiológica (ICRP) (2007), *The 2007 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection*, publicación 103 de la ICRP, Ann. ICRP 37 (2-4), Ottawa, <http://www.icrp.org/publication.asp?id=ICRP+Publication+103>.
- Comité Conjunto para la Conservación de la Naturaleza (JNCC) (2010), *JNCC Guidelines for Minimizing the Risk of Injury and Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys*, Comité Conjunto para la Conservación de la Naturaleza, Aberdeen, Reino Unido.
- Comité de Impactos Potenciales del Ruido Ambiente en el Océano sobre los Mamíferos Marinos, Consejo Nacional de Investigación (2003), *Ocean Noise and Marine Mammals*, Consejo Nacional de Investigación de las Academias Nacionales, Washington, DC: National Academies Press.
- Comité Técnico de Manejo de Residuos de Materiales Radiactivos Naturales de Canadá (2005), *Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste: Final Draft*, Ottawa.
- Convención de Oslo-París para la Protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste, <http://www.ospar.org>, última actualización: 2007. American Bureau of Shipping (ABS) (2012), *2012 Guide for the Classification of Drilling Systems*, Houston, Texas.
- Consejo Nacional de Investigación (NRC) (2005), *Oil Spill Dispersants: Efficacy and Effects*, Washington, DC: National Academies Press.
- (2014), *Responding to Oil Spills in the U.S. Arctic Marine Environment*, Washington, DC: National Academies Press, normas NORSOK (2004), *Well Integrity in Drilling and Well Operations*, D-010, rev. 3. Oslo: Standards Norway.
- (2005), *Environmental Care*, S-003, rev. S-003, rev. 3, Standards Norway, NORSOK.
- Decreto Legislativo n.º 152, *Norme in Materia Ambientale*, Roma, 2006.
- Del Villano, Kommendal y otros, "A Study on Kinetic Hydrate Inhibitor Performance and Seawater Biodegradability", *Energy and Fuels* 23.
- Departamento de Pesca y Océanos de Canadá (2004), *Review of Scientific Information on Impacts of Seismic Sound on Fish, Invertebrates, Marine Turtles and Marine Mammals*, Habitat Status Report 2004/002, Ottawa.
- Departamento de Salud de Canadá, Grupo de Trabajo Canadiense sobre Materiales Radiactivos Naturales del Comité Federal de Protección contra la Radiación del Territorio Provincial (FPTRPC) (2000), *Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM)* 1.^a

- edición, octubre de 2000, Ministerio de Salud de Canadá, Ministerio de Obras Públicas y Departamento de Servicios Gubernamentales de Canadá, Ottawa.
- Ekins, Paul, Robin Vanner y James Firebrace (2005), *Management of Produced Water on Offshore Oil Installations. A Comparative Analysis using Flow Analysis*, Instituto de Estudios Normativos, Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido, Londres.
- Ente Regulador de la Industria del Petróleo Costa Afuera de Nueva Escocia, Canadá (CNSOPB) (2010), *Offshore Waste Treatment Guidelines*, Nueva Escocia.
- Foro de Exploración y Producción (1993), *Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines*, Informe n.º 2.58/196, Londres.
- Foro de Exploración y Producción y Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) (1997), *Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. An Overview of Issues and Management Approaches*, informe técnico 37 del Centro de Actividad del Programa para la Industria y el Medio Ambiente (CAP/IMA) del PNUMA, informe 2.72/254 del Foro de Exploración y Producción, Londres y París.
- Grant, Alistair (2003), *Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea*, Universidad de East Anglia, Norwich, Reino Unido, <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>.
- Grupo de Trabajo Conjunto para la Preparación y Respuesta ante Derrames de Petróleo del Sector (JIFT) (2012), *Second Progress Report on Industry Recommendations to Improve Oil Spill Preparedness and Response*, JIFT.
- Hildebrand, J. A. (2004), *Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans*, IWC SC/E/13, Instituto de Oceanografía Scripps, Universidad de California, San Diego, <https://pdfs.semanticscholar.org/1350/beee8c952e34914bdf2fb5521d524cc6a6e0.pdf>.
- (2005), “Impacts of Anthropogenic Sound”, *Marine Mammal Research: Conservation Beyond Crisis*, compilado por J. E. Reynolds y otros, 101-124, Baltimore, Maryland: Johns Hopkins University Press.
- Instituto Americano del Petróleo (API) (1997a), *Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations*, API E5, 2.ª edición, Washington, DC.
- (1997b), *Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment*, publ. 7103, Washington, DC.
- (1997c), *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1, Division 1 and Division 2*, API RP 500 (R2002), Washington, DC.
- (1997d), *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1, Zone 0, and Zone 2*, API RP 505 (R2013), Washington, DC.
- (2012), *API Standard 53: Blowout Prevention Systems for Drilling Wells*, 4.ª edición, Washington, DC.
- (2013a), *Offshore Hydraulic Fracturing Briefing Paper*, Washington, DC.
- (2013b), *Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants: Recommended Practice 2218*, Washington, DC.

