

# Como Evaluar Estudios de Impacto Ambiental de Proyecto Petróleo y Gas



**ELAW**

Environmental Law Alliance Worldwide



## Como Evaluar Estudios de Impacto Ambiental de Proyecto de Petróleo y Gas

*Environmental Law Alliance Worldwide* [Alianza Mundial de Derecho Ambiental] (ELAW, por sus siglas en inglés)

Autores(as): Dr. Mark Chernaik, Director del Equipo Científico de ELAW; miembros del Equipo Científico de ELAW Dr. Johnnie Chamberlin, Dra. Melissa Garren, Dra. Rye Howard, Dra. Mercedes Lu, Dra. Fernanda Salinas, Dr. Gilles Wendling, y Dra. Bree Yednock; y Abogada de ELAW Liz Mitchell.

### [Como Evaluar Estudios de Impacto Ambiental de Proyecto de Petróleo y Gas](#)

© 2024 por [Environmental Law Alliance Worldwide](#) está autorizado bajo [CC BY-NC 4.0](#).

ISBN#: 979-8-218-48856-7

Primera Edición

Imagen de portada: Voluntarios(as) limpian un derrame de petróleo tras el naufragio de un barco petrolero en las Islas Mauricio. Ohrim en Shutterstock.com

Diseño de portada: Jean Meyer-Fero de Helios Creative

Este proyecto ha sido posible debido al apoyo generoso de la *Leo Model Foundation* [Fundación Leo Model].

Environmental Law Alliance Worldwide (ELAW)  
1412 Pearl St. Eugene, OR 97601 Estados Unidos  
+1 541-687-8454  
[www.elaw.org](http://www.elaw.org)  
[elawus@elaw.org](mailto:elawus@elaw.org)

Favor enviar consultas sobre esta guía, a Mark Chernaik, Director del Equipo Científico de ELAW, a [mark@elaw.org](mailto:mark@elaw.org).

# Como Evaluar Estudios de Impacto Ambiental de Proyecto Petróleo y Gas

Introducción	3
1. Una reseña del proceso EIA	4
1.1. ¿Cuál es el propósito del proceso EIA?	4
1.2. ¿Quién prepara una EIA?	5
1.3. Las etapas del proceso EIA	5
1.4. El documento del EIA	9
2. Proyectos petroleros y gasíferos y sus impactos	11
2.1. Los impactos de la producción	11
2.1.1. La exploración en tierra firme	11
2.1.1.1. Las prospección sísmica en tierra firme	13
2.1.1.2. La perforación en tierra firme	15
2.1.2. La exploración en alta mar	17
2.1.2.1. La exploración sísmica en alta mar	17
Los impactos en los mamíferos marinos	19
Los impactos en la pesca	21
Los impactos en las especies de invertebrados	22
Los impactos en las tortugas marinas	23
2.1.2.2. La perforación exploratoria en alta mar	24
2.2. Los impactos de la producción	26
2.2.1. Los impactos climáticos	26
2.2.2. La producción en tierra firme	28
2.2.2.1. Los impactos en la calidad del aire	28
2.2.2.2. Los impactos en el agua	30
Agotamiento de los recursos hídricos locales	30
La degradación de la calidad del agua	31
La eliminación del agua de producción	31
La toxicidad de los aditivos de la fractura hidráulica	32
La pérdida de la integridad de los pozos a largo plazo	32
2.2.2.3. La pérdida de hábitats	33

2.2.2.4.	Los derrames de petróleo	35
2.2.2.5.	El ruido, la infraestructura y la contaminación lumínica	40
2.2.2.6.	La actividad sísmica inducida y aumentada	41
2.2.2.7.	Los efectos acumulativos	41
2.2.3.	La producción en alta mar	42
2.2.3.1.	La eliminación de los lodos de perforación y recortes de perforación	42
2.2.3.2.	Los derrames de petróleo	43
2.2.4.	Los impactos socioeconómicos	45
2.2.4.1.	Los impactos en las comunidades	45
2.2.4.2.	Los impactos económicos	46
3.	La Revisión un EIA Típico	47
3.1.	El resumen ejecutivo	47
3.2.	La descripción del proyecto	47
3.3.	La línea de base ambiental	50
3.4.	Los impactos ambientales	54
3.4.1.	Los impactos climáticos	54
3.4.2.	Los impactos en la calidad del aire	58
3.4.3.	Los impactos en la cantidad y calidad del agua	59
3.4.4.	Los proyectos en alta mar	60
3.4.4.1.	Los impactos de los derrames de petróleo	60
3.4.5.	Los impactos acumulativos	61
3.5.	Gestión y monitoreo ambiental	61
3.6.	Garantías financieras	83

# Introducción

Esta guía, busca proporcionar información suficiente para los(as) defensores ambientales, del interés público y para las comunidades que representan, a fin de impugnar proyectos petroleros y gasíferos inaceptables desde una perspectiva ambiental o social.

La guía se ha elaborado a partir de diversos recursos de información disponibles para evaluar el contenido de los EIA de los proyectos petroleros y gasíferos.<sup>1</sup> Sin embargo, esos recursos no están actualizados o tienen un alcance limitado, omitiendo temas críticos, como son los impactos climáticos de estos proyectos, especialmente en el contexto cambiante de los compromisos internacionales para frenar el calentamiento global.

El propósito de esta guía es abarcar un amplio espectro de temas. Los proyectos petroleros y gasíferos pueden clasificarse por su etapa de desarrollo – exploración o producción – y por su ubicación: en tierra firme o costa afuera. Cada categoría de proyecto petrolero y gasíferos presenta diversos aspectos ambientales y sociales que pueden dar lugar distintas discusiones. Esta guía cubre las cuatro categorías principales de las actividades de exploración y producción<sup>2</sup> de proyectos petroleros y gasíferos: 1) proyectos de exploración en tierra firme; 2) proyectos de exploración costa afuera; 3) proyectos de producción en tierra firme; y 4) proyectos de producción costa afuera.

Esta guía está organizada de la siguiente manera:

- **Capítulo 1** presenta una discusión del proceso de EIA, describiendo su propósito y las etapas clave;
- **Capítulo 2** identifica y describe los posibles impactos ambientales y sociales de las cuatro categorías de proyectos petroleros y gasíferos mencionados anteriormente, detallando los aspectos técnicos esenciales para comprender los impactos que pueden provocar.
- **Capítulo 3** proporciona una guía para revisar la calidad de los EIA de los proyectos petroleros y gasíferos, basada en los datos y análisis esperados en en las siguientes secciones de los EIA: la descripción del proyecto; la línea de base ambiental y social; la evaluación de los impactos; las medidas de mitigación propuestas y las garantías financieras propuestas.

---

<sup>1</sup> Lu, M., & López Wong, C. (2015). *Guía práctica para la revisión técnica de estudios de impacto ambiental de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en la Amazonía*.

[https://repositorio.dar.org.pe/bitstream/handle/20.500.13095/80/Lu-Lopez\\_Hidrocarburos.pdf](https://repositorio.dar.org.pe/bitstream/handle/20.500.13095/80/Lu-Lopez_Hidrocarburos.pdf)

<sup>2</sup> Esta guía no cubre ni la refinación ni la comercialización de los proyectos petroleros y gasíferos, como por ejemplo los oleoductos y gasoductos de transporte, terminales de GNL o refinerías petroleras.

# 1. Una reseña del proceso EIA

## 1.1. ¿Cuál es el propósito del proceso EIA?

El proceso de evaluación de impacto ambiental (EIA) es un procedimiento interdisciplinario y de múltiples pasos para garantizar que los tomadores de decisiones y el público estén informados sobre las posibles consecuencias de los proyectos propuestos. Por otro lado, el estudio de EIA, como su nombre lo indica, examina los posibles impactos ambientales de una actividad propuesta y cómo se pueden evitar o reducir esos impactos. A medida que el proceso ha evolucionado a lo largo de varias décadas, los EIA ahora examinan con frecuencia diversos impactos, incluidos los sociales, culturales, de salud, de derechos humanos, económicos y de género. Para mayor facilidad de referencia, esta guía utiliza el término "impactos socioambientales" para referirse al alcance variable de los temas abordados por los EIA alrededor del mundo.

Los procesos de EIA son más eficaces en la etapa temprana de planificación, antes de que se adopten compromisos sobre la ubicación o el diseño de un proyecto. Sin embargo, los EIA no están limitadas a los proyectos nuevos. En casos en los que haya aprobado un EIA y se demore la implementación de un proyecto petrolero o gasífero que cuente con la licencia ambiental se demore de, y las condiciones ambientales, sociales o económicas han cambiado, podrá ser posible solicitar un EIA actualizada suplementaria o modificada. De manera semejante, los EIA juegan un rol vital en las decisiones de expandir proyectos o de extender su vital útil.

El documento (el estudio) de EIA, es una herramienta técnica que identifica, pronostica y analiza los impactos en comparación con las condiciones de la línea de base. Si el proceso EIA es exitoso, identifica las alternativas y medidas de mitigación que pueden reducir los efectos adversos de un proyecto propuesto. El proceso EIA, además juega un rol esencial en los procedimientos de toma de decisiones en general, al promover la transparencia y el involucramiento del público.

El EIA, actualmente forma parte de la legislación nacional de casi todos los países, y se considera una herramienta esencial de gobernanza ambiental.<sup>3</sup> Las cortes y otros tribunales están exigiendo a los gobiernos a que implementen los EIA y alienten la participación pública rigurosamente, vigilando que el proceso defienda los principios importantes de prevención y precaución, ayude a proteger el derecho a un medio ambiente saludable para las generaciones actuales y futuras y asegure el cumplimiento con los compromisos climáticos internacionales.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> La *Environmental Law Alliance Worldwide* [Alianza Mundial de Derecho Ambiental] (ELAW, por sus siglas en inglés) mantiene una base de datos de legislación comparada sobre la evaluación de impacto ambiental de más de 40 países alrededor del mundo. *EIA Law Matrix* [Matriz legal EIA]: [elaw.org/elm](http://elaw.org/elm).

<sup>4</sup> *Earthlife Africa Johannesburg v. Minister of Environmental Affairs and others* [Earthlife Africa Johannesburg vs. Ministro de Asuntos Ambientales y otros], Caso No. 65662/16 (2017); Yang, T. (febrero de 2019). "The Emergence of the Environmental Impact Assessment Duty as a Global Legal Norm and General Principle of Law"

## 1.2. ¿Quién prepara una EIA?

Dependiendo del sistema legal que rige el EIA en cada país, la responsabilidad de elaborar un estudio de EIA será asignado a una de las siguientes dos partes: 1) una agencia o un ministerio gubernamental; o 2) el proponente del proyecto. Con frecuencia, los proponentes contratan empresas consultoras para elaborar los EIA o desarrollar secciones específicas del proceso, como la participación pública y otros estudios técnicos.

Cuando el proponente de un proyecto contrata a una empresa consultora para preparar un EIA, existe un riesgo significativo de conflicto de interés. Una consultora puede mostrar una inclinación favorable hacia la aprobación de un proyecto si considera que recibirá más trabajo una vez aprobado el proyecto, o si tiene otros intereses económicos.

Reconociendo este conflicto inherente, algunos países han adoptado medidas legales en sus normas de EIA para reducir la posibilidad de sesgos. Por ejemplo, se puede exigir a una consultora que declare si posee cualquier interés económico o de otro tipo en los resultados del proyecto. Algunas jurisdicciones también contemplan la posibilidad de que las autoridades descalifiquen o retiren la acreditación de empresas consultoras que no proporcionen información y conclusiones objetivas e independientes en los EIA.

A veces, las consultoras proporcionan EIAs de baja calidad, o incluso “cortan y pegan” información de otras evaluaciones de impacto previamente publicadas que no es aplicable ni precisa. En algunos países se exige que los consultores se registren con el Gobierno y/o cuenten con acreditación profesional para preparar los EIA. Los reguladores pueden incluso requerir la aprobación previa de consultores(as) específicos(as) responsables de elaborar los EIA, para asegurar la idoneidad de sus calificaciones. Las leyes sobre EIA, pueden imponer responsabilidades adicionales, haciendo a los(as) consultores(as) civil o penalmente responsables si la información que presentan en una EIA es errónea, engañosa o falsa.

