

### **Decisión IG.24/9**

#### **Directrices y estándares para las actividades en alta mar en el Mediterráneo: (a) Normas y directrices comunes sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas, y sobre el uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación; (b) normas y directrices comunes sobre restricciones o condiciones especiales para las Zonas Especialmente Protegidas (ZEP) en el marco del Plan de Acción para el Protocolo Offshore en el Mediterráneo**

*Las Partes Contratantes del Convenio para la Protección del Medio Marino y de la Región Costera del Mediterráneo y sus Protocolos en su 21.ª reunión,*

*Recordando* la Resolución 70/1 de la Asamblea General de Naciones Unidas, de 25 de septiembre de 2015, titulada "Transformando nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible",

*Recordando* también las resoluciones de la Asamblea de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, de 15 de marzo de 2019, UNEP/EA.4/Res.10, titulada "Innovación sobre la Biodiversidad y la Degradación de la Tierra", y UNEP/EA.4/Res. 21, titulada "Hacia un planeta sin contaminación",

*Considerando* el Protocolo para la protección del Mediterráneo contra la contaminación resultante de la exploración y explotación de la plataforma continental y del fondo del mar y su subsuelo (1994) (en lo sucesivo, el Protocolo Offshore), en concreto su artículo 23 (1), en el que se pide que se formulen y elaboren normas, reglas y prácticas y procedimientos internacionales recomendados para alcanzar los objetivos del Protocolo; su artículo 10, en el que se solicita que las Partes formulen y adopten normas comunes sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas procedentes de instalaciones en la zona del Protocolo y para el uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación en la zona del Protocolo, y su artículo 21, en el que se pide que, para la protección de las zonas definidas en el Protocolo sobre las Zonas Especialmente Protegidas del Mediterráneo y de cualquier otra zona establecida por una Parte y en apoyo de los objetivos que en él se establecen, las Partes adopten medidas especiales para prevenir, reducir, combatir y controlar la contaminación derivada de las actividades que se realicen en esas zonas,

*Considerando* el Protocolo relativo a las Zonas Especialmente Protegidas y a la Diversidad Biológica en el Mediterráneo (1995), y en particular su artículo 6 (e), en el que se pide que las Partes adopten las medidas de protección necesarias para las Zonas Especialmente Protegidas (ZEP), de conformidad con el Derecho internacional y teniendo en cuenta las características de cada Zona Especialmente Protegida (ZEP), incluida la regulación o prohibición de cualquier actividad que implique la exploración o modificación del suelo o la explotación del subsuelo de la parte terrestre, el fondo marino o su subsuelo,

*Recordando* la Decisión IG.22/3, adoptada por las Partes Contratantes en su 19.ª reunión (COP 19) (Atenas, Grecia, del 9 al 12 de febrero de 2016), sobre el Plan de Acción para el Protocolo Offshore en el Mediterráneo en el marco del Protocolo para la protección del Mediterráneo contra la contaminación resultante de la exploración y explotación de la plataforma continental y del fondo del mar y su subsuelo, en particular sus objetivos específicos 7 y 8, que estipulan la elaboración y adopción de normas y directrices regionales sobre alta mar,

*Reconociendo* la necesidad y los beneficios que se derivan de limitar y/o evitar las actividades relativas a la exploración y/o explotación de los recursos, tal como se define en el Protocolo Offshore relativo a las Zonas Especialmente Protegidas en el Mediterráneo, y *teniendo en cuenta* que ni en el Protocolo relativo a las Zonas Especialmente Protegidas y a la Diversidad Biológica en el

Mediterráneo (1995) ni en el Protocolo Offshore se establece una prohibición general de realizar tales actividades,

*Tomando nota* de las tendencias y proyecciones crecientes de las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas en alta mar en la región mediterránea,

*Recordando* el mandato del REMPEC y de otros componentes pertinentes del PAM en el marco del sistema del PAM-Convenio de Barcelona y su pertinencia para la aplicación de la presente Decisión,

Conscientes de las Directrices específicas sobre las actividades generadoras de ruido antropogénico y la mitigación de sus impactos, adoptadas por las Partes de ACCOBAMS y los procedimientos para las Evaluaciones de Impactos Ambientales (EIA) que abordan las actividades generadoras de ruido en el marco de la Convención sobre Especies Migratorias,

*Teniendo en cuenta* los posibles impactos de las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas en alta mar sobre el medio ambiente marino y costero, y la necesidad de prevenir, reducir, combatir y controlar la contaminación resultante de estas actividades,

*Comprometidas* a aplicar el Objetivo de Desarrollo Sostenible 14 (Vida submarina) y, en particular, sus metas 14.1, que propone la prevención y la reducción significativa de la contaminación marina de todo tipo para 2025, y 14.2, que dispone la gestión sostenible y la protección de los ecosistemas marinos y costeros a fin de evitar impactos negativos significativos, para 2020,

*Habiendo examinado* los informes de la decimotercera reunión de los puntos focales del Centro Regional de Respuesta a las Emergencias por Contaminación Marina para el Mar Mediterráneo (REMPEC) (Malta, del 11 al 13 de junio de 2019), la decimocuarta reunión de los puntos focales temáticos sobre las Zonas Especialmente Protegidas y la Diversidad Biológica (ZEP/BD) (Portorož, Eslovenia, 18-21 de junio de 2019) y la segunda reunión del Subgrupo de Impacto Ambiental del Grupo Petróleo y Gas Offshore (OFOG) del Convenio de Barcelona (Atenas, Grecia, del 27 al 28 de junio de 2019),

1. *Adoptan* las normas y directrices comunes sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas y sobre el uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación, que figuran en el anexo I de la presente Decisión;
2. *Adoptan* las normas y directrices comunes sobre restricciones o condiciones especiales para las Zonas Especialmente Protegidas (ZEP) en el marco del Plan de Acción para el Protocolo Offshore en el Mediterráneo, que figuran en el anexo II de la presente Decisión;
3. *Solicitan* a las Partes Contratantes que hagan todo lo posible para que se implementen de forma efectiva las normas y directrices comunes sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas y sobre el uso y eliminación de los líquidos y lodos de perforación, teniendo en cuenta las mejores técnicas disponibles, ambientalmente eficaces y económicamente apropiadas, así como las normas aceptadas internacionalmente, en lo que respecta al uso, almacenamiento y vertido de sustancias y materiales nocivos o dañinos;
4. *Solicitan* a las Partes Contratantes que hagan todo lo posible para que se implementen de forma efectiva las normas y directrices comunes sobre restricciones o condiciones especiales para las ZEP en el marco del Plan de Acción para el Protocolo Offshore en el Mediterráneo, teniendo en cuenta que se tomarán todas las medidas apropiadas para prevenir, reducir, combatir y controlar la contaminación resultante de las actividades en alta mar y, en caso necesario, prohibir las actividades en alta mar en las Zonas Especialmente Protegidas (ZEP);
5. *Instan* a las Partes Contratantes a que controlen e informen oportunamente sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas y el uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación, utilizando el sistema de informes del Convenio de Barcelona (BCRS) en línea, de conformidad con

las obligaciones de presentación de informes previstas en el artículo 26 del Convenio de Barcelona y en el artículo 30 del Protocolo Offshore;