- Junta de Conservación de Recursos Energéticos de Alberta (ERCB) (2011), *Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration*, directiva 060, Calgary.
- Junta de Investigación sobre Transporte de las Academias Nacionales (TRBNA) (2012), *Evaluating the Effectiveness of Offshore Safety and Environmental Management Systems*, informe especial 309, TRBNA, Washington
- 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: págs. 692-708.
- McGinnis, Michael V., Linda Fernandez y Caroline Pomeroy (2001), *The Politics, Economics, and Ecology of Decommissioning Offshore Oil and Gas Structures*, OCS Study MMS 2001-006, Centro de Investigaciones Costeras, Instituto de Ciencias Marinas, Universidad de California, Santa Bárbara, California, acuerdo cooperativo número 14-35-0001-30761.
- Mosbech, A., R. Dietz y J. Nyman (2000), *Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland: Arktisk Miljø - Arctic Environment*, Research Notes from NERI n.º 132, 2.ª edición, Instituto Nacional de Investigación Ambiental, Dinamarca.
- Oficina de Control de las Normas de Seguridad y Medio Ambiente (BSEE) de Estados Unidos (2009), *Notice to Lessees and Operators (NTL) No. 2009-G35; Sub-Seabed Disposal and Offshore Storage of Solid Wastes*, Washington, DC.
- (2013a), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart C: Pollution Prevention and Control*, Washington, DC.
- (2013b), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart D: Oil and Gas Drilling Operations*, Washington, DC.
- (2013c), *Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart K: Oil and Gas Production Requirements*, Washington, DC.
- Oil and Gas UK, actualización: noviembre de 2009, *About the Industry*, http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm.
- Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA) (2012), *Safety Standards Series No. SSR-6. Regulation for the Safe Transport of Radioactive Material*, edición de 2012, *Specific Safety Requirements*, Viena.
- (2013), *Management of NORM Residues*, serie IAEA-TECDOC, ISSN 1011-4289, n.º 1712, Viena.
- Organización Marítima Internacional (OMI) (1990), *Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos*, Londres.
- (1989), *Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone*, resolución A.672 (16), Londres,
- (2003), *Guidelines for Application of MARPOL Annex I Requirements to FPSOs and FSUs*, Comité de Protección del Medio Marino (MEPC)/Circ.406, Londres.