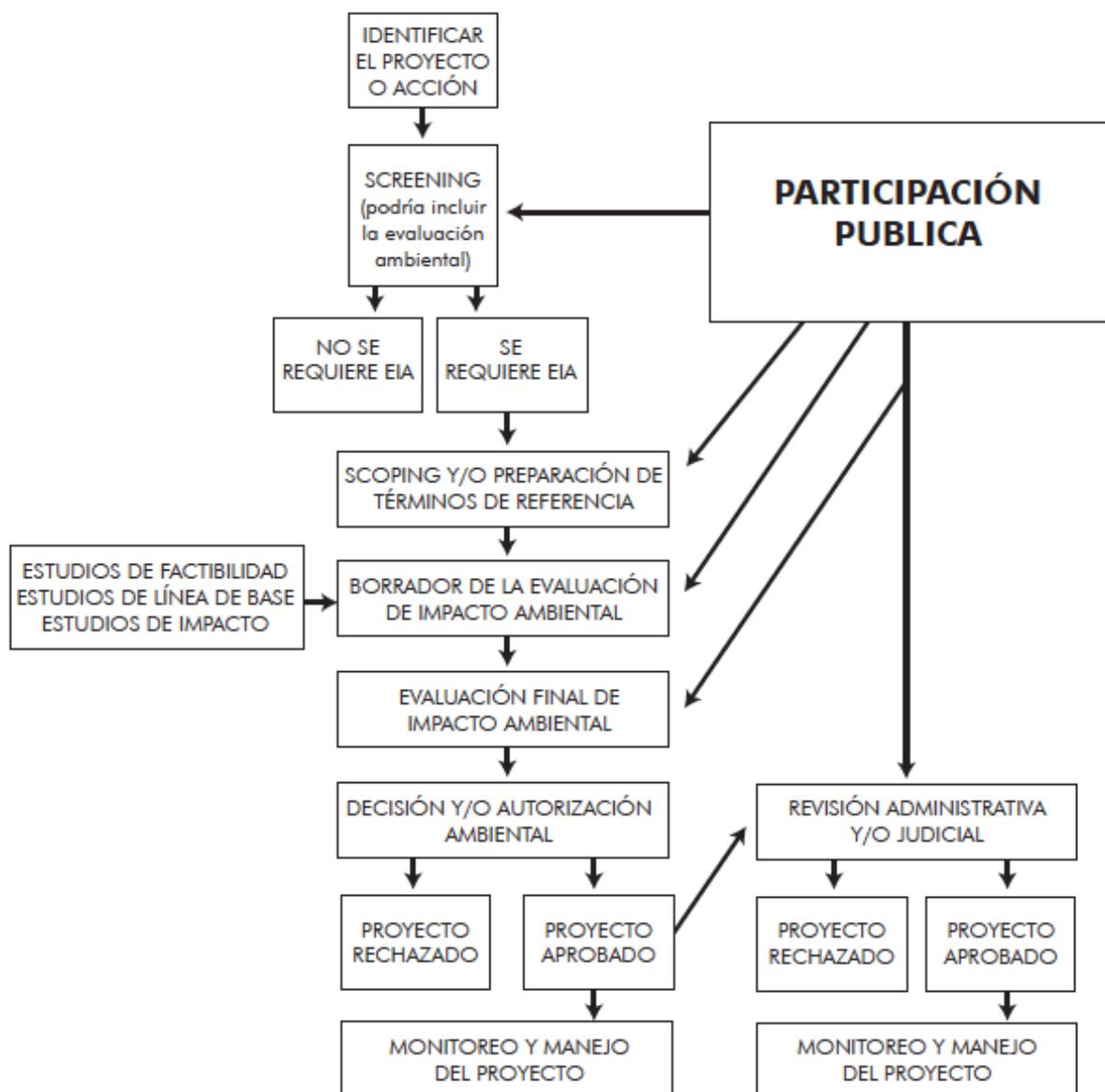
## 1.3. Las etapas del proceso EIA

Aunque el proceso del EIA varía de un país a otro, generalmente consiste de una serie de pasos procesales que culminan en un informe escrito (estudio) de evaluación de impacto. Este estudio que informa a los tomadores de decisión y al público en general sobre las posibles consecuencias de un proyecto propuesto.

---

[La emergencia del deber de realizar evaluaciones de impacto ambiental como una norma legal mundial y un principio general del derecho], *Hastings Law J.* 70:525, 545 (disponible en <https://www.hastingslawjournal.org/wp-content/uploads/70.2-Yang.pdf>).

EL FLUJOGRAMA QUE SE MUESTRA A CONTINUACIÓN, REPRESENTA LOS ELEMENTOS BÁSICOS DE UNA BUENA PRÁCTICA DE EIA:



**Identificación y definición del proyecto o la actividad:** Aunque este paso puede parecer relativamente claro, definir un “proyecto” en un EIA puede ser complejo y hasta controversial, especialmente cuando se trata de proyectos petroleros o gasíferos de gran envergadura, con múltiples fases o sitios. Este paso, busca definir el proyecto con suficiente especificidad para determinar con exactitud la zona de posibles impactos y abarcar las actividades estrechamente conectadas a la propuesta, de modo que se evalúe el alcance total de los impactos socioambientales.

**Tamizaje o “screening”:** El proceso de tamizaje determina si un proyecto en particular justifica la preparación de un estudio de EIA detallado o semidetallado. Los requisitos mínimos para un EIA, varían de un país a otro. Algunas leyes especifican los tipos de actividades o proyectos que requieren un EIA; otras exigen un EIA para cualquier proyecto que pueda impactar significativamente al medio ambiente o que exceda cierto valor monetario. En algunos casos, particularmente si se desconocen los posibles impactos de un proyecto, se realiza un análisis ambiental preliminar para determinar si un proyecto justifica un EIA.

**Diagnóstico:** La etapa del diagnóstico, usualmente involucra al público y a otros grupos interesados, identifica los temas clave que deben abordarse en un EIA. Este paso proporciona una de las primeras oportunidades para que el público y las organizaciones no gubernamentales (ONGs) conozcan los detalles de un proyecto propuesto y expresen sus opiniones al respecto. Además, el diagnóstico puede revelar actividades similares o asociadas que ocurren cerca del proyecto, o identificar problemas que deben ser mitigados o que podrían llevar a la cancelación del proyecto.

**Preparación de los Términos de Referencia:** Los Términos de Referencia funcionan como una hoja de ruta para la elaboración del EIA y deben abarcar los temas e impactos identificados durante el proceso diagnóstico. Un borrador de los Términos de Referencia puede ponerse a disposición para la evaluación y los comentarios públicos, presentado en ocasiones como una tabla de rastreo para registrar solicitudes y observaciones. El público y los grupos de interesados deben ser consultados para dar sus aportes dentro de un plazo establecido (por ejemplo, entre dos semanas y un mes). Es esencial prestar atención a los anuncios sobre la consultas públicas para cumplir con las fechas de límite y optimizar el tiempo para la revisión, incluida la participación de expertos(as) en temas técnicos internos o externos. La evaluación pública en esta etapa temprana del proceso es crucial para garantizar que el EIA esté adecuadamente enmarcado y aborde los temas de preocupación comunitaria.

**Elaboración del borrador de un EIA:** El borrador del EIA se prepara de acuerdo con los Términos de Referencia y/o los temas identificados durante el diagnóstico. El borrador debe cumplir con los requisitos de contenido establecidos por ley o los reglamentos globales sobre EIA. Como mejor práctica, también se consideran además los impactos acumulativos. Este paso debe involucrar a especialistas técnicos para evaluar las condiciones de línea de base, pronosticar los probables impactos del proyecto y diseñar los planes de mitigación y de monitoreo.

**Participación pública:** La mejor práctica en el proceso de EIA implica involucrar al público en diversas etapas del proceso, facilitando un intercambio bidireccional de información y de opiniones. La participación pública puede incluir reuniones informativas, audiencias públicas y oportunidades para comentar en un proyecto propuesto. Sin embargo, no existen reglas uniformes sobre la participación pública en los sistemas actuales de EIA. Incluso dentro de un mismo país pueden variar la calidad y el grado de involucramiento público en el proceso de EIA, dependiendo del tipo de proyecto en cuestión, las

comunidades potencialmente afectadas, la disposición del proponente para involucrar a las comunidades y/o el financiamiento disponible para apoyar el proceso o las agencias gubernamentales que supervisan el proyecto.

Es fundamental prestar mucha atención al proceso de participación pública para evitar que los tomadores de decisiones y el proponente del proyecto lo traten como una simple formalidad. Este proceso debe adaptarse al contexto local, respetando las costumbres culturales y lingüísticas de cada comunidad en cuanto a su aprendizaje e involucramiento, e incorporando mecanismos que valoren e integren los conocimientos tradicionales y locales.

**Elaboración del EIA final:** Este paso culmina con la elaboración de un informe final de evaluación de impacto que incorpora las perspectivas y los comentarios de las partes que revisaron el borrador del EIA. Estos comentarios pueden motivar modificaciones o adiciones al texto del borrador del EIA. En algunos casos, el EIA final incluirá un apéndice que resume los comentarios recibido del público y de otras partes interesadas, y proporciona respuestas a estos.

**Decisión:** La aprobación o rechazo un proyecto petrolero o gasífero generalmente se basa en el EIA final. Sin embargo, en algunas circunstancias, un permiso o licencia ambiental es solo un paso en el proceso general de licenciamiento. La decisión puede ir acompañada de ciertas condiciones, como la presentación de garantías financieras para la remediación ambiental o la entrega de un plan de gestión ambiental.

**Revisión administrativa o judicial:** Dependiendo de la jurisdicción, puede haber oportunidades para que una parte solicite una revisión administrativa y/o judicial de la decisión final y del proceso EIA. Una apelación, podría abordar los defectos en el proceso EIA, como la falta de audiencias públicas obligatorias, o la omisión de temas sustanciales en la decisión final. La revisión judicial, las leyes de procedimiento administrativo o, en ocasiones la propia ley de EIA, suelen definir los temas que pueden plantearse en una apelación y el tipo de compensación que se puede otorgar.

**Implementación del proyecto:** Una vez que se cumplen todos los requisitos regulatorios y se obtienen las autorizaciones necesaria, el desarrollo de campos petroleros y gasíferos puede avanzar, tras la decisión del proyecto y una vez agotadas las oportunidades de revisión administrativa y/o judicial.

**Monitoreo:** El monitoreo, es una parte integral de la implementación de un proyecto. Este proceso tiene tres propósitos: 1) asegurar la implementación de las salvaguardias y condiciones de autorización; 2) evaluar si las medidas de mitigación funcionan eficazmente; y 3) validar la exactitud de los modelos o proyecciones que fueron utilizados durante el proceso de evaluación de impactos. El monitoreo puede ofrecer una oportunidad para cuestionar la suficiencia de los bonos/valores registrados para las garantías financieras, y solicitar ajustes (por ejemplo, considerar el coste de un sistema de tratamiento de agua no planeado, incluso la operación y el monitoreo a largo plazo).

Existe un reconocimiento creciente, de los beneficios del monitoreo comunitario como un complemento formal o informal a la supervisión reguladora. En Filipinas, por ejemplo, se forma un equipo multipartito de monitoreo (MMT, por sus siglas en inglés) inmediatamente después de la emisión de una autorización ambiental. El MMT, es responsable de monitorear el cumplimiento de las condiciones de autorización ambiental e incluye representantes del gobierno local, ONGs, comunidades y otras agencias gubernamentales con mandatos relacionados con el tipo de proyecto en cuestión. Aunque el proponente del proyecto financia las actividades de auditoría del MMT, el equipo es independiente y no incluye participantes que representan ni el proponente ni el regulador ambiental.<sup>5</sup>

#### 1.4. *El documento del EIA*

El formato del EIA suele estar especificado por los reglamentos u otras guías. Las secciones detalladas a continuación son típicas de muchos EIA, aunque no todos los EIA incluyen todos los componentes, y se pueden añadir secciones adicionales.

Para un análisis detallado de cada sección, véase el Capítulo 3.

---

<sup>5</sup> Filipinas, DAO 2003-30, Sec. 9; DAO 2017-15, Art. IV.

## Estudio de Impacto Ambiental

**Resumen ejecutivo:** Una breve descripción en lenguaje no técnico del proyecto y de sus impactos.

**Propósito del proyecto / declaración de necesidades:** Describe la razón para implementar el proyecto y los resultados esperados.

**Descripción del proyecto propuesto:** Una descripción detallada del proyecto, incluyendo la ubicación, procesos técnicos, insumos y productos, detalles de construcción y operación, entre otros. Esta sección también debe abordar las opciones disponibles para mitigar impactos.

**Evaluación de alternativas:** Describe una gama razonable de alternativas que podrían cumplir con el mismo propósito que la acción propuesta. En ciertos casos las alternativas se analizan junto con el proyecto propuesto como una serie de posibles escenarios. La alternativa de “ninguna acción” en la cual el proyecto no es aprobado y no se toma ninguna otra medida, debe incluirse y evaluarse.

**Base de datos ambiental:** Una descripción detallada de la zona que podría verse afectada por el proyecto o sus alternativas, incluyendo su ecología, condición actual, especies o poblaciones vulnerables, entre otros aspectos.

**Impactos ambientales:** Una discusión de los efectos ambientales esperados bajo distintos escenarios para la acción propuesta y sus alternativas, junto con la relevancia de dichos impactos.

**Gestión ambiental y monitoreo:** Describe en detalle las medidas técnicas y administrativas específicas para implementar y evaluar las prácticas de protección ambiental, mitigación y monitoreo.

**Consulta:** Documenta las consultas realizadas con el gobierno, el público y otras partes interesadas durante la preparación del EIA. Los proyectos propuestos por agencias gubernamentales suelen tener que cumplir con estándares rigurosos en cuanto a la participación pública y los comentarios del público.

**Lista de preparadores:** Incluye las identidades y cualificaciones técnicas de quienes prepararon el EIA. (Algunos procesos de EIA requieren que los preparadores del EIA tengan autorizaciones o cumplan con otros estándares específicos.)

**Apéndices:** Documentación técnica y de referencia que respalda el texto del EIA (por ejemplo, datos de antecedentes, resultados de modelos, entre otros).

## 2. Proyectos petroleros y gasíferos y sus impactos

### 2.1. Los impactos de la producción

El petróleo y el gas son combustibles fósiles formados a lo largo de millones de años a partir de la descomposición de la vegetación muerta, que en algún momento, creció sobre la superficie terrestre. Actualmente estos recursos se encuentran en capas profundas del subsuelo, ya sea en tierra o en los lechos marinos. Las empresas petroleras y gasíferas utilizan diversas herramientas para identificar las ubicaciones subterráneas donde podrían existir yacimientos de petróleo y de gas con valor comercial. Estos proyectos de exploración petrolera y gasífera suelen evaluarse en EIAS separados, ya que no existe garantía que se encontrarán yacimientos comercialmente viables que justifiquen la producción subsiguiente de petróleo y gas.

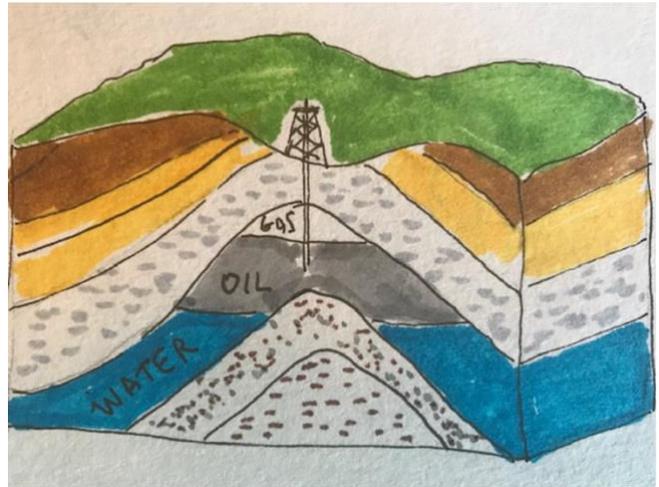


Foto 1 Dibujo por Dra. Meche Lu, Científica de ELAW.