6. *Solicitan* a las Partes Contratantes que hagan todo lo posible para garantizar la aplicación efectiva de las Directrices, teniendo en cuenta que se implementarán sin perjuicio de disposiciones y/o normas más estrictas con respecto a otros instrumentos o programas nacionales o internacionales existentes o futuros;

7. *Instan* a las Partes Contratantes a que informen sobre la adopción de medidas especiales para prevenir, reducir, combatir y controlar la contaminación derivada de las actividades en alta mar en las Zonas Especialmente Protegidas (ZEP), utilizando el Sistema de Informes del Convenio de Barcelona (BCRS) en línea, de conformidad con las obligaciones de presentación de informes previstas en el artículo 26 del Convenio de Barcelona, el artículo 30 del Protocolo Offshore y el artículo 23 del Protocolo relativo a las Zonas Especialmente Protegidas y a la Diversidad Biológica en el Mediterráneo;

8. *Invitan* a las Partes Contratantes, la Secretaría, las organizaciones internacionales pertinentes y la industria a explorar un enfoque de colaboración para fortalecer los recursos financieros y humanos del Sistema del Plan de Acción para el Mediterráneo (PAM), con miras a establecer un apoyo sostenible y proporcionado para facilitar la aplicación del Protocolo Offshore y del Plan de Acción para el Protocolo Offshore en el Mediterráneo;

9. *Solicitan* a la Secretaría que apoye a las Partes Contratantes en la implementación de los Protocolos Offshore y las directrices y estándares para las actividades en alta mar en el Mediterráneo, incluyendo a través de reuniones técnicas, el intercambio de las mejores prácticas y el fortalecimiento de la capacidad, dentro de los recursos disponibles, para asegurar también un examen periódico de las directrices con una frecuencia no inferior a dos años y su actualización, según proceda;

10. *Solicitan* a la Secretaría que prosiga la labor y ultime las Directrices para la realización de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), exigida por el Plan de Acción para el Protocolo Offshore (Objetivo Específico 8), teniendo en cuenta las propuestas y sugerencias adicionales que presenten las Partes Contratantes, para su consideración en la próxima reunión del grupo OFOG durante el primer año del bienio 2020-2021, para su presentación a la 22.<sup>a</sup> reunión de las Partes Contratantes (COP 22).

**Anexo I**

**Directrices y estándares para las actividades en alta mar en el Mediterráneo: normas y directrices comunes sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas y sobre el uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación**

**Lista de abreviaturas / Acrónimos**

<b>MPA</b>	Mejores Prácticas Ambientales
<b>BTEX</b>	Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (ortoxileno, metaxileno y paraxileno)
<b>CEFAS</b>	Centro de Ciencias del Medio Ambiente, Pesca y Acuicultura
<b>IFPAD</b>	Instalaciones Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga
<b>UFA</b>	Unidades Flotantes de Almacenamiento
<b>GC-FID</b>	Cromatografía de Gases con Detector de Ionización de Llama
<b>GC-MS</b>	Cromatografía de Gases - Espectrometría de Masas
<b>CFI</b>	Corporación Financiera Internacional
<b>OMI</b>	Organización Marítima Internacional
<b>IOGP</b>	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas
<b>IR</b>	Infrarrojos
<b>NADF</b>	Fluidos no acuosos
<b>NORM</b>	Material Radiactivo Natural
<b>OCNS</b>	Sistema de Notificación de Químicos Offshore
<b>OSPAR</b>	Convenio para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste
<b>HAP</b>	Hidrocarburos aromáticos policíclicos
<b>ZEP</b>	Zonas Especialmente Protegidas
<b>WBM</b>	Fluidos de perforación base agua

## **1. Uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación**

### **1.1. Introducción**

1. Este capítulo del documento proporciona orientación sobre el uso y la eliminación de los fluidos y lodos de perforación de las instalaciones de petróleo y gas en el Mediterráneo. Esta orientación se ha derivado de las mejores prácticas internacionales esbozadas por organizaciones e instituciones como la Secretaría del Convenio para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste (OSPAR), la Corporación Financiera Internacional (CFI)/Banco Mundial y la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP), así como de países con una industria madura del petróleo y el gas con marcos reguladores bien desarrollados, como Reino Unido, Noruega, Países Bajos y Estados Unidos.

### **1.2. Antecedentes legislativos**

2. Todos los países ribereños del Mediterráneo han firmado el Convenio de Barcelona. Como tal, el Convenio de Barcelona y su Protocolo de apoyo para la protección del Mediterráneo contra la contaminación resultante de la exploración y explotación de la plataforma continental y del fondo del mar y su subsuelo (Protocolo Offshore), constituyen el motor jurídico regional general para la elaboración de este documento de orientación.

3. El artículo 8 del Protocolo Offshore impone a los operadores la obligación general de utilizar las mejores técnicas disponibles, medioambientalmente eficaces y económicamente apropiadas. Los operadores también deben observar las normas aceptadas internacionalmente con relación a los desechos, así como a la utilización, el almacenamiento y la descarga de sustancias y materiales nocivos o dañinos con miras a minimizar el riesgo de contaminación. Los artículos 9 y 10 del Protocolo establecen requisitos más específicos sobre el uso y la eliminación de los fluidos y lodos de perforación.

4. Este documento de orientación proporciona una definición/aclaración adicional de las obligaciones generales descritas anteriormente.

## **1.3. Uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación**

### **1.3.1 Plan de uso de sustancias químicas**

5. Se preparará un plan de uso de sustancias químicas para la utilización de todos los fluidos de perforación por parte del operador de acuerdo con la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para todas las actividades en alta mar. El plan de uso de sustancias químicas debe cuantificar y evaluar el riesgo medioambiental de cada aditivo químico que se pueda utilizar durante la perforación, cementación y terminación del pozo. Las operaciones posteriores de los pozos, incluyendo la intervención de los pozos, el acondicionamiento, la suspensión y las operaciones de abandono estarán sujetas a requisitos similares. El plan de uso de sustancias químicas debe incluir todas las sustancias químicas que estarán a bordo de la unidad de perforación, incluyendo todas las sustancias químicas operativas y de contingencia. Solo podrán ser utilizados los aditivos químicos autorizados para su uso por la autoridad competente. Para ser aprobadas por la autoridad competente, todas las sustancias químicas deben ser sometidas a pruebas de toxicidad, bioacumulación y biodegradabilidad. Si la autoridad competente no dispone de un sistema definido de autorización de sustancias químicas, debe utilizarse como sustituta la lista de sustancias químicas del Sistema de Notificación de Químicos Offshore (OCNS) utilizada por Reino Unido y Países Bajos. La lista de aditivos químicos del Centro de Ciencias del Medio Ambiente, Pesca y Acuicultura (CEFAS) se actualiza periódicamente y está disponible en: <https://www.cefas.co.uk/cefas-data-hub/offshore-chemical-notification-scheme/>.