- (2005-2006), *Resoluciones del MEPC de la OMI*, 139(53), 2005, modificada por el MEPC, 142(54), 2006, Londres.
- Patin, Stanislav (1999), *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*, East Northport, Nueva York: EcoMonitor Publishing.
- Peterson, David (2004), *Background Briefing Paper for a Workshop on Seismic Survey Operations: Impacts on Fish, Fisheries, Fishers and Aquaculture*, preparado para la Alianza de Marisquerías de Columbia Británica, Vancouver.
- Protocolo de Montreal relativo a las Sustancias que Agotan la Capa de Ozono. Con los ajustes y las enmiendas de la Segunda Reunión de las Partes (Londres, del 27 al 29 de junio de 1990), de la Cuarta Reunión de las Partes (Copenhague, del 23 al 25 de noviembre de 1992) y los ajustes adicionales de la Séptima Reunión de las Partes (Viena, del 5 al 7 de diciembre de 1995), y los ajustes adicionales de la Novena Reunión de las Partes (Montreal, del 15 al 17 de septiembre de 1997), y de la Decimoprimer Reunión de las Partes (Beijing, del 29 de noviembre al 3 de diciembre de 1999), y los ajustes adicionales de la Decimovena Reunión de las Partes (Montreal, del 17 al 21 de septiembre de 2007) http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php.
- Protección del Ambiente Marino del Ártico (PAME) (2009), *Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines*, Producido por el Grupo de Trabajo de PAME, Islandia, www.pame.is.
- Russell, R. W. (2005), *Interactions between Migrating Birds and Offshore Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico: Final Report*, OCS Study MMS 2005-009, Departamento del Interior, Servicio de Gestión de Minerales, Región Plataforma Continental Extendida (OCS) del Golfo de México, Nueva Orleans, Los Ángeles.

ANEXO A. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR

145. Los principales productos de la industria del petróleo y el gas costa afuera 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 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 a menudo se separan y procesan como líquidos de gas natural.

A.1 Actividades de exploración

Levantamientos sísmicos

146. Los levantamientos sísmicos se llevan a cabo para localizar con precisión las reservas potenciales de hidrocarburos en las formaciones geológicas ubicadas en las profundidades del lecho marino. La tecnología sísmica emplea la reflexión de ondas sonoras para identificar las estructuras geológicas subterráneas. En los levantamientos sísmicos marinos más modernos, las embarcaciones correspondientes remolcan hasta 16 cables sísmicos marinos (cables que contienen los hidrófonos usados para detectar el sonido reflejado desde la superficie) a una profundidad de 5 a 10 metros. Cada cable puede tener una longitud de entre 8 y 10 kilómetros. Además del conjunto de hidrófonos, la embarcación remolca matrices de fuentes sísmicas conformadas por una serie de pistolas neumáticas que disparan hacia abajo ráfagas de sonido de entre 200 y 250 decibeles. Las ráfagas de sonido, que se repiten en promedio cada 6 a 10 segundos, se reflejan en las formaciones geológicas profundas y son registradas por el conjunto de hidrófonos.

Perforación exploratoria

147. Las actividades de perforación exploratoria costa afuera se basan en el análisis de los datos sísmológicos para verificar y cuantificar el volumen y alcance de los recursos petrolíferos y gasísticos de formaciones geológicas potencialmente productivas. Si se encuentra petróleo o gas, se pueden emprender perforaciones de desarrollo adicionales.

148. Hay varios tipos de plataformas de perforación costa afuera, incluidas las siguientes:

- *Plataformas de perforación autoelevadizas:* Aptas para aguas de poca profundidad (hasta aproximadamente 100 metros); se trasladan hasta el emplazamiento ya sea por autopropulsión o por medio de remolques. Una vez allí, de los elevadores eléctricos o hidráulicos descienden tres o cuatro patas hasta el lecho marino para sostener la plataforma de perforación sobre del agua.
- *Plataformas semisumergibles:* Aptas para aguas profundas; se trasladan hasta el emplazamiento ya sea por autopropulsión o por medio de remolques. El casco se sumerge parcialmente y la plataforma se inmoviliza por medio de una serie de anclas; puede estar equipada con asistencia de posicionamiento dinámico.
- *Plataformas sumergibles:* Su uso está limitado a aguas poco profundas; son remolcadas hasta su emplazamiento. Consisten en dos cascos: uno superior, o plataforma, y uno inferior que se llena de agua y se sumerge hasta el lecho marino.