Los proyectos de exploración petrolera y gasífera en tierra firme y en alta mar presentan distintas series de posibles impactos socioambientales, que se analizan por separado a continuación.

#### 2.1.1. La exploración en tierra firme



Foto 2 Unidad móvil instalada para una perforación exploratoria de hidrocarburos.

La búsqueda de petróleo y gas en tierra firme comienza con estudios preliminares de escritorio (como el análisis de imágenes satelitales, y la revisión de los datos actuales sobre las características geológicas y geomorfológicas de la zona). Posteriormente, se realizan dos tipos de pruebas en campo: **los estudios sísmicos** y **la perforación exploratoria**.

Las pruebas en campo para detectar yacimientos en tierra firme casi siempre requieren **campamentos base**, especialmente en proyectos en los bosques tropicales. Las empresas petroleras ingresan muchos trabajadores y mucho

equipo de gran tamaño. Los campamentos base incluyen instalaciones tales como cocina, lavandería, servicio de atención primaria de la salud, talleres para reparar y mantener el equipo y las máquinas y helipuertos. Los campamentos base son fuente de residuos peligrosos y no peligrosos. La gestión y tratamiento inadecuados de desechos y aguas residuales de los campamentos base es un problema frecuente, especialmente en los ecosistemas tropicales.<sup>6</sup> Otros problemas comunes, incluyen la caza o captura de animales por los trabajadores, alcoholismo, la prostitución y conflictos con las comunidades locales. En las zonas donde la población local depende de las especies silvestres para su subsistencia, la presencia de los trabajadores y el transporte terrestre, aéreo y acuático están relacionados con una disminución aguda de la disponibilidad de especies silvestres de las cuales dependen de las poblaciones locales para su subsistencia.<sup>7</sup> Se publicó un informe sobre las implicaciones de la exploración petrolera mundial en la conservación de la vida silvestre terrestre en 2023.<sup>8</sup>



Foto 3 Campamento de base para petróleo y gas. Raja Shoiab Turk en Shutterstock.com

---

<sup>6</sup> El Gobierno de Saskatchewan (octubre de 2012). "Sewage Handling Practices at Work Camps and Temporary Work Sites" [Las prácticas de tratamiento de aguas residuales en los campamentos de trabajo y en los sitios temporales de trabajo]. [https://pubsaskdev.blob.core.windows.net/pubsask-prod/108422/108422-Sewage\\_Handling\\_Practices\\_at\\_Work\\_Camps\\_and\\_Temporary\\_Work\\_Sites\\_rvsd\\_Mar\\_16.pdf](https://pubsaskdev.blob.core.windows.net/pubsask-prod/108422/108422-Sewage_Handling_Practices_at_Work_Camps_and_Temporary_Work_Sites_rvsd_Mar_16.pdf).

<sup>7</sup> Suarez, E., & Zapata-Ríos, G. (2019). "Managing Subsistence Hunting in the Changing Landscape of Neotropical Rain Forests" [Gestionando la caza de subsistencia en el paisaje cambiante de los bosques lluviosos neotropicales]. *Biotropica*, 51(3), 282–287. <https://doi.org/10.1111/btp.12662>; Cannon, J. (2019). "Altered Forests Threaten Sustainability of Subsistence Hunting" [Los bosques modificados amenazan la caza de subsistencia]. *Mongabay Environmental News*. <https://news.mongabay.com/2019/05/altered-forests-threaten-sustainability-of-subsistence-hunting/>.

<sup>8</sup> Mudumba et al. (2023). "The Implications of Global Oil Exploration for the Conservation of Terrestrial Wildlife" [Las implicaciones de la exploración petrolera mundial para la conservación de la vida silvestre terrestre]. *Environmental Challenges* [Retos ambientales], 11:100710. <https://doi.org/10.1016/j.envc.2023.100710>.

### 2.1.1.1. Las prospección sísmica en tierra firme

La exploración sísmica en tierra firme, utiliza la energía sonora para localizar posibles yacimientos terrestres de petróleo y gas natural. Según el Departamento de Transporte de EEUU:

“En la exploración sísmica en tierra firme, las ondas sísmicas pueden ser producidas por dinamita detonada varios pies bajo la superficie del suelo. Sin embargo, debido a las consideraciones ambientales y mejoras en la tecnología, las prospecciones sísmicas utilizan la tecnología sísmica no explosiva cada vez más, cuando las condiciones del terreno lo permiten. **Esto, usualmente consiste de vehículos grandes, pesados, con ruedas u orugas que transportan equipo especial diseñado para crear un**



Foto 4 Perforadora montada en un carrito. Foto: Duchesne Ranger District.

**impacto grande o una serie de vibraciones.** Dichos impactos o vibraciones crean ondas sísmicas semejantes a aquellas generadas por la dinamita. En el camión sísmico mostrado en la foto, conocido como una perforadora montada en un carrito, se utiliza el pistón grande en el medio para crear vibraciones en la superficie de la tierra, transmitiendo ondas sísmicas a una gran profundidad bajo la faz. Se utilizan instrumentos sensibles llamados geófonos en la superficie para registrar las ondas reflejadas y transmitir los datos a los camiones sísmicos, para luego ser analizados”.<sup>9</sup>

La prospección sísmica realizadas en zonas boscosas requieren talar los árboles y desbrozar la vegetación para crear corredores lineales, llamados *líneas sísmicas* para permitir el acceso de trabajadores y equipo sísmico a la zona. Las líneas sísmicas pueden compararse con estrechos caminos y senderos. Las líneas sísmicas generalmente tienen cinco metros de ancho y varios kilómetros de largo. La densidad típica de las líneas sísmicas es 1.700 metros de línea por cada kilómetro cuadrado de superficie.<sup>10</sup> Estas líneas sísmicas permanecen desbrozadas durante muchos años luego de realizada la prospección sísmica, pudiendo tomar hasta 35 años para rehabilitarse.<sup>11</sup>

<sup>9</sup> <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/Technologies.htm>.

<sup>10</sup> Fiori, S.M. y otros (2003). “Potential Impacts of Petroleum Exploration and Exploitation on Biodiversity in a Patagonian Nature Reserve, Argentina” [Los posibles impactos de la exploración y explotación petroleras en la biodiversidad de una reserva natural patagónica, Argentina]. *Biodiversity and Conservation* [Biodiversidad y conservación], 12, 1261-1270.

<sup>11</sup> Lee, P. & Boutin, S (2006). “Persistence and Developmental Transition of Wide Seismic Lines in the Western Boreal Plains of Canada” [La persistencia y transición del desarrollo de líneas sísmicas anchas en las llanuras boreales occidentales de Canadá]. *J. Environ Management*, 78(3), 240-50.

Dependiendo de las condiciones estacionales, del tipo de hábitat, los métodos y la maquinaria utilizados para abrir las líneas sísmicas se pueden generar un conjunto de cambios ambientales complejos. Estos cambios afectan diversos componentes del ambiente tales como los microclimas, la hidrología y la biogeoquímica. Los daños iniciales a la superficie del suelo, junto con la remoción de la vegetación, pueden tener efectos duraderos en el medio ambiente, alterando el funcionamiento del ecosistema y dificultando su rehabilitación.<sup>12</sup>

La apertura de las líneas sísmicas implica remover la vegetación y allanar el terreno, lo cual puede impactar los ecosistemas profundamente. Se ha documentado las alteraciones que las líneas sísmicas causan en las propiedades físicas y químicas del suelo en bosques boreales y en las turberas. Las líneas sísmicas pueden alterar los cauces hidrológicos, los procesos biogeoquímicos y perturbar la microtopografía de la zona. Las perturbaciones generadas por las líneas sísmicas en estos ecosistemas han aumentado la densidad aparente y reducido el volumen del contenido de materia orgánica en la tierra, lo cual conlleva cambios en el ciclo del carbono, tasas más altas de mineralización y pérdida del carbono del sistema.

Los cambios en el uso y la fragmentación del suelo causan grandes efectos en la biodiversidad.<sup>13</sup> Un estudio realizado en la Reserva de la Naturaleza Auca Mahuida en la Patagonia argentina halló que las líneas sísmicas impactan todo nivel de la organización ecológica. El estudio además señaló que de manera similar a los caminos estrechos y los senderos, las líneas sísmicas generan muchos efectos ecológicos bastante conocidos tales como la fragmentación de las poblaciones de especies silvestres que dependen de los bosques, favoreciendo el ingreso de especies invasivas, el aumento de la presencia de depredadores generalistas, y el ingreso de cazadores ilegales, los cuales interfieren con los procesos ecológicos.<sup>14</sup> Investigaciones en Canadá y en el norte de EE. UU. , han mostrado hasta qué punto las líneas sísmicas han impactado las poblaciones de mamíferos.<sup>15</sup> Investigaciones en África han demostrado el impacto del ruido intenso generado por

---

<sup>12</sup> Dabros y otros (2018). "Seismic Lines in the Boreal and Arctic Ecosystems of North America: Environmental Impacts, Challenges, and Opportunities" [Las líneas sísmicas en los ecosistemas boreales y árticos de Norteamérica: Los impactos ambientales, desafíos y oportunidades]. *Environmental Reviews* [Reseñas ambientales], 26(2), 214-229. <https://doi.org/10.1139/er-2017-0080>.

<sup>13</sup> IPBES (2018). *The IPBES Assessment Report on Land Degradation and Restoration* [El informe de evaluación de IPBES de la degradación y restauración de la tierra]. En: Montanarella L., Scholes R. y Brainich A. (eds.). Secretaría de la Plataforma Intergubernamental de Ciencia y Política sobre la Biodiversidad y los Servicios Ecosistémicos, Bonn, Alemania. 10.5281/zenodo.3237392.

<sup>14</sup> Fiori, S.M. y otros. (2003). "Potential Impacts of Petroleum Exploration and Exploitation on Biodiversity in a Patagonian Nature Reserve, Argentina" [Los posibles impactos de la exploración y explotación petroleras en la biodiversidad de una reserva natural patagónica, Argentina]. *Biodiversity and Conservation* [Biodiversidad y conservación], 12, 1261-1270.

<sup>15</sup> Pattison, C. A. y otros (2020). "Seismic Linear Clearings Alter Mammal Abundance and Community Composition in Boreal Forests" [El despejo de líneas sísmicas altera la abundancia de mamíferos y la composición de su comunidad]. *Forest Ecology and Management* [Ecología y gestión forestales], 462: 117936. <https://doi.org/10.1016/j.foreco.2020.117936>.

humanos durante la exploración petrolera sísmica en la distribución de mamíferos grandes. También se ha estudiado en el Parque Nacional Loango en Gabón, donde se ha documentado la pérdida temporal de hábitat de especies en peligro de extinción en extensiones grandes de hábitat.<sup>16</sup>

### 2.1.1.2. La perforación en tierra firme



Foto 5 Pozo petrolero y producción. Liteheavy en Shutterstock.com

La perforación en tierra firme es la segunda fase de la búsqueda de petróleo y de gas. La perforación en tierra firme típicamente incluye los siguientes pasos:

**Selección de sitios:** Las empresas petroleras y gasíferas evalúan posibles sitios para la perforación exploratoria, basado en sondeos geológicos y en otros datos que indican la presencia de yacimientos de hidrocarburos.

**Perforación:** Una vez seleccionado un sitio, las operaciones de perforación pueden comenzar. Se instala un taladro de perforación en el sitio, y se hace una perforación en el suelo utilizando una broca que está en el extremo inferior a la sarta de perforación. La sarta es el conjunto de tuberías largas que conecta a la broca con el equipo de superficie.

---

<sup>16</sup> Rabanal et al. (2010). "Oil Prospecting and its Impact on Large Rainforest Mammals in Loango National Park, Gabon" [La prospección de petróleo y su impacto en los mamíferos grandes del bosque lluvioso en el Parque Nacional Loango, Gabón]. *Biological Conservation* [Conservación biológica], 143(4), 1017-1024.

El proceso de perforación puede tomar hasta varias semanas o meses, y puede implicar varias perforaciones a distintas profundidades.

**Muestreo de núcleos:** A medida que se taladra la perforación, se toman muestras cilíndricas de roca intacta del subsuelo. A esta muestra se le llama núcleo y se toman periódicamente, para evaluar los estratos de piedra y sedimento, y determinar si hay indicios de los yacimientos de hidrocarburos. Estas muestras se analizan en un laboratorio, para determinar sus propiedades químicas y físicas, e identificar posibles yacimientos petrolíferos y gasíferos.

**Pruebas:** Una vez que un posible yacimiento de hidrocarburos ha sido identificado, se pueden realizar pruebas adicionales para evaluar el tamaño, la calidad y la productividad del yacimiento. Esto, podrá implicar la fractura hidráulica (*fracking*) u otras técnicas para estimular el flujo del petróleo y gas del yacimiento.

**Producción:** Si la perforación exploratoria es exitosa y se identifica un yacimiento viable, el sitio podrá ser desarrollado para la producción de petróleo y gas. De lo contrario se abandona el pozo si la perforación exploratoria no encuentra un yacimiento viable.