6. El plan de uso de sustancias químicas se presentará a la autoridad competente para su revisión y aprobación. Las operaciones solo podrán comenzar una vez que la autoridad competente haya expedido un permiso en el que se especifiquen las condiciones de uso y vertido, así como las condiciones de seguimiento y notificación.

### 1.3.2. Fluidos de perforación base agua

7. Los fluidos de perforación base agua (WBM) son los fluidos de perforación más utilizados. Los WBM consisten en agua mezclada con arcilla bentonita y sulfato de bario (barita) para controlar la densidad del lodo y, por lo tanto, la cabeza hidrostática. Se añaden otras sustancias para obtener las propiedades de perforación deseadas (OGP, 2003<sup>1</sup>; IOGP, 2016<sup>2</sup>).

8. Se utilizará un equipo eficaz de control de sólidos para eliminar los sólidos de formación del fluido de perforación y recuperar el fluido de perforación usado, de modo que se pueda reutilizar. En determinadas circunstancias, los fluidos WBM usados y los lodos de perforación asociados pueden eliminarse vertiéndolos en el mar. Debe obtenerse un permiso de la autoridad competente para el uso y vertido de los fluidos WBM y los lodos WBM en alta mar, tal como se describe en la sección 1.3.1 anterior.

### 1.3.3. Fluidos no acuosos

9. Los fluidos no acuosos (NADF) se utilizan regularmente para perforar las secciones más profundas de los pozos cuando el uso de NADF se considera ventajoso en comparación con la perforación con WBM, ya que puede ofrecer tasas de perforación más rápidas, mayor estabilidad en formaciones rocosas sensibles al agua y es más eficaz para perforar pozos desviados, profundos y con altas temperaturas. Los NADF comprenden todos los fluidos sin agua y los fluidos dispersables de base no acuosa, incluidos los fluidos de base mineral y de aceite sintético (OGP, 2003; IOGP, 2016).

10. El uso de NADF con una toxicidad suficientemente baja (es decir, con un contenido total de hidrocarburos aromáticos < 5% y un contenido de HAP < 0,35%) está permitido para su uso en las secciones más profundas de los pozos (es decir, de la sección 12¼" en adelante). El uso de fluidos de perforación base diésel está prohibido.

11. La descarga de NADF al mar está prohibida. Cualquier NADF no utilizado o recuperado de las operaciones de perforación se devolverá en barco a la costa, donde podrá ser reacondicionado para su reutilización o tratado para su adecuada eliminación en tierra. Alternativamente, los NADF y los lodos contaminados con NADF pueden eliminarse mediante reinyección en una formación rocosa porosa adecuada, si se puede demostrar que esto representa una Mejor práctica ambiental (MPA) y si la autoridad competente lo permite.

12. Los lodos de perforación contaminados con NADF solo se pueden descargar en alta mar si están tratados (térmicamente) y contienen menos de un 1% de aceite en peso seco (es decir, menos de 10 gramos de aceite por kg de lodos secos). El punto de descarga en alta mar de los lodos tratados debe estar muy por debajo de la superficie del agua (es decir, al menos 15 m por debajo

<sup>1</sup> IOGP, 2003. Aspectos medioambientales del uso y eliminación de fluidos de perforación no acuosos asociados a las operaciones con petróleo y gas en alta mar. Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas. Informe n.º 342, mayo de 2003.

<sup>2</sup> IOGP, 2016. Destino y efectos en el medio ambiente de la descarga en el océano de lodos de perforación y fluidos de perforación asociados procedentes de las operaciones con petróleo y gas en alta mar. Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas. Informe n.º 543, marzo de 2016.

de la superficie del mar). La descarga de cualquier lodo de perforación contaminado con NADF en Zonas Especialmente Protegidas (ZEP) está prohibida en cualquier circunstancia.

#### **1.3.4. Descarga de lodos contaminados con fluidos del reservorio**

13. Al perforar a través de las secciones del reservorio del pozo, los lodos de la zona de producción (formación con petróleo) que regresan a la superficie junto con sus fluidos de perforación asociados pueden estar contaminados con (pequeñas cantidades de) hidrocarburos líquidos del reservorio (es decir, petróleo crudo o condensado). Cualquier lodo y/o WBM contaminado con fluidos del reservorio se debe contener y enviar de vuelta a la orilla para su tratamiento y eliminación apropiados. Alternativamente, estos lodos se podrán volver a inyectar en una formación adecuada, si es posible hacerlo o, si lo permite la autoridad competente, tratados y limpios para que cumplan los requisitos de cumplimiento medioambiental (véase el punto 12), de modo que puedan verterse al mar. Las descargas permitidas se deben supervisar y estar sujetas a informes presentados a la autoridad competente.

## **2. Eliminación de petróleo y mezclas oleosas**

### **2.1. Introducción**

14. Este capítulo del documento proporciona orientación sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas procedentes de instalaciones en alta mar de petróleo y gas en el Mediterráneo. Esta guía se ha derivado de las mejores prácticas internacionales, tal como han sido esbozadas por organizaciones e instituciones como OSPAR, CFI/Banco Mundial e IOGP, así como de países con una industria madura de petróleo y gas con marcos reguladores bien desarrollados, como Reino Unido, Noruega, Países Bajos y Estados Unidos.

15. El petróleo y las mezclas oleosas se generan a lo largo de varias etapas y procesos a bordo de las instalaciones de petróleo y gas en alta mar y se deberán gestionar y eliminar de forma responsable. Por ejemplo, las operaciones de perforación que generan fluidos contaminados con petróleo incluyen la limpieza de pozos, la cementación, la limpieza de fosas de lodo y aquellas operaciones en las que los fluidos de perforación de pozos se contaminan con lodo con base de petróleo, petróleo crudo o condensado. Además, también se incluyen los fluidos de los drenajes del piso de la plataforma y otras operaciones de limpieza de tanques. Durante la fase de producción, las principales fuentes de petróleo y mezclas oleosas serán el agua producida, las arenas y escamas producidas en el reservorio y el drenaje de los espacios de máquinas.

### **2.2. Antecedentes jurídicos**

16. El Convenio de Barcelona para la Protección del Medio Marino y de la Región Costera del Mediterráneo ("Convenio de Barcelona") y sus Protocolos constituyen el marco jurídico ambiental general de la región del Mar Mediterráneo.

17. Las 22 Partes Contratantes del Convenio de Barcelona son: Albania, Argelia, Bosnia y Herzegovina, Croacia, Chipre, Egipto, Francia, Grecia, Israel, Italia, Líbano, Libia, Malta, Mónaco, Montenegro, Marruecos, Eslovenia, España, Siria, Túnez, Turquía y la Unión Europea.