- *Gabarras de perforación como plataformas flotantes:* Aptas para aguas poco profundas, áreas de estuario, lagos, ciénagas, pantanos y ríos. No aptas para aguas abiertas o profundas. Se remolcan hasta su emplazamiento.
- *Embarcaciones de perforación:* Diseñadas para perforación en emplazamientos de aguas profundas. La perforación se realiza desde una plataforma o torre de perforación posicionada en el medio de la cubierta, desde donde se hace descender una tubería de perforación a través de un agujero en el casco (pozo central). Las embarcaciones de perforación generalmente se mantienen en posición por medio de tecnología de posicionamiento dinámico.

149. Una vez en el emplazamiento, desde la torre se perforan una serie de secciones de pozo de diámetro decreciente. En el pozo se introduce una barrena de perforación acoplada a la sarta de perforación que está suspendida de la torre de perforación de la plataforma. Para añadir peso, se agregan collares de perforación, y los fluidos de perforación se hacen circular a través de la sarta de perforación y se bombean a través de 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 el pozo de las presiones de formación. Cuando ya se ha perforado cada una de las secciones del pozo, se introduce una tubería de revestimiento de acero que se fija a las paredes con cemento para evitar que el pozo se derrumbe, que el fluido se deslice y que se produzcan presiones anómalas en el espacio anular. Si se descubren hidrocarburos en cantidades suficientes para permitir su producción económica, se instala una boca de pozo y un “árbol de Navidad” para permitir la futura producción. De lo contrario, el pozo se tapona (con cemento) y se abandona. Cuando se llega a la formación de hidrocarburos deseada, se debe completar el pozo y comprobar su solidez poniendo en funcionamiento una tubería de revestimiento corta y equipos de producción para conducir los hidrocarburos a la superficie y determinar cuáles son las características del yacimiento en un separador de prueba.

A.2 Explotación del yacimiento

150. La explotación del yacimiento puede producirse luego de que se han localizado y confirmado, por medio de la exploración (y de perforaciones adicionales con fines evaluativos), las reservas de hidrocarburos económicamente recuperables. En muchos casos, esto supondrá la instalación de una plataforma de perforación y producción costa afuera que sea autosuficiente en términos de necesidades de energía y agua para la fuerza laboral y para la perforación de pozos y el procesamiento de hidrocarburos listos para exportación.

151. Hay muchos tipos de plataformas costa afuera, incluidas las siguientes:

- *Plataformas fijas:* Se utilizan en aguas profundas (hasta 500 metros aproximadamente); consisten en patas (elevadores) de acero u hormigón que se asientan directamente sobre el lecho marino por medio de pilotes de acero que sostienen una cubierta de acero. Por lo general, la cubierta alberga equipos de perforación, instalaciones de producción y dependencias de alojamiento.
- *Torres flexibles:* Se utilizan en aguas con una profundidad de entre 500 metros y 1000 metros aproximadamente; consisten en una torre estrecha y flexible asentada en cimientos sobre pilotes que sostienen una cubierta convencional.
- *Plataformas de patas tensadas:* Se utilizan en aguas con una profundidad de hasta 2000 metros aproximadamente; consisten en una instalación flotante asentada en el lecho marino e inmovilizada por medio de anclas. En aguas con una profundidad de entre 200 metros y 1000 metros, se usan plataformas de minipatas tensadas (Seastars).

- *Plataformas autoelevadizas:* Se utilizan en aguas poco profundas (hasta aproximadamente 100 metros) y se trasladan hasta el emplazamiento. Una vez allí, por medio de elevadores hidráulicos, se hacen descender las patas hasta la posición deseada para sostener la cubierta.
- *Plataformas tipo Spar:* Se utilizan en aguas con una profundidad de entre 500 metros y 1700 metros y consisten en un casco cilíndrico que sostiene una plataforma flotante.
- *Sistemas de producción flotantes:* Embarcaciones equipadas con instalaciones de procesamiento y ancladas en el emplazamiento o bien posicionadas mediante dispositivos con sistemas de posicionamiento global (GPS). A veces se montan en un buque cisterna convertido. Los principales tipos de sistemas de producción flotantes son: sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO); sistemas flotantes de almacenamiento y descarga (FSO), y unidades flotantes de almacenamiento.