La perforación en tierra firme puede provocar los siguientes tipos de impactos ambientales:

**Contaminación por la eliminación de los cortes de perforación y lodos de perforación:** Los lodos de perforación (también llamados fluidos de perforación) se utilizan para lubricar la broca, quitar los cortes de perforación y mantener la presión en el pozo durante las operaciones de perforación. La composición de los lodos de perforación varía según el tipo de perforación pero por lo general contienen una mezcla de químicos, metales pesados y otros contaminantes. Por otro lado, los cortes de perforación son fragmentos de rocas excavadas durante las operaciones de perforación. Pueden contener material radioactivo que ocurre naturalmente (NORM, por sus siglas en inglés)<sup>17</sup> y otros contaminantes dañinos para la vida acuática.<sup>18</sup>

**Impactos por el uso del agua:** Se requiere agua para la perforación, y se puede extraer de aguas superficiales (lagos o de tomas en los ríos), aguas subterráneas (pozos) o el agua almacenada en embalses (excavaciones grandes). Dependiendo del número de pozos incluidos en el programa de exploración, y si se procede con la fractura hidráulica, se

---

<sup>17</sup> Badertscher, L. M. (2023). "Elevated Sediment Radionuclide Concentrations Downstream of Facilities Treating Leachate From Landfills Accepting Oil and Gas Waste" [Elevadas concentraciones de sedimentos con radionúclidos aguas abajo de instalaciones tratando lixiviado de vertederos que aceptan desechos petrolíferos y gasíferos]. *Ecological Indicators* [Indicadores ecológicos], 154, 110616. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2023.110616>.

<sup>18</sup> Bashir, I. y otros (2020). "Concerns and Threats of Contamination on Aquatic Ecosystems" [Preocupaciones y amenazas de contaminación en ecosistemas acuáticos]. *Bioremediation and Biotechnology* [Bioremediación y biotecnología], 1–26. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-35691-0\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-030-35691-0_1).

pueden requerir grandes volúmenes de agua, provocando el agotamiento y/o contaminación de los recursos hídricos locales.<sup>19</sup>

### 2.1.2. La exploración en alta mar



Foto 6 Plataforma petrolífera durante el puesto del sol. Dabarti CGI en Shutterstock.com

Semejante a los proyectos de exploración de petróleo y gas en tierra firme, la exploración de petróleo en alta mar implica dos tipos generales de sondeos de campo: **los sondeos sísmicos** y **la perforación exploratoria**.

#### 2.1.2.1. La exploración sísmica en alta mar

La exploración de yacimientos de petróleo y gas en alta mar, es un proceso complejo y caro, que implica varios métodos y tecnologías. Un método utilizado comúnmente, es una pistola de aire comprimido montada en una embarcación que genera ondas sísmicas que ayudan a identificar posibles yacimientos de petróleo y gas en el lecho marino. El proceso de exploración de yacimientos de petróleo y gas en altamar implica los siguientes pasos:

---

<sup>19</sup> Hitaj, C., Boslett, A. J., & Weber, J. G. (2020). "Fracking, Farming, and Water" [La fractura hidráulica, la agricultura y el agua]. *Energy Policy* [Política energética], 146, 111799. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111799>.

**Planificación de sondeo:** Antes de iniciar el proceso de exploración, se realiza un sondeo detallado de la zona, para identificar los lugares más prometedores para hallar yacimientos de petróleo y gas. Dicho sondeo, puede utilizar imágenes satelitales, mapas geológicos y otros datos para identificar posibles fuentes de hidrocarburos.

**Despliegue del equipo de sondeo:** Una vez que se haya concluido el sondeo, se despliega una embarcación equipada con pistolas de aire comprimido, hidrófonos y otro equipo a la zona de sondeo. Las pistolas de aire comprimido, típicamente están montadas en la parte posterior de la embarcación, mientras que los hidrófonos se colocan en el suelo marino.

**Disparo de las pistolas de aire comprimido:** Se activan las pistolas de aire comprimido, transmitiendo ondas sísmicas poderosas a través del agua y dentro del lecho marino. Dichas ondas sísmicas, viajan a través de la corteza terrestre, y las capas de piedras bajo el suelo marino las reflejan a los hidrófonos.



*Foto 7 Personal recuperando las fuentes de señales sísmicas (pistolas) desplegadas desde una embarcación de prospección sísmica costa afuera. Las fuentes de las señales sísmicas producen ondas acústicas submarinas con aire a alta presión. Jouni Niskakoski en Shutterstock.com*

**Compilación y análisis de datos:** Los hidrófonos registran las ondas sísmicas a medida que rebotan de las capas de roca debajo del lecho marino. Estos datos luego son transmitidos a la embarcación, donde se analizan para identificar posibles yacimientos de petróleo y gas.

**Identificación del sitio de perforación:** El equipo de exploración puede identificar posibles sitios de perforación donde pueden existir yacimientos de petróleo y gas con base en los datos sísmicos. Dichos sitios de perforación, entonces son marcados para realizar exploraciones adicionales y posiblemente perforación.

El uso de pistolas de aire comprimido montadas en embarcaciones puede afectar la vida marina, incluidos delfines, ballenas y otros mamíferos marinos.<sup>20</sup> Las ondas sísmicas generadas por estas pistolas de aire comprimido pueden dañar o perturbar a estos animales,<sup>21</sup> generando preocupaciones sobre su bienestar, como se detalla a continuación.

### *Los impactos en los mamíferos marinos*



Foto 8 Ballenas jorobadas. Vivek Kumar en Unsplash.

---

<sup>20</sup> Escuela de Posgrado de Oceanografía de la Universidad de Rhode Island. (n.d.). *Seismic Airguns. Discovery of Sound in the Sea* [Las pistolas de aire comprimido: Descubriendo el sonido en el mar]. <https://dosits.org/animals/effects-of-sound/anthropogenic-sources/seismic-airguns/>; Weilgart, L. (2013). "A Review of the Impacts of Seismic Airgun Surveys on Marine Life" [Una reseña de los impactos de las pistolas de aire comprimido en la vida marina]. Presentado al Taller de Expertos de la CBD sobre el Ruido Submarino y Sus Efectos en la Diversidad Biológica Marina y Costera, 25-27 de febrero de 2014, Londres, Reino Unido. Disponible en: <http://www.cbd.int/doc/?meeting=MCBEM-2014-01>.

<sup>21</sup> Tibbetts, J. H. (2018). "Air-Gun Blasts Harm Marine Life across the Food Web" [Las ráfagas de las pistolas de aire comprimido perjudican a la vida marina a través de la red trófica]. *BioScience*, 68(12), 1024. <https://doi.org/10.1093/biosci/biy123>.

Se ha demostrado que el uso de pistolas de aire comprimido montadas en una embarcación genera los siguientes impactos en los mamíferos marinos:

**Daños auditivos:** El fuerte ruido producido por las pistolas de aire comprimido puede causar daños auditivos en los mamíferos marinos. La exposición al ruido intenso puede provocar la pérdida de audición temporal o permanente,<sup>22</sup> lo cual puede impactar su habilidad de comunicarse, localizar presa y navegar.<sup>23</sup>

**Alteraciones conductuales:** El ruido de las pistolas de aire comprimido puede alterar el comportamiento normal de los mamíferos marinos afectando sus patrones migratorios, alimentación y hábitos de apareamiento. Por ejemplo, las ballenas pueden evitar áreas donde operan las pistolas de aire comprimido, lo cual repercute en su éxito de alimentación y reproducción.<sup>24</sup>

**Interferencia en la comunicación:** El ruido producido por las pistolas de aire comprimido puede interferir con las señales acústicas que utilizan los mamíferos marinos para comunicarse. Esto dificulta su capacidad para localizarse entre sí y coordinar sus actividades, lo cual podría afectar su supervivencia y reproducción.<sup>25</sup>

**Estrés fisiológico:** El ruido de las pistolas de aire comprimido puede causar estrés fisiológico en los mamíferos marinos, provocando cambios en sus niveles hormonales,

---

<sup>22</sup> Finneran, J. J. (2015). "Noise-Induced Hearing Loss in Marine Mammals: A Review of Temporary Threshold Shift Studies From 1996 to 2015" [La pérdida auditiva en los mamíferos marinos provocada por el ruido: Una reseña de cambios temporales de umbrales entre 1996 y 2015]. *The Journal of the Acoustical Society of America* [La revista de la Sociedad Acústica de América], 138(3), 1702–1726. <https://doi.org/10.1121/1.4927418>.

<sup>23</sup> Bain, D. & Williams, R. (2006). "Long-Range Effects of Airgun Noise on Marine Mammals: Responses as a Function of Received Sound Level and Distance" [Los efectos de largo alcance del ruido de las pistolas de aire comprimido en los mamíferos marinos: Las respuestas como función del nivel y de la distancia sonoras recibidas]. *Sea Mammal Research Unit* [Unidad de Investigaciones de Mamíferos Marinos] (SMRU, por sus siglas en inglés). <https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Bain-and-Williams-2006.pdf>.

<sup>24</sup> Miller, P. J. y otros. (2009). "Using At-Sea Experiments to Study the Effects of Airguns on the Foraging Behavior of Sperm Whales in the Gulf of Mexico" [Utilizando experimentos en alta mar para estudiar los efectos de las pistolas de aire comprimido en el comportamiento de búsqueda de alimento de los cachalotes en el Golfo de México]. *Deep Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers* [Investigaciones en aguas profundas, primera parte: Informes de investigación oceanográfica], 56(7), 1168–1181. <https://doi.org/10.1016/j.dsr.2009.02.008>.

<sup>25</sup> Blackwell, S. B. y otros. (2015). "Effects of Airgun Sounds on Bowhead Whale Calling Rates: Evidence for Two Behavioral Thresholds" [Los efectos de los sonidos de las pistolas de aire comprimido en las tasas de comunicación entre las ballenas de Groenlandia: Pruebas para dos umbrales conductuales]. *PLOS ONE*, 10(6), e0125720. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0125720>.

ritmo cardíaco<sup>26</sup> y otras funciones fisiológicas.<sup>27</sup> Esto puede impactar su salud y bienestar general, aumentar su susceptibilidad a las enfermedades, y a otras fuentes de estrés en el ambiente.

**Incidentes por varamiento:** En algunos casos, el ruido de las pistolas de aire comprimido puede desorientar a los mamíferos marinos, provocando su varamiento en playas u otras áreas costeras. Esto, puede resultar en heridas o muerte, impactando gravemente a las poblaciones locales.<sup>28</sup>

### *Los impactos en la pesca*

El uso de pistolas de aire comprimido montadas en una embarcación también puede tener impactos significativos en la pesca. Estos impactos pueden ser directos o indirectos, afectando tanto las operaciones pesqueras comerciales como de subsistencia. Algunas de las formas en que el uso de pistolas de aire comprimido puede impactar la pesca incluyen:

**Perturbación del comportamiento de peces:** El fuerte ruido de las pistolas de aire comprimido puede alterar el comportamiento de los peces de la zona, provocando que se alejen del ruido y se desorienten.<sup>29</sup> Esto puede afectar las actividades de pesca en la zona impactada.<sup>30</sup>

**Daños a los peces y a sus hábitats:** Las poderosas ondas sísmicas generadas por las pistolas de aire comprimido pueden causar daños físicos a los peces y sus hábitats. Estos daños,

---

<sup>26</sup> Miksis, J. y otros. (2001). "Cardiac Responses to Acoustic Playback Experiments in the Captive Bottlenose Dolphin (*Tursiops truncatus*)" [Respuestas cardíacas a experimentos de reproducción acústica en los delfines mulars (*Tursiops truncatus*)]. *Journal of Comparative Psychology* [Revista de psicología comparativa] (Washington, D.C. : 1983), 115, 227–232. <https://doi.org/10.1037/0735-7036.115.3.227>.

<sup>27</sup> Elmegaard, S. L. y otros. (2021). "Heart Rate and Startle Responses in Diving, Captive Harbour Porpoises (*Phocoena phocoena*) Exposed to Transient Noise and Sonar" [Ritmo cardíaco y respuestas de sobresalto en la marsopa común (*Phocoena phocoena*) captiva que se zambulle expuesta al ruido transitorio y al sonar]. *Biology Open*, 10(6), bio058679. <https://doi.org/10.1242/bio.058679>.

<sup>28</sup> Parsons, E. C. M. (2017). "Impacts of Navy Sonar on Whales and Dolphins: Now Beyond a Smoking Gun?" [Impactos del sonar de la armada en ballenas y delfines: ¿Ahora es más que una prueba irrefutable?] *Frontiers in Marine Science* [Fronteras en la ciencia marina], 4. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2017.00295>.

<sup>29</sup> Fewtrell, J. L., & McCauley, R. D. (2012). "Impact of Air Gun Noise on the Behaviour of Marine Fish and Squid" [Impacto del ruido de pistolas de aire comprimido en el comportamiento de peces marinos y calamares]. *Marine Pollution Bulletin* [Boletín de contaminación marina], 64(5), 984–993. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2012.02.009>.

<sup>30</sup> Løkkeborg, S., Ona, E., Vold, A., & Salthaug, A. (2012). "Sounds from Seismic Air Guns: Gear- and Species-Specific Effects on Catch Rates and Fish Distribution" [Los sonidos de las pistolas sísmicas de aire comprimido: Los efectos específicos del equipo y de las especies en las tasas de pesca y la distribución de peces]. *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences* [Revista canadiense de pesca y ciencias acuáticas], 69(8), 1278–1291. <https://doi.org/10.1139/f2012-059>.

pueden incluir la ruptura de las vejigas natatorias de los peces, heridas internas<sup>31</sup> o daños a los hábitats críticos, como los arrecifes de coral u otras estructuras.<sup>32</sup>

**Desplazamiento de poblaciones de peces:** El ruido de las pistolas de aire comprimido puede hacer que los peces se alejen del área afectada, causando el desplazamiento las poblaciones de peces. Esto puede afectar las actividades de pesca de la zona, y a largo plazo, impactar la viabilidad de la pesca regional.<sup>33</sup>

**Impactos económicos en las comunidades de pescadores:** La perturbación o el desplazamiento de poblaciones de peces puede afectar significativamente a las comunidades de pescadores que dependen de estos recursos. La reducción en las capturas debido a cambios en el comportamiento de los peces, podría disminuir los ingresos y aumentar las dificultades económicas de las comunidades de pescadores y sus familias.<sup>34</sup>

### *Los impactos en las especies de invertebrados*

Los invertebrados marinos, tales como los corales, crustáceos y moluscos desempeñan un rol crucial en los ecosistemas marinos. Su pérdida o degradación puede tener efectos en cadena sobre otras especies y funciones ecosistémicas. Algunas de las formas en que el uso de pistolas de aire comprimido puede impactar a los invertebrados marinos incluyen:

**Daños físicos:** Las poderosas ondas sísmicas generadas por las pistolas de aire comprimido pueden causar daños físicos a los invertebrados marinos,<sup>35</sup> como rupturas o

---

<sup>31</sup> Popper, A. y otros. (2014). *ASA S3/SC1.4 TR-2014 Sound Exposure Guidelines for Fishes and Sea Turtles: A Technical Report Prepared by ANSI-Accredited Standards Committee S3/SC1 and Registered with ANSI* [Pautas para la exposición sonora para peces y tortugas marinas: Un informe técnico preparado por el Comité de Normas ANSI Acreditadas S3/SC1 y Registrado con ANSI]. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-06659-2>

<sup>32</sup> Dabros, A., Pyper, M., & Castilla, G. (2018). "Seismic Lines in the Boreal and Arctic Ecosystems of North America: Environmental Impacts, Challenges, and Opportunities" [Líneas sísmicas en los ecosistemas boreales y árticos de Norteamérica: Impactos, retos y oportunidades ambientales]. *Environmental Reviews* [Reseñas ambientales], 26(2), 214–229. <https://doi.org/10.1139/er-2017-0080>.