18. El Protocolo para la protección del Mediterráneo contra la contaminación resultante de la exploración y explotación de la plataforma continental y del fondo del mar y su subsuelo (adoptado en 1994), entró en vigor en 2011. El Protocolo, conocido como "Protocolo Offshore", establece compromisos específicos para que las Partes Contratantes "adopten las medidas adecuadas para prevenir, reducir, combatir y controlar la contaminación en la zona del Protocolo resultante de las actividades, entre otras cosas, garantizando que las mejores técnicas disponibles,

eficaces desde el punto de vista medioambiental y económicamente apropiadas, se utilicen con este fin".

19. Uno de los compromisos del Protocolo Offshore es que las Partes Contratantes formulen y adopten normas comunes para la eliminación de petróleo y mezclas oleosas procedentes de las instalaciones en la zona del Protocolo.

20. Además de los requisitos específicos para las Partes Contratantes establecidos en el Protocolo Offshore, el anexo I de MARPOL, establece la norma mundial para el contenido de petróleo del drenaje de los espacios de máquinas de los buques, así como para las plataformas fijas o flotantes, incluidas las plataformas de perforación, las instalaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (IFPAD) utilizadas para la producción y el almacenamiento de hidrocarburos en alta mar y las unidades flotantes de almacenamiento (UFA) utilizadas para el almacenamiento en alta mar de hidrocarburos producidos. Estas plataformas fijas o flotantes deberán cumplir las mismas prescripciones aplicables a los buques de arqueo bruto igual o superior a 400 toneladas.

21. El mar Mediterráneo está designado como "Zona Especial" en el anexo I de MARPOL y, por lo tanto, está sujeto a requisitos más estrictos que los que se aplican fuera de las Zonas Especiales.

### **2.3. Vertidos de agua producida**

22. El término "agua producida" se utiliza para el agua de formación que se produce junto con el petróleo del reservorio, así como para el agua que se condensa durante el proceso de producción. El agua producida se separa de la fracción de hidrocarburos producida a bordo de la instalación en alta mar.

23. Siempre que sea posible, el agua producida debe volver a inyectarse en un reservorio apropiado. Si la reinyección no es posible, entonces el agua producida se puede verter en las condiciones de permiso y notificación descritas a continuación.

#### **2.3.1. Límites de vertido**

24. La descarga de agua producida solo se permite si el contenido de hidrocarburos no excede de 30 mg/l, como promedio en cualquier mes natural, mientras que se debe hacer todo lo posible para minimizarlo a 15 mg/l, teniendo en cuenta las MTD, por ejemplo, el documento guía de la UE sobre las mejores técnicas disponibles para la exploración y producción de hidrocarburos o *upstream*, 2019. Si se establecen límites más estrictos en otro lugar de la legislación nacional de las Partes, se aplicarán a esa Parte los límites más estrictos.

25. Está prohibida la dilución de agua producida tratada o no tratada con el fin de reducir la concentración media de petróleo o de lograr el cumplimiento de la norma de rendimiento. Si el agua producida se mezcla con otras aguas después del proceso de tratamiento, el operador debe ser capaz de demostrar que la concentración original del contenido de petróleo en el agua producida se puede medir, y la cantidad de petróleo descargado se puede calcular.

26. Se permiten los vertidos discontinuos de agua producida tratada. Un vertido discontinuo es un vertido intermitente en el que el tratamiento del agua producida para la eliminación de hidrocarburos tiene lugar en tandas, por ejemplo, en tanques de sedimentación o de desechos con capacidad para la eliminación de hidrocarburos u otros contaminantes cuyos umbrales pueden ser definidos por cada Parte Contratante.

### 2.3.2. Muestreo

27. La estrategia de muestreo para el petróleo disperso en el agua producida depende del volumen de agua producida vertida y del tipo de instalación. La frecuencia y el calendario de muestreo deberán garantizar que las muestras sean representativas del efluente, teniendo en cuenta los aspectos operativos y logísticos. En el caso de las instalaciones en alta mar tripuladas que descargan continuamente, la determinación de la cantidad de hidrocarburos dispersos vertidos debe basarse en los resultados de un seguimiento continuo o al menos dos (2) veces al día. Las muestras deben tomarse a intervalos de tiempo iguales. La primera muestra se tomará dentro de las 4 horas siguientes al inicio de la descarga, tras lo cual la frecuencia mínima de muestreo será la que se indica en la tabla que figura a continuación. Cuando la legislación nacional estipule un control más frecuente, se aplicarán los requisitos más estrictos.

28. El punto de muestreo deberá situarse inmediatamente después del último elemento del equipo de tratamiento en una región turbulenta o aguas más abajo de ella y, en cualquier caso, antes de cualquier dilución posterior.

**Tabla 1. Mezclas oleosas descargadas por punto de descarga para instalaciones tripuladas**

Tipo de descarga	Cantidad de descarga por año	Frecuencia de muestreo y análisis
Petróleo disperso	< 2000 kg	Una vez a la semana
	≥ 2000 kg	Cada dos días
BTEX	< 200 kg	Dos veces al año
	De 200 kg hasta 2000 kg	Una vez cada trimestre (es decir, 4 veces al año)
	≥ 2000 kg	Una vez por semana
BTEX = Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (ortoxileno, metaxileno y paraxileno)		

29. Además del contenido de petróleo disperso, el agua producida también puede contener hidrocarburos disueltos (HAP y fenoles), metales pesados, compuestos inorgánicos de la formación (tanto sales disueltas como precipitadas) y material radioactivo natural (NORM). Por consiguiente, la concentración de metales pesados y compuestos de HAP, BTEX, fenoles, alquilfenoles y ácidos carboxílicos en los vertidos debe determinarse también como parte del análisis del agua producida.

30. Estos contaminantes se deben limitar, incluida la adición de recomendaciones sobre normas o la recomendación de utilizar tecnologías que puedan reducir las sustancias contaminantes (MTD, por ejemplo, el documento guía de la UE sobre las mejores técnicas disponibles para la exploración y producción de hidrocarburos o *upstream*, 2019) para cumplir con los límites medioambientales aplicables en cada Parte Contratante de acuerdo con su legislación nacional.

### 2.3.3. Análisis del contenido de petróleo disperso y BTEX

31. El contenido de petróleo disperso en el agua producida se determinará mediante la cromatografía de gases y la detección de ionización de llama (GC-FID), tal como se describe en el Acuerdo OSPAR 2005/15. Este método está diseñado para el agua producida y otros tipos de aguas residuales vertidas desde plataformas de gas, condensado y petróleo y permite la determinación del contenido de petróleo disperso en concentraciones superiores a 0.1 mg/l.