152. Las plataformas de producción disponen de instalaciones para la separación de los fluidos de formación en petróleo, gas y agua. Según el proyecto, la plataforma podrá destinarse exclusivamente a producción, ya que la perforación puede realizarse desde una plataforma de perforación independiente posicionada a la par. Algunas plataformas se utilizan solamente para enviar los hidrocarburos hasta la superficie y exportarlos directamente para su procesamiento, mientras que algunas plataformas de gas pueden permanecer sin personal durante las operaciones de producción de rutina. Habitualmente se perforan varios pozos desde el emplazamiento de la plataforma usando técnicas de perforación direccional. En algunos casos, cuando no es posible llegar hasta los extremos del yacimiento con perforación direccional desde el emplazamiento fijo o cuando existen yacimientos pequeños, se instalan unidades de producción submarinas luego de la perforación y los hidrocarburos producidos se trasladan a las instalaciones de una plataforma cercana por medio de un sistema de tubos ascendentes.

153. Tras la perforación de explotación y la culminación del pozo, se coloca un “árbol de Navidad” en cada boca de pozo para controlar el flujo de los fluidos de formación a la superficie. El petróleo o el gas se producen a través de la separación de la mezcla de fluido de formación en petróleo y gas y agua, o en gas y condensados en la plataforma. El petróleo se exporta desde la plataforma mediante su bombeo a una tubería submarina que se extiende hasta la costa, a una unidad flotante de almacenamiento costa afuera o directamente a un buque cisterna. Habitualmente, el gas se exporta a través de una tubería.

154. La producción de la mayoría de los pozos sigue un patrón previsible, denominada curva decreciente, en que la producción aumenta de forma relativamente rápida hasta un máximo para después seguir una larga y lenta disminución. A menudo se utiliza la inyección de agua o gas para mantener la presión del yacimiento y mejorar la producción. En otros casos, pueden emplearse técnicas de recuperación mejorada de petróleo —como la inyección de vapor, nitrógeno, dióxido de carbono o tensioactivos— para mejorar la recuperación.

155. Los operadores pueden realizar periódicamente labores de acondicionamiento para limpiar el pozo perforado, lo que permite que el petróleo o el gas se desplacen más fácilmente hacia la superficie. Otras medidas para incrementar la producción incluyen fracturar y tratar el fondo del pozo perforado con ácido para crear mejores vías que faciliten el desplazamiento del petróleo y el gas hacia la superficie.

A.3 Fracturación hidráulica

156. La fracturación hidráulica de estratos subterráneos que contienen hidrocarburos es una técnica que permite realizar y maximizar la producción comercial de gas y petróleo desde yacimientos con un bajo grado

de permeabilidad. Esta técnica puede aplicarse a emplazamientos tanto en tierra como costa afuera. Pese a que últimamente se ha tornado una técnica controvertida, la fracturación hidráulica se viene utilizando a menor escala desde hace muchos años para mejorar el flujo procedente de pozos convencionales de petróleo y gas. Actualmente, la fracturación hidráulica se aplica mayormente en tierra; su uso en yacimientos costa afuera es más limitado. Existen diferencias entre las disposiciones técnicas que se adoptan costa afuera respecto de las que se emplean en tierra; sin embargo, generalmente supone la inyección, a través de la boca del pozo, de miles de metros cúbicos de agua mezclada con arena y volúmenes mínimos de aditivos químicos; también pueden usarse otros fluidos, como hidrocarburos o gases (N₂, CO₂) y espumas. La presión de inyección depende de la profundidad del pozo y de las características de la roca. La composición promedio de la mezcla inyectada es 90 % a 95 % de agua; 4,5 % a 9,5 % de arena; y 0,5 % de aditivos químicos. Los aditivos incluyen ácidos inorgánicos u orgánicos, agentes gelificantes, reductores de fricción y tensioactivos. También puede haber biocidas, inhibidores de incrustaciones y agentes reticulantes en bajas concentraciones. En el caso de formaciones con un alto grado de permeabilidad, como puede ocurrir en algunos yacimientos costa afuera, el fluido de fracturación generalmente será más viscoso y tendrá una mayor concentración de arena que los fluidos similares usados en tierra. Actualmente, la fracturación hidráulica multietapa es un enfoque usado frecuentemente. En algunos casos, cuando la unidad geológica de producción de hidrocarburos en cuestión contiene arena suelta, se aplica una técnica específica conocida como “fracturación y empaque”, donde se combina la fracturación con el empaque de grava (arena). En este caso, se bombea una mayor cantidad de arena en el pozo para crear una capa de apuntalante, lo que reduce o elimina la producción de arena procedente del pozo⁴⁹.