<sup>33</sup> Engås, A., Løkkeborg, S., Ona, E., & Soldal, A. V. (1996). "Effects of Seismic Shooting on Local Abundance and Catch Rates of Cod (*Gadus morhua*) and Haddock (*Melanogrammus aeglefinus*)" [Los efectos de los disparos sísmicos en la abundancia local y en las tasas de caza de bacalao (*Gadus morhua*) y de eglefino (*Melanogrammus aeglefinus*)]. *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences* [Revista canadiense de pesca y ciencias acuáticas], 53(10), 2238–2249. <https://doi.org/10.1139/f96-177>; de Jong, K. y otros. (2018). "Noise Can Affect Acoustic Communication and Subsequent Spawning Success in Fish" [El ruido puede afectar la comunicación acústica y el subsiguiente éxito de engendrar para peces]. *Environmental Pollution* [Contaminación ambiental], 237, 814–823. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2017.11.003>.

<sup>34</sup> Løkkeborg, S., Ona, E., Vold, A., & Salthaug, A. (2012). "Effects of Sounds From Seismic Air Guns on Fish Behavior and Catch Rates" [Los efectos del ruido de pistolas sísmicas de aire comprimido en el comportamiento y tasa de pesca de peces]. *The Effects of Noise on Aquatic Life* [Los efectos del ruido en la vida acuática], 415–419. Springer New York.

<sup>35</sup> Day, R. D. et al. (2017). "Exposure to Seismic Air Gun Signals Causes Physiological Harm and Alters Behavior in the Scallop *Pecten fumatus*" [La exposición a los señales de las pistolas sísmicas de aire comprimido causa

desplazamientos de colonias de corales o daños en las conchas de los moluscos que puede afectar su supervivencia, el crecimiento<sup>36</sup> y la reproducción.<sup>37</sup>

**Cambios de comportamiento:** El fuerte ruido producido por las pistolas de aire comprimido puede perturbar el comportamiento de los invertebrados marinos, afectando su alimentación, apareamiento u otros comportamientos esenciales. Esto puede disminuir su éxito en la reproducción, su supervivencia y contribuir a la disminución de sus poblaciones.<sup>38</sup>

**Pérdida o degradación de hábitats:** Los daños físicos causados por las pistolas de aire comprimido pueden provocar la pérdida o degradación de hábitats críticos para los invertebrados marinos, como los arrecifes de coral y otras estructuras que ofrecen refugio o alimento. Esto puede generar reducir las poblaciones de invertebrados y afectar las funciones ecológicas del ecosistema.

**Impactos indirectos:** Los impactos de las pistolas de aire comprimido en otras especies marinas tales como los peces y las tortugas marinas pueden afectar indirectamente los invertebrados marinos debido a cambios en sus interacciones y relaciones dentro del ecosistema.

### *Los impactos en las tortugas marinas*

Las tortugas marinas son especialmente vulnerables al ruido de alta intensidad generado por las pistolas de aire comprimido. A continuación se detallan algunas de las formas como las pistolas de aire comprimido pueden afectar a las tortugas marinas:

---

daños fisiológicos y altera el comportamiento de la vieira *Pecten fumatus*] *Proceedings of the National Academy of Sciences* [Actas de la Academia Nacional de Ciencias], 114(40), E8537–E8546.  
<https://doi.org/10.1073/pnas.1700564114>.

<sup>36</sup> de Soto, N. A. y otros. (2013). "Anthropogenic Noise Causes Body Malformations and Delays Development in Marine Larvae" [Los ruidos antropogénicos causan deformidades corporales y retrasos del desarrollo de larvas marinas]. *Scientific Reports* [Informes científicos], 3(1), Artículo 1.  
<https://doi.org/10.1038/srep02831>.

<sup>37</sup> Solé, M. y otros. (2018). "A Critical Period of Susceptibility to Sound in the Sensory Cells of Cephalopod Hatchlings" [Un periodo crítico de susceptibilidad al sonido en las células sensoriales de cría de cefalópodo]. *Biology Open*, 7(10), bio033860. <https://doi.org/10.1242/bio.033860>; Hudson, D. M. y otros. (2022) "Potential Impacts From Simulated Vessel Noise and Sonar on Commercially Important Invertebrates" [Los posibles impactos del ruido simulado de embarcaciones y de sonar en los invertebrados comercialmente importantes]. *PeerJ*, 10, e12841. <https://doi.org/10.7717/peerj.12841>.

<sup>38</sup> Rising, K. y otros. (2022). "Anthropogenic Noise May Impair the Mating Behaviour of the Shore Crab *Carcinus maenas*" [El ruido antropogénico puede alterar el comportamiento de apareamiento del cangrejo de mar *Carcinus maenas*]. *PLOS ONE*, 17(10), e0276889. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0276889>; Fewtrell, J. L., & McCauley, R. D. (2012). "Impact of Air Gun Noise on the Behaviour of Marine Fish and Squid" [Impacto del ruido de pistolas de aire comprimido en el comportamiento de peces marinos y calamares]. *Marine Pollution Bulletin* [Boletín de contaminación marina], 64(5), 984–993.  
<https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2012.02.009>.

**Daños auditivos:** El ruido intenso generado por las pistolas de aire comprimido puede causar daños auditivos en las tortugas marinas, afectando su capacidad de escuchar y navegar bajo el agua. Esto puede aumentar el riesgo de lesiones o de muerte debido a colisiones con embarcaciones y otros peligros.<sup>39</sup>



**Alteraciones conductuales:** El ruido fuerte de las pistolas de aire comprimido puede alterar el comportamiento normal de las tortugas marinas,<sup>40</sup> haciendo que ellas cambien sus patrones alimentarios o migratorios, o alteren su comportamiento de anidación. Esto puede impactar su habilidad de encontrar alimentación y parejas, y además, de reproducir.<sup>41</sup>

**Estrés fisiológico:** El ruido de las pistolas de aire comprimido puede causar estrés fisiológico en las tortugas marinas, provocando cambios en sus niveles hormonales, ritmo cardíaco y otras funciones biológicas. Esto, puede impactar su salud y bienestar, y aumentar su susceptibilidad a enfermedades y a otros factores ambientales estresantes.

**Heridas o mortalidad:** En ciertos casos, las ondas sísmicas generadas por las pistolas de aire comprimido pueden herir físicamente o matar a las tortugas marinas de manera directa. Las ondas sísmicas pueden romper los tímpanos y causar heridas internas, o desorientar a las tortugas hasta tal punto que chocan con las embarcaciones, así como otros peligrós.

*Foto 9 Tortugas marinas en Guatemala. Andre Julian en Unsplash.*

### 2.1.2.2. La perforación exploratoria en alta mar

Los impactos ambientales de la perforación exploratoria en alta mar incluyen:

---

<sup>39</sup> Hazel, J., & Gyuris, E. (2006). "Vessel-Related Mortality of Sea Turtles in Queensland, Australia" [La mortalidad de tortugas marinas relacionada con embarcaciones en Queensland, Australia]. *Wildlife Research* [Investigaciones de la vida silvestre], 33(2), 149–154. <https://doi.org/10.1071/WR04097>.

<sup>40</sup> DeRuiter, S., & Kamel, L. (2023). "Loggerhead Turtles Dive in Response to Airgun Sound Exposure" [La tortuga boba se zambulle en respuesta a la exposición al sonido de pistolas de aire comprimido]. *Endangered Species Research* [Investigaciones de especies en peligro de extinción], 16: 55–63. <https://doi.org/10.3354/esr00396>.

<sup>41</sup> Nelms, S. E. y otros. (2016). "Seismic Surveys and Marine Turtles: An Underestimated Global Threat?" [Los sondeos sísmicos y tortugas marinas: ¿Una amenaza mundial subestimada?] *Biological Conservation* [Conservación biológica], 193, 49–65. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2015.10.020>.

**Descarga de residuos de perforación:** La perforación genera grandes volúmenes de lodos y recortes de perforación que continenen diversas sustancias químicas y metales pesados. La descarga de estos residuos puede afectar significativamente al ambiente marino circundante, causando contaminación y alterando los hábitats del fondo marino al cubrirlos o sofocarlos.<sup>42</sup>

**Perturbación de hábitats:** Las perforación en alta mar implica la construcción de plataformas e infraestructura, lo cual puede perturbar y destruir hábitats marinos sensibles, como los arrecifes de coral, los lechos de pasto marino y formaciones rocosas submarinas. Estos hábitats sirven como zonas críticas de reproducción y alimentación para especies marinas y su destrucción puede provocar una disminución de la biodiversidad.<sup>43</sup>

**Derrames de petróleo:** El riesgo de derrames de petróleo es una gran preocupación en la perforación en alta mar. Accidentes durante la perforación o producción de petróleo, fallas de equipo o los desastres naturales pueden causar derrames de petróleo que pueden devastar los ecosistemas marinos, hábitats costeros y vida silvestre.<sup>44</sup>

La descarga de residuos de perforación, la perturbación de hábitats y los derrames de petróleo son frecuentes durante la producción de petróleo y gas en alta mar. El subcapítulo siguiente proporciona información más detallada sobre estos impactos de la producción de petróleo y gas.

---

<sup>42</sup> Antia, M. y otros. (2022). "Environmental and Public Health Effects of Spent Drilling Fluid: An Updated Systematic Review" [Los efectos ambientales y en la salud pública del fluido de perforación usado: Una reseña sistemática actualizada]. *Journal of Hazardous Materials Advances* [Revista de avances en materia de materiales peligrosos], 7, 100120. <https://doi.org/10.1016/j.hazadv.2022.100120>; Trannum, H. C. y otros. (2010). "Effects of Sedimentation From Water-Based Drill Cuttings and Natural Sediment on Benthic Macrofaunal Community Structure and Ecosystem Processes" [Los efectos de la sedimentación de los cortes de perforación a base de agua y los sedimentos naturales en la estructura comunitaria y los procesos ecosistémicos de la macrofauna bentónica]. *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology* [Revista de la biológica y ecología marinas experimentales], 383(2), 111–121. <https://doi.org/10.1016/j.jembe.2009.12.004>.

<sup>43</sup> Jones, G. P. y otros. (2004). "Coral Decline Threatens Fish Biodiversity in Marine Reserves" [La disminución de los corales amenaza la biodiversidad de los peces en las reservas marinas]. *Proceedings of the National Academy of Sciences* [Actas de la Academia Nacional de Ciencias], 101(21), 8251–8253. <https://doi.org/10.1073/pnas.0401277101>; Hanski, I. (2011). "Habitat Loss, the Dynamics of Biodiversity, and a Perspective on Conservation" [La pérdida de hábitats, las dinámicas de la biodiversidad y una perspectiva de la conservación]. *Ambio*, 40(3), 248–255. <https://doi.org/10.1007/s13280-011-0147-3>.

<sup>44</sup> Barron, M. G. y otros. (2020). "Long-Term Ecological Impacts From Oil Spills: Comparison of Exxon Valdez, Hebei Spirit, and Deepwater Horizon" [Los impactos ecológicos a largo plazo de los derrames de petróleo: Una comparación de Exxon Valdez, Hebei Spirit y Deepwater Horizon]. *Environmental Science & Technology* [Ciencia ambiental & tecnología], 54(11), 6456–6467. <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b05020>; Cubit, J. D. y otros. (n.d.). *An Oil Spill Affecting Coral Reefs and Mangroves on the Caribbean Coast of Panama* [Un derrame de petróleo impactando los arrecifes de coral y manglares en la costa caribe de Panamá]. Smithsonian Tropical Research Institute [Instituto de Investigaciones Tropicales del Smithsonian]. <https://biogeodb.stri.si.edu/oilspill/page/background>.

## 2.2. Los impactos de la producción

### 2.2.1. Los impactos climáticos

El sector petrolero y gasífero contribuye significativamente a las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) en el mundo y juega un papel importante en el cambio climático. La extracción, producción y combustión de los combustibles fósiles (incluyendo el petróleo y gas) liberan grandes cantidades de GEI a la atmósfera, principalmente el **dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)** y el **metano (CH<sub>4</sub>)**. Al acumularse en la atmósfera, estos gases atrapan el calor y contribuyen al efecto invernadero, lo cual provoca el calentamiento global y el cambio climático. La combustión de combustibles fósiles en la producción, transporte y procesos industriales energéticos es una fuente significativa de emisiones de CO<sub>2</sub>.