32. El método de referencia para el análisis de agua producida de OSPAR es una versión modificada del método ISO 9377-2. Este método se utilizará únicamente para la determinación del petróleo disperso en el agua producida. Este método no debe utilizarse para la determinación de hidrocarburos en otros vertidos de hidrocarburos sobre arena, descargas de drenaje, etc. Los detalles de este método de análisis de muestras están publicados en: "Oil in Produced Water Analysis - Revised Guideline on Criteria for Alternative Methods Acceptance and General Guidelines on Sample Taking and Handling - Acuerdo OSPAR 2006-6".

33. En algunos casos, puede ser posible utilizar un método de análisis más sencillo en alta mar si se ha correlacionado con el método de referencia de OSPAR en un laboratorio en tierra. Por lo tanto, un método de análisis por infrarrojos (IR) adecuado (u otros métodos de análisis) puede aceptarse como método de análisis "alternativo", pero solo si está correlacionado con el método de referencia de OSPAR.

34. Se puede encontrar orientación adicional sobre métodos alternativos de muestreo en un documento de orientación publicado por el Departamento de Estrategia Empresarial, Energética e Industrial (BEIS) del Reino Unido (junio de 2018): "Methodology for the sampling and analysis of produced water and other hydrocarbon discharges".

35. El "contenido de BTEX" se determinará sumando los niveles de BTEX obtenidos mediante la aplicación del método de espacio de cabeza estático descrito en la norma ISO 11423-1, utilizando cromatografía de gases - espectrometría de masas (GC-MS) u otro método que produzca resultados equivalentes. La cantidad de BTEX debe calcularse sobre la base de la cantidad de agua por año ( $m^3$ ) y los valores medios ponderados de flujo anuales de BTEX analizados en el agua producida vertida al mar.

## **2.4. Descarga del sistema de drenaje**

36. Los vertidos de los sistemas de drenaje (abiertos/cerrados, peligrosos/no peligrosos) deben tener un límite o valores máximos de concentración media mensual de petróleo de 40 mg/l - 30 mg/l de hidrocarburos totales de petróleo (TPH)/aceite y grasas totales (TOG) y 15 mg/l de aceite mineral. Los umbrales de vertido de otros contaminantes pueden ser definidos por cada Parte Contratante.

### **2.4.1. Descargas de drenaje de los espacios de máquinas**

37. Dado que las normas del anexo I de MARPOL para el drenaje de espacios de máquinas (como las aguas sucias y el agua de sentina) ya se aplican en todo el mundo, no se requieren requisitos adicionales en relación con el drenaje de plataformas y plataformas de perforación.

38. Deben cumplirse los siguientes requisitos de MARPOL:

- La plataforma o plataforma de perforación debe estar equipada, en la medida de lo posible, con el equipo de filtración de hidrocarburos y está prohibida la descarga de petróleo o mezclas oleosas desde los espacios de drenaje de las máquinas, a menos que el contenido de hidrocarburos no exceda de 15 ppm;
- Se requiere que todas las instalaciones mantengan un registro de todas las operaciones que involucren vertidos de petróleo o de mezclas oleosas;
- El equipo de filtrado de aceite debe tener un diseño aprobado por la Administración, debe estar provisto de un sistema de alarma que indique cuándo no se puede mantener

el nivel de 15 ppm, y debe asegurar que cualquier vertido de mezclas oleosas se detendrá automáticamente cuando el contenido de aceite exceda de 15 ppm.

39. Para más información, en la resolución MEPC.107(49) figuran las Directrices y especificaciones revisadas relativas al equipo de prevención de la contaminación para las sentinas de los espacios de máquinas de los buques. La OMI mantiene una lista de equipos de filtrado de aceite aprobados.

40. Para las instalaciones nuevas y futuras, el muestreo de los residuos recogidos con el sistema de drenaje abierto debe realizarse una vez al mes.

## **2.5. Vertidos de arena e incrustaciones producidas**

41. El anexo V (A.2) del Protocolo Offshore establece que todos los "residuos oleosos y lodos de los procesos de separación se transportarán a la costa".

42. Por lo tanto, toda la arena del reservorio y las incrustaciones de producción contaminadas con hidrocarburos (por ejemplo, fango o lodos retirados de los recipientes de procesamiento) deben transportarse a la costa para su tratamiento y eliminación correctos.

## **2.6. Otros vertidos operativos**

43. La mayoría de las descargas de petróleo se dirigirán normalmente al proceso de producción, al sistema de tratamiento de aguas producidas o a los sistemas de drenaje, y se tratarán para minimizar los vertidos de petróleo. Por lo tanto, tales vertidos estarán sujetos a los mismos límites de vertido para el agua producida y los sistemas de drenaje, como se describe en las secciones 2.3 y 2.4 anteriores. Por ejemplo, el agua de desplazamiento (agua de lastre) de las instalaciones de almacenamiento de petróleo está sujeta a los mismos requisitos de vertido que el agua producida.

44. No obstante, lo anterior, se acepta que ciertas operaciones pueden dar lugar a una descarga separada de hidrocarburos en el medio marino, por ejemplo, durante ciertos tipos de operaciones de mantenimiento o de operaciones de oleoductos submarinos, por ejemplo, operaciones de conexión de instalaciones, de puesta en servicio y de desmantelamiento. En todos los casos en que se planea un vertido de hidrocarburos de este tipo, el operador deberá obtener un permiso/consentimiento de la autoridad competente. Cada solicitud de permiso debe contener información suficiente para permitir una evaluación de los posibles impactos ambientales y justificar el vertido propuesto.

## Bibliografía

DECC, 2011. *Guidance Notes Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998*. Produced by Offshore Decommissioning Unit Department of Energy and Climate Change. Version 6, March 2011.

*Methodology for the sampling and analysis of produced water and other hydrocarbon discharges*. UK Department for Business, Energy and Industry Strategy (BEIS). June 2018.

EPA, 2000. *Analytical Method Guidance for EPA Method 1664A Implementation and Use (40 CFR part 136)*. EPA/821-R-00-003. February 2000.

ISO 5667-3:2012. *Water Quality - Sampling – Part 3: Preservation and handling of water samples*.

ISO 5667-12:2017. *Water Quality - Sampling – Part 12: Guidance on sampling of bottom sediments from rivers, lakes and estuarine areas*.

ISO 5667-19:2004. *Water Quality - Sampling – Part 19: Guidance on sampling in marine sediments*.

ISO 9377-2:2000. *Water quality - Determination of hydrocarbon oil index - Part 2: Method using solvent extraction and gas chromatography*

ISO 14423-1:1997. *Water quality - Determination of benzene and some derivatives - Part 1: Head-space gas chromatographic method*.

ISO 16665:2013. *Water Quality - Guidelines for quantitative sampling and sample processing of marine soft-bottom macrofaunal*.