A.4 Metano en capas de carbón

157. El metano en capas de carbón (CBM) se explota con mayor frecuencia en tierra. Los pocos casos de explotación costa afuera pueden incluir la fracturación hidráulica (véase el apartado anterior) para mejorar el rendimiento de la producción. Los pozos de CBM se caracterizan por una alta producción de agua, lo que hace necesarios sistemas de tratamiento adecuados (una baja concentración de aceite y grasa, pero una posible presencia de metales pesados y compuestos hidrófilos).

A.5 Almacenamiento y descarga

158. La fase de hidrocarburos líquidos de los fluidos producidos procedentes de un pozo o un grupo de pozos puede bombearse a tierra para su procesamiento por medio de líneas de flujo, o bien someterse a tratamiento en instalaciones de producción costa afuera (como plataformas de tratamiento, FPSO) para crear un producto apto para su transporte en buques cisterna.

159. El petróleo producido y tratado costa afuera se almacena temporalmente en las instalaciones costa afuera antes de su traslado y descarga a buques cisterna de exportación. Puede almacenarse en cilindros submarinos, anclados a la estructura de plataformas de gravedad o, con mayor frecuencia, en una embarcación con gran capacidad (150 000 a 250 000 toneladas de desplazamiento) anclada de manera permanente (o semipermanente). Desde allí, el petróleo estabilizado se transfiere a los buques cisterna a intervalos regulares, según el perfil de producción del yacimiento y la capacidad de almacenamiento de las instalaciones.

⁴⁹ Véase también API (2013a).

160. Las operaciones de descarga (es decir, la transferencia desde el sistema de almacenamiento costa afuera a los buques cisterna de exportación) pueden suponer riesgos de derrame de petróleo que deben evaluarse y minimizarse. Los riesgos para las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga pueden estar relacionados con las operaciones simultáneas de tratamiento y almacenamiento del petróleo. Las condiciones marinas plantean riesgos adicionales; por ejemplo, en las áreas propensas a los tifones, hay posibilidad de colisiones entre el FSO/FPSO y los buques de exportación. También se debe prestar un alto grado de atención para evitar roturas en las mangueras de carga de gran diámetro de los buques cisterna de exportación.

A.6 Desmantelamiento y abandono

161. El desmantelamiento de las instalaciones costa afuera se produce cuando se agota el yacimiento o cuando la producción de hidrocarburos de ese yacimiento deja de ser rentable. Algunas partes de las instalaciones costa afuera, como las plataformas, se someten a un tratamiento para eliminar los contaminantes y generalmente se retiran, mientras que otros componentes de producción se dejan en su sitio (una vez que se han tomado las medidas necesarias para garantizar su seguridad).

162. Los pozos se taponan y se abandonan para impedir la migración de dentro del pozo perforado, que podría contaminar el entorno en la superficie. Los equipos del fondo del pozo se retiran y las partes perforadas del pozo se limpian para eliminar sedimentos, incrustaciones y otros residuos. Luego, el pozo perforado se taponan para impedir el ingreso de fluidos. Se colocan fluidos con una densidad adecuada entre los tapones para mantener una presión adecuada. Durante este proceso, se comprueba la correcta ubicación y la integridad de dichos tapones. Por último, la tubería de revestimiento se corta por debajo de la superficie y se tapa.