**El Metano** es un potente GEI liberado durante la extracción, el procesamiento y el transporte de petróleo y gas. Las fugas de metano ocurren en varias etapas incluyendo la perforación, la producción, el procesamiento, el almacenamiento y la distribución. El metano, además se fuga frecuentemente de los pozos cerrados y abandonados. El metano tiene un potencial de calentamiento bastante más alto que el CO<sub>2</sub> a lo largo de plazos más cortos, convirtiéndolo en un contribuyente principal del calentamiento global.<sup>45</sup>

Estudios recientes en EE. UU., han mostrado que las pérdidas de metano pueden variar entre el 1% y el 9% de la producción total de gas, con una tasa promedio ponderada por producción de aproximadamente el 3%.<sup>46</sup> El cálculo más reciente del potencial de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés) a lo largo de 100 años estimada por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) es 29,8 para el metano de origen fósil,<sup>47</sup> lo cual significa que las tasas de pérdida a esta escala pueden representar una fracción de las emisiones GEI durante el ciclo de vida del petróleo y gas natural.

El sector petrolero y gasífero, con frecuencia impulsa **la deforestación y los cambios en el uso de suelos**. Los bosques suelen actuar como sumideros de carbono, absorbiendo CO<sub>2</sub> de la atmósfera. Aun así, cuando se talan para la exploración de petróleo y gas o el desarrollo de infraestructura, se liberan grandes reservas de carbono a la atmósfera, contribuyendo al calentamiento global. Los procesos de extracción y refinamiento del petróleo y gas requieren una cantidad sustancial de energía, que a menudo proviene de combustibles fósiles. La energía consumida en estas operaciones contribuye a las emisiones de GEI. Es más, la naturaleza energéticamente intensiva de la extracción de las

---

<sup>45</sup> <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>.

<sup>46</sup> Sherwin, E., Rutherford, J., Zhang, Z., Chen, Y., Wetherley, E., Yakovlev, P., ... & Cusworth, D. (2023). *Quantifying Oil and Natural Gas System Emissions Using One Million Aerial Site Measurements* [La cuantificación de las emisiones del sistema de petróleo y gas natural utilizando un millón de medidas aéreas de sitios]. <https://assets-eu.researchsquare.com/files/rs-2406848/v1/5cb675b0-cb6b-4b8f-ba6c-97fe6eff5442.pdf?c=1710399992>.

<sup>47</sup> [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_Chapter\\_07.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter_07.pdf).

### **¿Podemos reducir las emisiones GEI provenientes de los combustibles fósiles?**

Cuando utilizamos combustibles fósiles para producir calor o electricidad, intentamos reducir al máximo posible el flujo de emisiones de gases a la atmósfera. Por ejemplo, una central eléctrica a carbón puede emplear precipitadores electrostáticos para eliminar la contaminación por el material particulado antes de que salga por la chimenea. Pero, ¿qué sucede con el CO<sub>2</sub> y otros GEI? ¿Es posible eliminarlos también?

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el principal gas emitido en la combustión de los combustibles fósiles. Al quemar estos combustibles, el carbono contenido en ellos se combina con el oxígeno en el aire, generando CO<sub>2</sub> en grandes cantidades. Por ejemplo, un solo galón (aproximadamente 4 litros) de gasolina produce casi 20 libras (alrededor de 10 kg) de CO<sub>2</sub> al quemarse. Esta cantidad de CO<sub>2</sub> es demasiado grande para ser eliminada de manera práctica en la mayoría de los casos.

Las empresas petroleras suelen promover la tecnología **de captura y almacenamiento de carbono (CAC)**, un proceso que consiste en capturar el CO<sub>2</sub> de las emisiones de las centrales eléctricas, licuarlo e inyectarlo a gran profundidad bajo la tierra. Aunque se han construido algunas centrales piloto con tecnología CAC, actualmente no se utiliza de manera generalizada en ninguna instalación del mundo. Implementar CAC aumentaría considerablemente la complejidad y el costo de las centrales eléctricas ya que requeriría capturar y almacenar de forma permanente miles de toneladas de CO<sub>2</sub> cada día. Por lo tanto, aunque una central eléctrica prometa “filtrar” los contaminantes del aire, las cantidades de CO<sub>2</sub> emitidas no se reducirán significativamente.

Por otro lado, la mayor fuente de metano no proviene de la combustión de los combustibles fósiles, sino de las fugas de los gasoductos e instalaciones de gas natural. Estas pequeñas fugas pueden ocurrir en cualquier parte del sistema, lo que hace muy difíciles identificarlas y controlarlas.

fuentes no convencionales de combustibles fósiles, tales como las arenas bituminosas o el gas de esquisto, incrementa aún más las emisiones de carbono.

El sector de petróleo y gas, además contribuye al calentamiento global a través de las **emisiones indirectas** asociadas con la producción y el transporte de equipo e infraestructura. Estas emisiones, con frecuencia denominadas “emisiones incorporadas”, resultan de la fabricación y del transporte de materiales como el acero y el concreto que se utilizan en la construcción de plataformas petrolíferas, oleoductos y gasoductos, refinerías y otras infraestructuras relacionadas.

Según el Sexto Informe de Evaluación del IPCC, el sector energético que incluye el petróleo y gas, representó aproximadamente el 34% de las emisiones de GEI en el mundo en 2019.<sup>48</sup> Estudios sugieren que la industria petrolera y gasífera es responsable de una parte importante de las emisiones antropogénicas de metano, posiblemente entre el 20% y el 25% o más. Al combinar las emisiones del CO<sub>2</sub> y metano, se puede calcular

---

<sup>48</sup> IPCC [Equipo principal de redacción, H. Lee y J. Romero (eds.)]. (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report* [Cambio Climático 2023: Informe síntesis]. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Sexto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. IPCC, Ginebra, Suiza, 184 pp., doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. [https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_SYR\\_FullVolume.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_FullVolume.pdf).

razonablemente que el sector de petróleo y gas contribuye sustancialmente a las emisiones GEI.

Diversas agencias y organizaciones internacionales han formulado recomendaciones advertencias sobre la necesidad de enfrentar el futuro desarrollo petrolero y gasífero para evitar el cambio climático catastrófico. El IPCC destaca la urgencia de realizar reducciones rápidas y sustanciales de las emisiones GEI para limitar el calentamiento global muy por debajo de los 2° C de los niveles preindustriales, preferiblemente 1,5° C. Para lograrlo, **el IPCC enfatiza la necesidad de eliminar el uso de los combustibles fósiles** y hacer una transición hacia fuentes energéticas renovables y bajas en carbono.<sup>49</sup>

El Acuerdo de París, es un tratado internacional que busca combatir el cambio climático. Según este acuerdo, las naciones se comprometieron a limitar el calentamiento global a menos de 2° C, y a intentar limitarlo a 1,5° C. Para alcanzar dichas metas los países deben implementar medidas para reducir las emisiones GEI, **disminuir el uso de combustibles fósiles** y promover formas de desarrollo sostenible.<sup>50</sup> La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en un reciente informe titulado *Cero neto para 2050*, proporciona una hoja de ruta para lograr cero emisiones netas en 2050. Este informe enfatiza la necesidad de no realizar **ninguna inversión nueva en proyectos, de exploración y desarrollo de petróleo y gas** conforme a las metas del Acuerdo de París.<sup>51</sup> También recomienda que los gobiernos prioricen las inversiones en las tecnologías e infraestructura de energía limpia y eliminen gradualmente el uso de combustibles fósiles. En conjunto estas recomendaciones enfatizan la necesidad urgente de reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles para mitigar el cambio climático efectivamente. Igualmente recalcan la importancia de hacer la transición a las fuentes de energía renovable, mejorar la eficiencia energética e implementar prácticas de desarrollo sostenible.

## 2.2.2. La producción en tierra firme

### 2.2.2.1. Los impactos en la calidad del aire

La operación de los pozos de petróleo y gas puede tener impactos significativos en la **calidad del aire ambiental** – es decir, la cantidad de contaminación presente en un área determinada, ya sea un lugar, barrio o ciudad. Estas emisiones ocurren en varias etapas de los procesos de extracción y de producción.<sup>52</sup> Muchos países o regiones establecen normas que limitan las cantidades máximas permitidas de los contaminantes del aire más peligrosos. Estas normas suelen conocerse como **Normas o Estándares Nacionales de**

---

<sup>49</sup> Ibídem.

<sup>50</sup> <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.

<sup>51</sup> AIE. (2021). *Cero neto para 2050*. AIE, París <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

<sup>52</sup> USEPA. (4 octubre de 2023). “*Basic Information about Oil and Natural Gas Air Pollution Standards*” [Información básica sobre las normas de contaminación del aire proveniente del petróleo y gas]. *Controlling Air Pollution from the Oil and Natural Gas Operation* [Controlando la contaminación del aire proveniente de la operación petrolera y gasífera]. <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-operations/basic-information-about-oil-and-natural>.

**Calidad de Aire Ambiental (NAAQS**, por sus siglas en inglés). A menudo, estos contaminantes se denominan ‘**contaminantes NAAQS**’ o los ‘**contaminantes criterio**’.



Foto 10 Quema de gas durante la extracción de petróleo, Rusia. Solodov Aleksei en Shutterstock.com.

Los compuestos orgánicos volátiles (COV) se emiten durante los procesos de extracción y producción de petróleo y gas. Los COV incluyen varios hidrocarburos que pueden reaccionar con los óxidos de nitrógeno en la atmósfera, formando ozono a nivel del suelo (esmog). El ozono es un contaminante peligroso que puede causar problemas respiratorios y otros problemas de salud. Las emisiones de los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) ocurren durante los procesos de combustión, en las turbinas de gas o los motores utilizados para la perforación y el transporte. Los  $\text{NO}_x$  contribuyen a la formación del ozono a nivel del suelo y de la material particulado (MP), lo cual impacta la calidad del aire y la salud humana.

Las operaciones de los pozos de petróleo y gas pueden liberar MP, que consiste en diminutas partículas sólidas y gotitas líquidas suspendidas en el aire. Estas partículas pueden ser emitidas directamente por los procesos de combustión o formarse como partículas secundarias a través de reacciones químicas en el ambiente. El MP puede tener efectos adversos en la salud, especialmente cuando es inhalado, provocando problemas respiratorios y cardiovasculares. Algunos pozos de petróleo y gas producen ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), un gas tóxico de olor desagradable. La exposición a altas concentraciones del  $\text{H}_2\text{S}$  puede ser peligroso para la salud humana y representar una amenaza tanto para trabajadores como para las comunidades cercanas. Durante la producción de petróleo y gas, la quema (eliminación del exceso de gas mediante combustión) y el venteo de gas (liberación directa de gas en la atmósfera) son prácticas comunes. Según el Banco Mundial, en 2021 se quemaron alrededor de 144 mil millones de metros cúbicos (BCM) de gas a nivel mundial, generando la emisión de aproximadamente 0,4 mil de millones de toneladas  $\text{CO}_2$  equivalente.<sup>53</sup> Esto representa el 0,01% de todas las emisiones antropogénicas de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) en el mundo. El calor generado por la quema de gas puede detectarse mediante teledetección.<sup>54</sup> La quema y venteo de gas liberan  $\text{CO}_2$ , metano, COVs y otros contaminantes del aire de

<sup>53</sup> Grupo Banco Mundial, Hu y otros. (2022). *Global Flaring and Methane Reduction Partnership* [Alianza Mundial para la Reducción de la Quema de Gas y Metano] (GFMR, por sus siglas en inglés), anteriormente la *Global Gas Flaring Reduction Partnership* [Alianza Mundial para la Reducción de la Quema de Gas] (GGFR, por sus siglas en inglés). <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>.

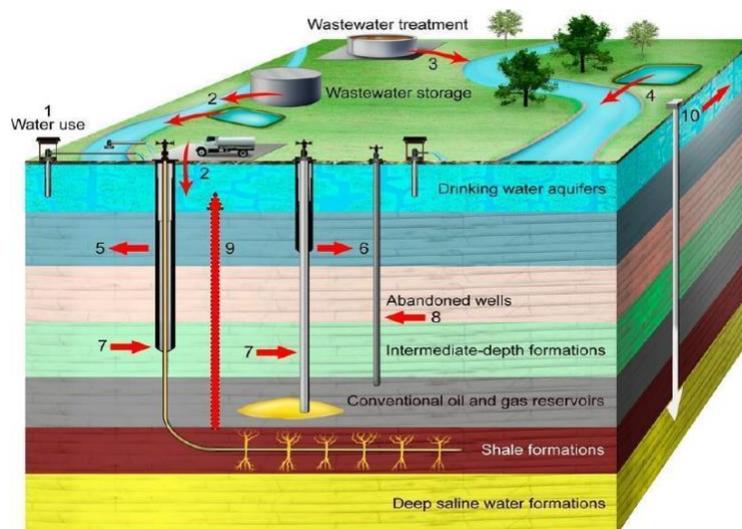
<sup>54</sup> Elvidge, C.D., Zhizhin, M., Baugh, K., Hsu, F.C., Ghosh, T. (2019). “*Extending Nighttime Combustion Source Detection Limits with Short Wavelength VIIRS Data*” [Extendiendo los límites de detección de las fuentes de combustión nocturna con los datos VIIRS de corta longitud de onda]. *Remote Sens. (Basel)* 11, 395; Hu y otros. (2023). “*An Approach to Detect Gas Flaring Sites Using Sentinel-2 MSI and NOAA-20 VIIRS Images*” [Un abordaje para detectar los sitios de quema de gas utilizando imágenes de Sentinel-2 MSI y NOAA-20 VIIRS]. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation* 124: 103534 [Revista internacional de la observación aplicada de la tierra y la geoinformación].

manera directa, contribuyendo a problemas de contaminación del calidad del aire a nivel local y regional.