Mijnbouwregeling, 2017. *Hoofdstuk 9. Gebruik en lozen van oliehoudende mengsels en chemicaliën – Mining Regulations of the Netherlands, Chapter 9 – The use and discharge of oily mixtures and chemicals*. <http://wetten.overheid.nl/BWBR0014468/2017-08-29#Hoofdstuk9>.

NOROG, 2016. *Guidance document for characterization of offshore drill cuttings piles*. Norsk Olje & Gas. Version 4, 21 October 2016.

OSPAR Agreement 2005-15 (As amended in 2011). *OSPAR Reference Method of Analysis for the Determination of the Dispersed Oil Content in Produced Water*. Amendments to this Agreement were adopted by OIC 2011. See OIC 11/13/1, paragraph 2.10

OSPAR Agreement 2006-6. *Oil in produced water analysis - Guideline on criteria for alternative method acceptance and general guidelines on sample taking and handling*.

OSPAR Agreement 2017-03. *Guidelines for the Sampling and Analysis of Cuttings Piles*.

## **Anexo II**

**Directrices y estándares para las actividades en alta mar en el Mediterráneo: normas y directrices comunes sobre restricciones o condiciones especiales para las Zonas Especialmente Protegidas (ZEP) en el marco del Plan de Acción para el Protocolo Offshore en el Mediterráneo**

**Lista de abreviaturas / Acrónimos**

<b>Convenio BWM</b>	Convenio sobre la gestión del agua de lastre
<b>EIA</b>	Evaluación de Impacto Ambiental
<b>OMI</b>	Organización Marítima Internacional
<b>IPIECA</b>	Asociación Internacional de la Industria Petrolera para la Conservación del Medio Ambiente
<b>JNCC</b>	Joint Nature Conservation Committee (Comité Conjunto de Conservación de la Naturaleza) (órgano consultivo del gobierno de Reino Unido)
<b>MARPOL</b>	Convenio internacional para prevenir la contaminación provocada por los buques
<b>OSPAR</b>	Convenio para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste. (Comisión de Oslo-París)
<b>PAM</b>	Monitorización acústica pasiva
<b>ROV</b>	Vehículo teledirigido
<b>ZEP</b>	Zonas Especialmente Protegidas
<b>ZEPIM</b>	Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mediterráneo

## **1. Introducción**

1. El presente documento contiene directrices sobre las restricciones o condiciones especiales para las actividades en alta mar en las Zonas Especialmente Protegidas (ZEP), según lo dispuesto en el Protocolo relativo a las Zonas Especialmente Protegidas y a la Diversidad Biológica en el Mediterráneo, y cualquier otra zona establecida por las Partes, según proceda, según lo dispuesto en el artículo 21 del Protocolo Offshore, con especial referencia a la industria del petróleo y el gas en alta mar como ejemplo de una industria de exploración y explotación relevante para el Protocolo Offshore. Se han extraído de una revisión de las mejores prácticas existentes y de la orientación normativa y de la industria que ya existe en países con industrias maduras del petróleo y el gas y reflejan una serie de medidas que se han aplicado o recomendado para mitigar los posibles efectos negativos de las actividades de exploración y explotación sobre especies y hábitats valiosos, tanto en el Mediterráneo como en el resto del mundo.

2. Las directrices abarcan toda la gama de etapas del ciclo de vida del desarrollo de las actividades en alta mar, incluido el estudio geofísico inicial, la perforación exploratoria, el desarrollo de campo y el desmantelamiento y contribuyen a la armonización de las prácticas de trabajo entre las Partes Contratantes de conformidad con los objetivos específicos 3, 7 y 8 del Plan de Acción para el Protocolo Offshore en el Mediterráneo en el marco del Protocolo para la protección del Mediterráneo contra la contaminación resultante de la exploración y la explotación de la plataforma continental y del fondo del mar y su subsuelo (Decisión IG.22/3). Se estipulan las siguientes directrices para los aspectos clave de las diferentes fases de desarrollo de los desarrollos en alta mar.

## **2. Estudio geofísico**

### **2.1. Permisos**

3. El sonido subacuático producido durante los estudios geofísicos puede perturbar a las especies marinas protegidas, incluidos los mamíferos, reptiles y peces, lo que puede provocar daños fisiológicos o alteraciones en el comportamiento. Por lo tanto, cuando se propongan, los estudios geofísicos deben ser permitidos y aprobados por la autoridad competente pertinente utilizando los conocimientos más actualizados sobre las distribuciones espaciales y temporales y las etapas del ciclo de vida de las especies protegidas dentro del área de investigación propuesta, de manera que se puedan evitar los lugares y períodos delicados.

4. Los estudios geofísicos deben realizarse durante el período menos delicado, en términos de desove, anidación y migración de las especies protegidas y según lo acordado con la autoridad competente antes de comenzar el estudio. Deben evitarse los principales períodos de desove, anidación y migración.

5. Antes de expedir los permisos para el estudio geofísico, los contratistas o proponentes del proyecto deberán demostrar adecuadamente a la autoridad competente la necesidad de realizar el estudio geofísico propuesto y las alternativas consideradas.

### **2.2. Realización del estudio de campo geofísico**

6. El informe 436 del OGP de IPIECA y las directrices del Convenio sobre la gestión del agua de lastre, junto con las Prioridades estratégicas y las Acciones de la Estrategia mediterránea sobre la

gestión del agua de lastre de los buques, se deben cumplir durante los estudios geofísicos marinos y se deben adoptar las siguientes medidas:

- Siempre que sea posible, se utilizarán embarcaciones locales para realizar el estudio geofísico. Esto incluye los buques de reconocimiento utilizados para el despliegue de equipos geofísicos, así como los buques de persecución que se utilizan para proteger cables sísmicos y otros equipos remolcados;
- Los buques utilizados durante el reconocimiento geofísico deben limitarse a los que tengan capacidades documentadas de especies no autóctonas, como los sistemas de tratamiento y gestión del agua de lastre, de conformidad con el Convenio internacional para el control y la gestión del agua de lastre y los sedimentos de los buques de la OMI;
- Antes de iniciar el estudio, se deberán revisar los registros de especies marinas para determinar la presencia de especies exóticas invasoras en los puertos que se utilizarán para la movilización y desmovilización de los estudios geofísicos, cuyos resultados se comunicarán a la autoridad competente como parte de la solicitud de permisos;
- A la luz de los datos del inventario de especies para los puertos de movilización y desmovilización, la capacidad de los buques para especies no autóctonas, el origen del buque y la zona prevista de la actividad deberá llevarse a cabo una evaluación del riesgo potencial de introducir y propagar especies exóticas invasoras basándose en el estudio previsto, que se comunicará a las autoridades competentes antes del inicio del estudio y como parte de la solicitud de permisos. Las evaluaciones de riesgos deben referirse a las investigaciones pertinentes que surjan sobre las relaciones entre el tráfico de buques y las especies exóticas invasoras;
- Deberían adoptarse directrices de IPIECA para minimizar el riesgo de introducción y propagación de especies exóticas y los buques deberían cumplir los requisitos del Convenio BWM, según proceda. La eliminación de la contaminación biológica de los cascos de los buques, equipos, plataformas y plantas debe realizarse en la fuente de la contaminación biológica y de manera que no aumente el riesgo de propagación de especies no autóctonas. Cuando proceda, se aplicarán las Directrices para el control y la gestión de la contaminación biológica de los buques a los efectos de reducir al mínimo la transferencia de especies acuáticas invasivas (Directrices sobre la contaminación biológica) (resolución MEPC.207(62)).

7. Se recomienda que los estudios geofísicos se realicen utilizando las intensidades sonoras más bajas y en la zona geográfica más pequeña posible.

8. En ausencia de orientación nacional, y para las zonas de alta mar fuera de las jurisdicciones nacionales, se debe hacer referencia a la Guía de estudios sísmicos del JNCC para la mitigación de los posibles efectos sobre los mamíferos marinos, teniendo en cuenta las circunstancias locales especiales. Los observadores certificados deberán realizar registros desde una plataforma lo suficientemente alta para vigilar la presencia de especies vulnerables en una zona de mitigación de 500 m alrededor de la fuente de sonido durante un mínimo de 30 minutos en aguas de menos de 200 m de profundidad o 60 minutos en aguas de más de 200 m de profundidad durante cada arranque suave y antes de que el equipo de medición que emite ruido funcione a pleno rendimiento. Si se detectan mamíferos marinos, cetáceos o tortugas dentro de la zona de mitigación durante la búsqueda previa al disparo (visual o acústicamente), se debe retrasar el arranque suave hasta que su paso, o el avance de la embarcación, les deje fuera de la zona de mitigación. Debe haber un intervalo mínimo de 20 minutos desde el momento de la última detección dentro de la zona de mitigación y el comienzo del arranque suave.

Los disparos pueden continuar si se observa un mamífero marino dentro de la zona de mitigación después de que se haya iniciado el tiro. El equipo de monitorización acústica pasiva (PAM) debe ser utilizado por personal capacitado para detectar la presencia de mamíferos marinos durante períodos de oscuridad o poca visibilidad. Los procedimientos para los giros de línea deben acordarse con la autoridad competente pertinente, o según las indicaciones del JNCC de 2017. La documentación del arranque suave se debe presentar a la autoridad competente durante y después del estudio como prueba de que se está realizando el arranque suave.

9. Las tortugas tienen facilidad para enredarse en las boyas de cola durante los censos de campo, lo cual les causa daño fisiológico y mortalidad. Por lo tanto, deberían instalarse protectores en todas las boyas de cola utilizadas durante los estudios de campo en zonas donde probablemente haya tortugas, es decir, cerca de los sitios conocidos de anidación y alimentación de las tortugas. El buque de inspección deberá utilizar herramientas que impidan que las tortugas se enreden.

10. Los buques deben cumplir las directrices MARPOL para el control de los vertidos de hidrocarburos, reconociendo los niveles adicionales de control impuestos en virtud de la designación de la OMI de todo el mar Mediterráneo como Zona Especial.

### **3. Operaciones de perforación en alta mar**

#### **3.1. Permisos**

11. Las actividades dentro de las ZEP y de cualquier otra zona establecida por las Partes, según proceda, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 21 del Protocolo Offshore, deben estar sujetas a una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de conformidad con el artículo 17 del Protocolo ZEP/BD, y solo pueden llevarse a cabo de conformidad con las condiciones de los permisos asignados individualmente.

12. Las concentraciones de todas las sustancias y productos químicos cuyo vertido se propone se deben identificar y cuantificar y se deben evaluar los riesgos en una solicitud de permiso, como se indica en las Directrices para la realización de la EIA, antes del inicio de las actividades en alta mar. La autoridad competente revisará la solicitud del permiso y solo expedirá el consentimiento si las actividades previstas no tienen efectos ambientales significativos, teniendo en cuenta, sobre todo, los objetivos de conservación para los que se designan la ZEP y cualquier otra zona establecida por las Partes, según proceda, tal como se establece en el artículo 21 del Protocolo Offshore.

#### **3.2. Ubicación**

13. Los pozos y otras infraestructuras de los fondos marinos deberían estar situados en zonas donde causen menos daño a los hábitats y especies vulnerables y teniendo en cuenta otros posibles impactos en los fondos marinos, como la colocación de los anclajes. Si esto no es factible, se examinarán otras alternativas para minimizar el riesgo de daños a hábitats y especies vulnerables.

14. Los pozos y otras infraestructuras de los fondos marinos deben situarse teniendo en cuenta las posibles características de interés de las zonas especialmente protegidas que probablemente se designen en el futuro, por ejemplo, las ZEPIM en alta mar propuestas, en la medida en que sea factible.

### 3.3. Realización de actividades de perforación

15. Las actividades de perforación exploratoria se deben adoptar o adaptar para su uso en situaciones mediterráneas, incluyendo las siguientes medidas:

- Utilizar dispositivos de posicionamiento dinámico para evitar el uso de anclajes de amarre en zonas donde el fondo del mar es potencialmente vulnerable;
- Colocar anclas antes de la llegada del dispositivo para lograr precisión en la colocación de anclas y cadenas y para evitar corales y hábitats medioambientalmente vulnerables;
- Evitar agarrar para su recogida las cadenas del ancla y emplear ROV o boyas de recogida para este propósito;
- Reemplazar las cadenas de anclaje en parte por fibra de alambre (nailon) y lograr la flotabilidad fijando boyas a la fibra de alambre para evitar interferencias con las características del fondo marino vulnerable;
- Utilizar un ancla más grande y pesada o una cadena de ancla de mayores dimensiones para reducir la longitud de la cadena, reducir la huella y añadir flexibilidad en la colocación del ancla.

16. Los métodos de seguimiento de las actividades de perforación en las zonas especialmente protegidas y en cualquier otra zona establecida por las Partes, según proceda, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 21 del Protocolo Offshore, deben ser específicos para las características para las que se designa el lugar y basarse en normas existentes, cuando proceda (por ejemplo, PERSGA/GEF, 2004). Los programas de monitorización deben incluir métodos para detectar hábitats vulnerables previamente desconocidos que podrían verse afectados por la actividad, por ejemplo, sonares de barrido lateral y mediciones con ROV de objetivos de sonar.

17. Las Normas y directrices comunes sobre la eliminación de petróleo y mezclas oleosas y sobre el uso y eliminación de fluidos y lodos de perforación, que figuran en el anexo I del presente documento, proporcionan orientación sobre el uso y la eliminación de líquidos y lodos de perforación y se deben tener en cuenta al proponer actividades de perforación en alta mar. En particular, se debe considerar el perfil medioambiental de los fluidos de perforación y otros aditivos químicos, y deben elegirse las alternativas menos perjudiciales para el medio ambiente, siempre que sea posible. El vertido de lodos de perforación y fluidos de perforación no acuosos (petróleo) está prohibido en las ZEP.