Los derrames de petróleo afectan la calidad del aire. El petróleo contiene compuestos volátiles tóxicos como el benceno, el tolueno, el etilbenceno y el xileno, colectivamente conocidos como BTEX. Estos compuestos se caracterizan por ser tóxicos, mutágenos y carcinógenos, y pueden tener efectos adversos tanto en la salud humana como en los ecosistemas. Debido a su persistencia en el medio ambiente y al riesgo que representan para la salud humana, la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (USEPA, por sus siglas en inglés) los ha clasificado como contaminantes ambientales prioritarios.<sup>55</sup>

### 2.2.2.2. Los impactos en el agua

Se ilustran a continuación (fuente: Avner Vengosh<sup>56</sup>) los impactos en las aguas superficiales y subterráneas de los proyectos de petróleo y gas, e incluyen lo siguiente:



**Figura 1:** Ilustración esquemática (no a escala) de posibles modos de impactos del agua asociados con el desarrollo del gas de esquito (fuente: Vengosh, 2014).

### Agotamiento de los recursos hídricos locales

<sup>55</sup> Samantha, S. K. y otros. (2002). "Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Environmental Pollution and Bioremediation" [Los hidrocarburos aromáticos policíclicos: La contaminación ambiental y la bioremediación]. *Trends in Biotechnology* [Tendencias en la biotecnología], 20(6), 243-248.

<sup>56</sup> Vengosh y otros. (2014). "A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States" [Una reseña crítica de los riesgos para los recursos hídricos provenientes del desarrollo del gas de esquito no convencional y de la fractura hidráulica en EE. UU.]. *Environmental Science and Technology* [Ciencia ambiental y tecnología]. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es405118y>.

Se requieren grandes cantidades de agua para la perforación, finalización y fractura hidráulica de los pozos no convencionales de gas natural, llegando a necesitarse hasta aproximadamente 30.000 m<sup>3</sup> por pozo.<sup>57</sup> El agua se extrae de acuíferos, ríos y reservorios, mediante permisos de largo o corto plazo. El acceso a grandes volúmenes de agua en un corto periodo requiere su almacenamiento provisional en grandes estanques o embalses. Además, la industria utiliza estanques y excavaciones tanto para acceder como para almacenar el agua. Desafortunadamente, una parte del agua no puede ser reciclada, lo que ejerce presión sobre las fuentes locales de agua, especialmente este consumo entra en conflicto con los periodos de sequía o caudales bajos. Esto es particularmente problemático en regiones con poco monitoreo de aguas superficiales, lo cual dificulta la cuantificación de los efectos negativos.

### *La degradación de la calidad del agua*

Además de los derrames y filtraciones de aguas residuales almacenadas en fosas abiertas cerca de los sitios de perforación, los proyectos de petróleo y gas pueden degradar la calidad del agua de tres maneras, detalladas a continuación: 1) la eliminación e inyección del agua de producción;<sup>58</sup> 2) la inyección de los líquidos de la fractura hidráulica, que contienen aditivos tóxicos y 3) la pérdida de la integridad de miles de pozos abandonados.<sup>59</sup>

### *La eliminación del agua de producción*

El agua de producción es el agua que se extrae junto con el petróleo y gas durante la producción de hidrocarburos. Además, algunas de las sustancias químicas añadidas durante el procesamiento de los líquidos de embalse pueden terminar en el agua de producción. Este agua suele ser de baja calidad (es decir, altamente salina y con contenido de metales tóxicos). Durante la perforación exploratoria, la cantidad del agua de producción es baja, por lo que la infraestructura para su manejo (tratamiento y eliminación) puede no estar disponible. Como resultado, existe un mayor riesgo de que el agua de producción no sea tratada y eliminada de forma segura.

La eliminación inadecuada del agua de producción, puede ser consecuencia de prácticas no éticas durante el transporte (por ejemplo, vertidos ilícitos), fugas en la infraestructura de almacenamiento y transporte, o la inyección en pozos de eliminación inadecuados que dan lugar a fugas. Los contaminantes presentes en el agua de producción pueden contaminar las aguas subterráneas poco profundas y las aguas superficiales. En el caso de los pozos de eliminación, los impactos pueden ocurrir a grandes profundidades, siendo difíciles de identificar y de monitorear, lo que puede llevar a la contaminación de acuíferos

---

<sup>57</sup> Ben Parfitt, B. (febrero de 2023). *Fractured Land* [Tierra rota] [webinario]. Stand.Earth.

<sup>58</sup> Kharaka y otros. (2024). *Groundwater and Petroleum* [El agua subterránea y el petróleo].

<sup>59</sup> Se han perforado aproximadamente 6 millones de pozos en EEUU y Canadá (ibídem).

de forma retardada.<sup>60, 61, 62</sup> En la mayoría de las instalaciones de producción en alta mar, el agua de producción se separa del flujo del proceso petrolero, y tras su tratamiento, es liberada en el ambiente marino, o eliminada en formaciones subterráneas.

### *La toxicidad de los aditivos de la fractura hidráulica*

Se utilizan diversos aditivos en los fluidos de la fractura hidráulica para mejorar la eficacia de la extracción de los líquidos y prevenir la obstrucción en las zonas fracturadas. Estos aditivos pueden incluir una mezcla de ácidos, bactericidas, dispersantes, entre otras sustancias. Estos productos pueden ser tóxicos si son liberados en el medio ambiente, ya sea en la superficie durante el tratamiento y uso (véase la sección sobre la contaminación de los acuíferos y fuentes de agua, más arriba), o durante y después de las operaciones de fractura hidráulica, especialmente si el pozo en cuestión ha sufrido una pérdida de integridad (véase la sección siguiente).

### *La pérdida de la integridad de los pozos a largo plazo*

La pérdida de la integridad de pozos (LOWI, por sus siglas en inglés) se refiere a la reducción de la capacidad de un pozo para funcionar como un conducto sellado debido a la degradación del revestimiento de acero (por ejemplo, fracturas, perforaciones, corrosión) y/o la degradación del concreto y/o de la lechada (por ejemplo, rajaduras, microfracturas, degradación geoquímica) en el espacio interanular. A lo largo de los pozos de perforación (cuyas longitudes verticales pueden exceder los 2.000 metros) existen diversas zonas subterráneas con líquidos a diversas presiones. Cuando se crean rutas a lo largo de un pozo de perforación debido a la LOWI, los líquidos fluyen impulsados por el gradiente de presión. Esto puede llevar a que líquidos profundos de baja calidad se asciendan, contaminando los acuíferos superficiales e intermedios, y liberen metano y de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Además puede hacer que los acuíferos superficiales filtren hacia zonas más profundas, perdiendo su presión piezométrica con el tiempo. Esto podría reducir los niveles freáticos, afectando de manera negativa los cuerpos de agua superficiales (por

---

<sup>60</sup> Ryan, C. y otros. (2015). "Subsurface Impacts of Hydraulic Fracturing" [Los impactos bajo la superficie de la fractura hidráulica]. *Canadian Water Network* [Red Canadiense de Agua].

<sup>61</sup> Darrah, T. H. et al. (2014). "Noble Gases Identify the Mechanisms of Fugitive Gas Contamination in Drinking-Water Wells Overlying the Marcellus and Barnett Shales" [Los gases nobles identifican los mecanismos de la contaminación del gas fugitivo en los pozos de agua potable superpuestos en el esquivo Marcellus y Barnett]. *PNAS* 111(39). [www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1322107111](http://www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1322107111).

<sup>62</sup> Aker, A. M., Friesen, M., Ronald, L. A., Doyle-Waters, M. M., Takaro, T. J., Thickson, W., ... & McGregor, M. J. (2024). "The Human Health Effects of Unconventional Oil and Gas Development (UOGD): A Scoping Review of Epidemiologic Studies" [Los efectos en la salud humanas del desarrollo no convencional del petróleo y gas (UOGD, por sus siglas en inglés): Una reseña de alcance de los estudios epidemiológicos]. *Canadian Journal of Public Health* [Revista canadiense de salud pública], 1-22.

ejemplo, disminuyendo los niveles de lagos, el caudal de ríos y provocando sequías en lagos, ríos y humedales).<sup>63</sup>

Desafortunadamente, una vez perforado, el pozo permanece de forma indefinida. Por lo tanto, los efectos de LOWI deben considerarse a muy largo plazo (por ejemplo, décadas o siglos), ya que se ajustan al marco temporal del movimiento de las aguas subterráneas.

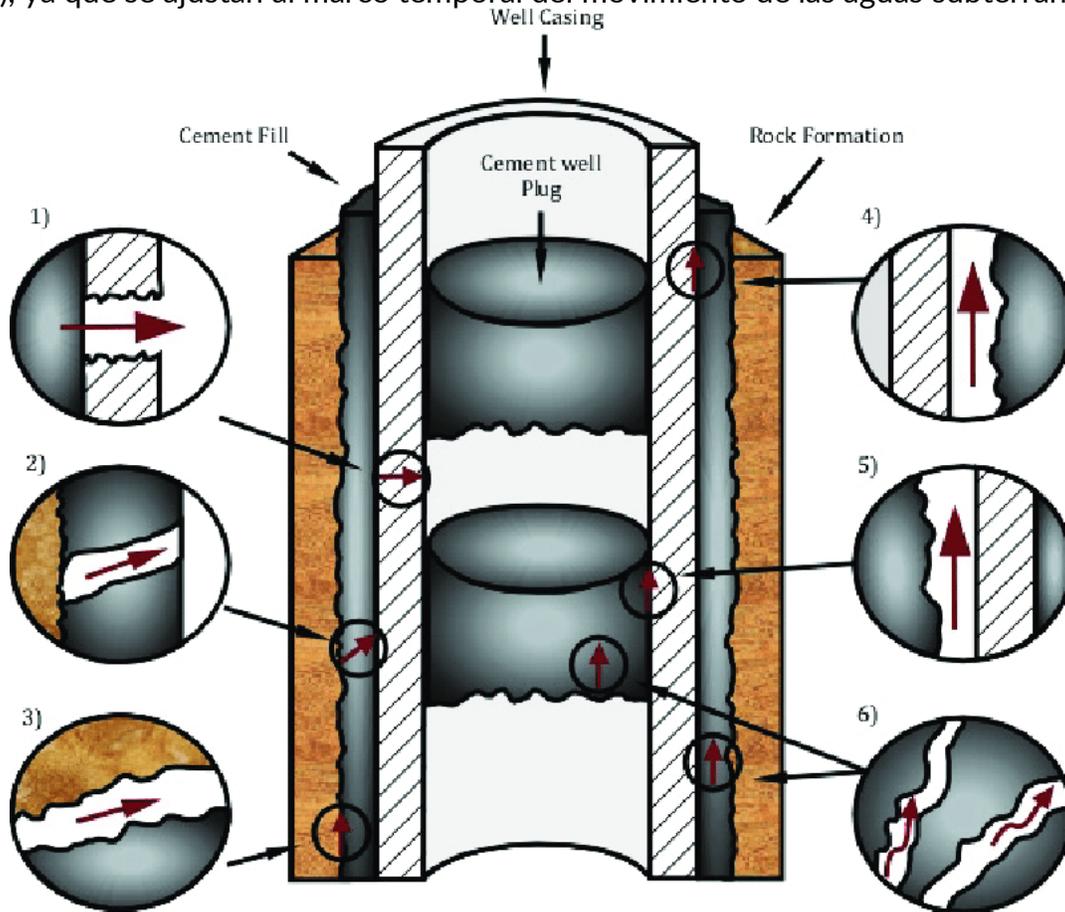


Foto 11 Recasens, M., Garcia, S., Mackay, E., Delgado, J., & Maroto-Valer, M. M. (2017). *Experimental Study of Wellbore Integrity for CO2 Geological Storage* [Estudio experimental de la integridad de pozos de perforación para el almacenamiento geológico de CO2]. *Energy Procedia*, 114, 5249-5255. [https://www.researchgate.net/figure/Overview-of-potential-leakage-pathways-along-an-existing-wellbore-through-the-casing\\_fig1\\_319194372](https://www.researchgate.net/figure/Overview-of-potential-leakage-pathways-along-an-existing-wellbore-through-the-casing_fig1_319194372).

### 2.2.2.3. La pérdida de hábitats

Los proyectos de petróleo y gas en tierra firme pueden tener impactos ambientales significativos en las áreas tropicales o boscosas, donde a menudo existe una alta

<sup>63</sup> Chesnaux, R., Dal Soglio, L., & Wendling, G. (2013). "Modeling the Impacts of Shale Gas Extraction on Groundwater and Surface Water Resources" [Modelando los impactos del gas de esquisto en los recursos hídricos subterráneos y superficiales]. *GeoMontreal*.

biodiversidad.<sup>64</sup> La pérdida de hábitats a nivel mundial ha resultado en una reducción del 30% de la integridad de los hábitats terrestres. Debido a la relación existente entre el área del hábitat y el número de especies, se estima que más de 500.000 de las aproximadamente 5,9 millones de especies terrestres en el mundo, o alrededor del 9%, no tienen suficiente hábitat para sobrevivir a largo plazo. Si estos hábitats no se restauran, esas especies estarán en peligro de extinción y muchas podrán desaparecer en pocas décadas.<sup>65</sup>

La deforestación ha reducido la contribución de la biodiversidad a la polinización, la regulación del clima, la regulación de la calidad del agua, las oportunidades para el aprendizaje y la inspiración y el mantenimiento de las opciones para el futuro.<sup>66</sup> Para acceder a los sitios de perforación, las empresas a menudo abren caminos e instalan plataformas de pozos, lo que requiere la tala y desbroce de grandes áreas de bosque. Estas infraestructuras también fragmentan los hábitats al alterar las condiciones microclimáticas, disminuir la disponibilidad de los hábitats, impactar las especies y la resiliencia de los ecosistemas para tolerar o recuperarse de eventos extremos,<sup>67</sup> y dificultar que las especies se desplacen libremente y accedan a los recursos.<sup>68</sup>

La construcción de oleoductos y gasoductos para el transporte del petróleo y gas conlleva la tala y desbroce de grandes franjas de bosque para instalar estas infraestructuras lineales, local fragmenta los hábitats y crea barreras para el movimiento de la fauna silvestre. Las actividades de construcción y el movimiento de equipos pueden introducir especies invasoras, alterando el equilibrio de los ecosistemas locales.<sup>69</sup> Los efectos de las especies invasoras suelen ser graves para las especies nativas, especialmente en islas y en áreas con altas proporciones de especies endémicas.<sup>70</sup>

---

<sup>64</sup> Agbagwa, I. O., & Ndukwu, B. C. (2014). "Oil and Gas Pipeline Construction-Induced Forest Fragmentation and Biodiversity Loss in the Niger Delta, Nigeria" [La fragmentación de bosques y pérdida de biodiversidad generada por la construcción de oleoductos y gasoductos en el Delta del Níger, Nigeria]. *Natural Resources* [Recursos naturales], 5(12), 698.