18. Deberían seguirse las orientaciones de MARPOL como norma mínima en relación con el control de los residuos, vertidos oleosos y aguas de lastre, reconociendo los niveles adicionales de control impuestos en virtud de la designación de la OMI de todo el mar Mediterráneo como Zona Especial.

19. Los recursos dedicados a la respuesta a derrames deben mantenerse lo más cerca posible (en la plataforma de perforación y en los buques de apoyo) y en un lugar adecuado en tierra si la perforación tiene lugar dentro o cerca de una zona especialmente protegida, y en cualquier otra zona establecida por las Partes, según corresponda, conforme a lo dispuesto en el artículo 21 del Protocolo Offshore, de conformidad con los requisitos del Protocolo Offshore. Cuando proceda, se deben considerar recursos locales adicionales para mejorar la resiliencia ante derrames de hidrocarburos y la planificación de contingencias.

## **4. Desarrollo de campo**

### **4.1. Permisos**

20. Las concentraciones de vertido de todos los aditivos químicos propuestos para su descarga se deben identificar y cuantificar y se deben evaluar los riesgos en una solicitud de permiso antes del inicio de las actividades. La autoridad competente revisará la solicitud de permiso y solo expedirá el consentimiento cuando se haya cerciorado de que las actividades previstas no tendrán efectos significativos sobre el medio ambiente, como se indica en las Directrices para la realización de la EIA.

21. Cualquier solicitud de permiso para actividades dentro o cerca de una zona de protección especial requerirá una evaluación medioambiental científicamente sólida, de acuerdo con las Directrices para la realización de la EIA.

### **4.2. Actividades en alta mar**

22. Las Partes Contratantes deben restringir o prohibir espacial o temporalmente los vertidos en zonas vulnerables o durante etapas importantes del ciclo vital y deben minimizar el encendido durante los períodos críticos de migración de las aves.

23. Debe tenerse en cuenta el perfil medioambiental de los aditivos químicos y se deben elegir las alternativas menos nocivas para el medio ambiente, siempre que sea posible.

24. Todos los vertidos en el mar serán objeto de seguimiento y se notificarán a la autoridad competente, de conformidad con las condiciones de autorización.

25. Se recomienda el uso de especies biológicamente relevantes para estudios ecotoxicológicos y de bioacumulación. Se deberá elaborar y acordar una lista de especies indicadoras clave para tipos de hábitats y regiones específicos a efectos de vigilancia de las condiciones, según sea necesario.

26. Se debería adoptar la incorporación de la vigilancia medioambiental de sitios específicos a los programas regionales, cuando proceda, para permitir la interpretación de los datos dentro de un contexto más amplio. El equipo de monitorización debe ser apropiado para el hábitat y las especies que se están monitorizando. Se recomiendan técnicas de muestreo no destructivas, como la vigilancia por vídeo y fotografía a través de técnicas remotas o de buzos, en zonas de sustratos duros, fondos marinos y zonas en las que existe una alta densidad de especies vulnerables.

27. Los oleoductos, cables, tomas y desembocaduras costeras, embarcaderos, amarres y otras estructuras de los fondos marinos no deberían afectar directamente a las especies y hábitats vulnerables desde el punto de vista biológico. Las plumas de sedimentos procedentes de las obras de construcción del lecho marino deben reducirse al mínimo en la medida de lo posible. Deberán utilizarse, cuando proceda, zonas de separación mínima o cortinas de turbidez para proteger hábitats y especies clave de los impactos negativos previstos de los sedimentos, según lo acordado con la Autoridad Competente. En los casos en que se sospecha que la sedimentación debida al dragado puede llegar a un hábitat vulnerable, es necesario establecer un programa de monitorización y gestión ambiental (EMMP). El EMMP tiene que incluir una monitorización en línea de la turbidez, con la capacidad de responder en el lugar cuando la turbidez entre las obras y un hábitat vulnerable se eleve por encima de los niveles ambientales, a fin de evitar que la nube de sedimentación llegue al hábitat.

28. Las emisiones de luz deben reducirse, en la medida de lo posible, de acuerdo con las normas vigentes: [Guía OSPAR](#) (Directrices para reducir el impacto del alumbrado de las instalaciones en alta mar sobre las aves de la zona marítima OSPAR (Acuerdo OSPAR, 2015-08)).

29. Los recursos dedicados a la respuesta a derrames deben mantenerse lo más cerca posible (en la plataforma de perforación y en los buques de apoyo) y en un lugar adecuado en tierra si el desarrollo se encuentra dentro o cerca de una zona especialmente protegida y en cualquier otra zona establecida por las Partes, según corresponda, conforme a lo dispuesto en el artículo 21 del Protocolo Offshore, de conformidad con los requisitos del Protocolo Offshore. Cuando proceda, se deben considerar recursos locales adicionales para mejorar la resiliencia ante derrames de hidrocarburos y la planificación de contingencias.

## 5. Desmantelamiento

30. Todas las estructuras de las plataformas se deben retirar de los límites de las zonas especialmente protegidas, a menos que existan razones imperiosas y convenidas por las que estas deban permanecer in situ, en cuyo caso deberá evaluarse su idoneidad para su conversión en arrecifes.

31. Todos los fluidos de proceso, aceites combustibles, sólidos producidos y otros productos químicos y aceites lubricantes deben ser drenados o retirados de los elementos desmantelados y transportados a la costa para su eliminación.

32. Las tuberías deben ser objeto de una evaluación comparativa para determinar las opciones de desmantelamiento más adecuadas a partir de las descritas en el artículo 20.2 del Protocolo Offshore.

33. Si hay pilas de lodos en el lecho marino, se debe evaluar si es seguro desde el punto de vista ambiental que permanezcan in situ o si se deben retirar en el momento del desmantelamiento, a menos que haya razones de peso para eliminarlos.

34. Se debe favorecer el uso de herramientas mecánicas de corte frente al uso de explosivos. Si se utilizan explosivos, su uso debe estar plenamente justificado y respaldado por una evaluación del impacto potencial en las especies protegidas y vulnerables, que debe formar parte de la EIA y de la solicitud de licencia. Se deberían seguir las Directrices del JNCC, o similares, para mitigar los efectos sobre las especies protegidas.

35. Deberían realizarse estudios de los fondos marinos después del desmantelamiento. El alcance y el número de repeticiones de los estudios medioambientales de desmantelamiento deben basarse en los riesgos y desarrollarse con el asesoramiento de la autoridad competente pertinente.

36. Deberían realizarse estudios de búsqueda y retirada de escombros después del desmantelamiento para garantizar que no queden restos de escombros en el fondo del mar. Los estudios deberán cubrir un área de 500 m de radio alrededor del emplazamiento de la instalación desmantelada y de 100 m a ambos lados de cualquier tubería clausurada.