<sup>65</sup> IPBES. (2018). *The IPBES Assessment Report on Land Degradation and Restoration* [Informe de evaluación de IPBES sobre la degradación y reforestación de la tierra]. En: Montanarella L., Scholes R. y Brainich A. (eds.). Secretaría de la Plataforma Intergubernamental de Ciencia y Política sobre la Biodiversidad y los Servicios Ecosistémicos, Bonn, Alemania. 10.5281/zenodo.3237392.

<sup>66</sup> *Ibidem*.

<sup>67</sup> Koelemeijer, I. A. et al. (2022). "Interactive Effects of Drought and Edge Exposure on Old-Growth Forest Understory Species" [Los efectos interactivos de la sequía y exposición de franjas en las especies del sotobosque de selvas antiguas]. *Landscape Ecology* [Ecología de paisaje] 37(7), 1839–1853.

<sup>68</sup> Brittingham, M. C., Maloney, K. O., Farag, A. M., Harper, D. D., & Bowen, Z. H. (2014). "Ecological Risks of Shale Oil and Gas Development to Wildlife, Aquatic Resources and Their Habitats" [Riesgos ecológicos del desarrollo de petróleo y gas de esquisto en los recursos acuáticos silvestres y sus hábitats]. *Environmental Science & Technology* [Ciencia ambiental y tecnología], 48(19), 11034-11047.

<sup>69</sup> *Ibidem*.

<sup>70</sup> IPBES. (2018). *The IPBES Assessment Report on Land Degradation and Restoration* [Informe de evaluación de IPBES sobre la degradación y reforestación de la tierra]. En: Montanarella L., Scholes R. y Brainich A. (eds.). Secretaría de la Plataforma Intergubernamental de Ciencia y Política sobre la Biodiversidad y los Servicios Ecosistémicos, Bonn, Alemania. 10.5281/zenodo.3237392.

Los cambios de uso de suelo y la construcción de infraestructuras pueden alterar las dinámicas naturales de los ecosistemas, afectando la composición de las especies y biodiversidad.<sup>71</sup> La deforestación y la fragmentación de los hábitats, pueden empeorar la propagación de enfermedades infecciosas emergentes en humanos, animales domésticos o las plantas. El deterioro de la naturaleza altera los beneficios que esta proporciona a las personas, con implicaciones directas e indirectas para la salud pública, y puede agravar las desigualdades existentes en el acceso a la atención médica y a una alimentación saludable.<sup>72</sup>

El calor liberado por la quema de gases aumenta la temperatura del suelo, la actividad microbiana y las emisiones de CO<sub>2</sub>. La biomasa microbiana, la respiración basal y la liberación de reservas de materia orgánica pueden aumentar con la distancia al sitio de quema.<sup>73</sup> Las temperaturas del aire y de la tierra en las zonas cercanas a los sitios de quema aumentan, mientras que la humedad relativa y la humedad de la tierra disminuyen hacia el lugar de quema, y todo parámetro químico del suelo disminuyen a medida de que se acercan al sitio. La quema puede crear microclimas que generan efectos adversos en el suelo, lo que conduce a una disminución de las cosechas, como ocurrió en el Delta Níger, donde las cosechas de maíz se redujeron en más de un 58% dentro de un radio de dos kilómetros del sitio del quema.<sup>74</sup>

#### 2.2.2.4. Los derrames de petróleo

Cada año, miles de derrames de petróleo ocurren a nivel mundial en tierra firme. Aunque la mayoría de dichos derrames son pequeños, muchos pueden convertirse en desastres ambientales de gran magnitud.<sup>75</sup> La velocidad a la que un derrame se extiende a través del medio ambiente determinará sus efectos. Los derrames de petróleo en tierra firme pueden tener impactos devastadores y duraderos en los ambientes terrestres, afectando

---

<sup>71</sup> Harfoot, M. B., Tittensor, D. P., Knight, S., Arnell, A. P., Blyth, S., Brooks, S., ... & Burgess, N. D. (2018). "Present and Future Biodiversity Risks From Fossil Fuel Exploitation" [Los riesgos actuales y futuros para la biodiversidad de la explotación de los combustibles fósiles]. *Conservation Letters*, 11(4), e12448.

<sup>72</sup> IPBES. (2018). *The IPBES Assessment Report on Land Degradation and Restoration* [Informe de evaluación de IPBES sobre la degradación y reforestación de la tierra]. En: Montanarella L., Scholes R. y Brainich A. (eds.). Secretaría de la Plataforma Intergubernamental de Ciencia y Política sobre la Biodiversidad y los Servicios Ecosistémicos, Bonn, Alemania. 10.5281/zenodo.3237392.

<sup>73</sup> Yevdokimov, I. V. y otros. (2017). "Thermal Impact of Gas Flares on the Biological Activity of Soils" [El impacto térmico de la quema de gas en la actividad biológica de la tierra]. *Eurasian Soil Science* [La pedología euroasiática], 50 (12), 1455-1462.

<sup>74</sup> Odjugo, P.A.O. y Osemwenkhae, E.J. (2009). "Natural Gas Flaring Affects Microclimate and Reduces Maize (*Zea mays*) Yield" [La quema del gas natural afecta el microclima y reduce la cosecha de maíz (*Zea mays*)]. *International Journal of Agriculture and Biology* [Revista Internacional de agricultura y biología], 11, 408-412.

<sup>75</sup> Michael-Igolima, U. y otros. (2022). "A Systematic Review of the Effectiveness of Remediation Methods for Oil Contaminated Soils" [Una reseña sistemática de la eficacia de los métodos de remediación de la tierra contaminada de petróleo]. *Environmental Advances* [Avances medio ambientales] 9:100319. <https://doi.org/10.1016/j.envadv.2022.100319>.

el suelo, la vegetación, la vida silvestre y los recursos hídricos. Estos impactos pueden ser aún más severos que los derrames de petróleo en alta mar, debido al menor movimiento del agua en los ecosistemas de agua dulce.<sup>76</sup>



Foto 12 Voluntarios(as) limpian un derrame de petróleo, tras el naufragio de barco petrolero en las Islas Mauricio. Ohrim en Shutterstock.com

Un derrame de petróleo puede deberse a accidentes, fallas de los equipos, errores humanos, vandalismo en las instalaciones de petróleo, o infraestructura inadecuada. Los derrames de petróleo pueden provocar contaminación, compactación y alteración de la aireación del suelo, así como infiltración de agua contaminada en el suelo, afectando la disponibilidad de nutrientes e inhibiendo el crecimiento y desarrollo de las plantas. Esto puede llevar a una reducción de la biomasa, cambios en las hojas y raíces de las plantas,<sup>77</sup> y transformaciones de

las comunidades microbianas y actividades enzimáticas del suelo.<sup>78</sup>

Algunas sustancias tóxicas presentes en el petróleo crudo derramado pueden evaporarse rápidamente, lo que reduce la exposición de los animales, plantas y seres humanos a las sustancias más tóxicas con el tiempo, generalmente limitándose a la zona inicial del derrame.<sup>79</sup> Sin embargo, algunos organismos pueden morir o sufrir daños graves al entrar en contacto el petróleo derramado. Los efectos tóxicos subletales, pueden durar más tiempo y ser más sutiles. La muerte o daño a la vegetación, pueden generar la pérdida de hábitats y afectar la cadena alimentaria. La vida silvestre terrestre, incluidos insectos,

---

<sup>76</sup> Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (1999). *Understanding Oil Spills and Oil Spill Response* [Entendiendo los derrames de petróleo y la respuesta a los derrames de petróleo]. Oil Program Center [Centro del Programa Petrolero]. 48 pp. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>.

<sup>77</sup> Da Silva Correa, H., y otros. (2022). "Effects of Oil Contamination on Plant Growth and Development: A Review" [Los efectos de la contaminación del petróleo en el crecimiento de las plantas: Una reseña]. *Environmental Science and Pollution Research* [La ciencia ambiental y la investigación de la contaminación], 29, 43501-43515; Ewetola, E. (2013). "Effect of Crude Oil Pollution on Some Soil Physical Properties" [El efecto de la contaminación del crudo en ciertas propiedades físicas de la tierra]. *IOSR Journal of Agriculture and Veterinary Science* [Revista IOSR de agricultura y ciencia veterinaria] 6(3), 14-17.

<sup>78</sup> Huang, L. y otros. (2021). "Oil Contamination Drives the Transformation of Soil Microbial Communities: Co-occurrence Pattern, Metabolic Enzymes and Culturable Hydrocarbon-Degrading Bacteria" [La contaminación petrolera impulsa la transformación de las comunidades microbianas de la tierra: El patrón de ocurrencia simultánea, las enzimas metabólicas y las bacterias cultivables que degradan los hidrocarburos]. *Ecotoxicology and Environmental Safety* [La ecotoxicología y la seguridad medio ambiental], 225:112740.

<sup>79</sup> Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (1999). *Understanding Oil Spills and Oil Spill Response* [Entendiendo los derrames de petróleo y la respuesta a los derrames de petróleo]. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>.

mamíferos y aves, puede verse directamente afectados por los derrames de petróleo. Los animales pueden entrar en contacto con el suelo, agua o la vegetación contaminados, lo que provoca su envenenamiento, la alteración de su hábitat y posibles disminuciones en sus poblaciones.

El petróleo derramado en el suelo puede filtrarse en cuerpos de agua, contaminando las aguas superficiales y subterráneas.<sup>80</sup> En los cuerpos de agua estancados, el petróleo puede permanecer en el medio ambiente por muchos años, ya que tiende a formar charcos. Estos ecosistemas, como ciénagas, lagos tierra adentro y estanques, albergan diversas especies de peces, mamíferos y aves que pueden sufrir impactos por un derrame de petróleo. El petróleo derramado también puede interactuar con los sedimentos del fondo de los cuerpos de agua dulce, impactando los organismos que se alimentan o habitan en los sedimentos.<sup>81</sup>

En los ríos y arroyos, a medida que fluye el agua, los derrames de petróleo tienden a tener efectos menos graves que en aguas más tranquilas. En estos casos, el petróleo derramado tiende a quedar atrapado en las plantas o hierbas que crecen en orillas. Sin embargo, si los ríos son fuente de agua de bebida de los pobladores, los derrames de petróleo pueden poner en riesgo directamente la salud humana.<sup>82</sup>

La contaminación por derrames de petróleo puede tener efectos en cascada en los ecosistemas acuáticos, afectando la disponibilidad del agua limpia para tanto la vida silvestre como para las comunidades humanas. Los derrames de petróleo pueden reducir la estabilidad del suelo, provocando más erosión y sedimentación en cuerpos de agua cercanos, degradando la calidad del agua y causando perjuicios en los hábitats acuáticos. Las consecuencias ecológicas a largo plazo de los derrames de petróleo en tierra firme pueden ser graves y sus impactos pueden permanecer durante muchos años o décadas. La remediación de los ecosistemas afectados puede ser lenta, especialmente en áreas con dinámicas ecológicas complejas y sensibles.<sup>83</sup>

Un derrame de petróleo puede perjudicar a la fauna silvestre a través del contacto directo, la contaminación tóxica, la destrucción de las fuentes de alimento y hábitats, y problemas

---

<sup>80</sup> Duffy, J. J. y otros. (1980). "Oil Spills on Land as Potential Sources of Groundwater Contamination" [Los derrames de petróleo en la tierra como posibles fuentes de contaminación del agua subterránea]. *Environment International* [Medio ambiente internacional], 3(2):107-120.

<sup>81</sup> Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. . (1999). *Understanding Oil Spills and Oil Spill Response* [Entendiendo los derrames de petróleo y la respuesta a los derrames de petróleo]. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>.

<sup>82</sup> *Ibidem*.

<sup>83</sup> Wekpe, V. O., & Idisi, B. E. (2024). "Long-Term Monitoring of Oil Spill Impacted Vegetation in the Niger Delta Region of Nigeria: A Google Earth Engine Derived Vegetation Indices Approach" [El monitoreo a largo plazo de la vegetación impactada por derrames de petróleo en la región de la Delta Níger: Un abordaje de índices de la vegetación derivado de Google Earth Engine]. *Journal of Geography, Environment and Earth Science International* [Revista internacional de geografía, medio ambiente y ciencias de la tierra], 28(2), 27-40.

reproductivos.<sup>84</sup> El contacto físico con el petróleo puede ser dañino para los animales ya que su pelaje o plumas se enredan, lo que les hace perder sus propiedades aislantes y aumenta el riesgo de muerte por frío. En el caso de las aves, el daño a la estructura de sus plumas, que les permite flotar o volar, incrementa el riesgo de ahogamiento.



Foto 13 Pájaro cubierto de petróleo. Mike Shooter en Shutterstock.com

La contaminación tóxica puede afectar a algunas especies por la inhalación de vapores de petróleo, dañando su sistema nervioso central, hígado y pulmones. Además, los animales pueden ingerir el petróleo, lo que puede afectar las células en su tracto intestinal, reduciendo su habilidad de comer o digerir alimentos. Los derrames de petróleo también pueden afectar a la fauna silvestre y sus hábitats, incluso aquellos que no han sido directamente perjudicados. Cuando los depredadores consumen presas contaminadas, pueden exponerse a la contaminación del petróleo a través de la ingestión. El sabor y el olor desagradable de la contaminación del petróleo pueden causar que los depredadores rechacen su presa, lo que puede causar su muerte por inanición. En algunos casos, una población local de presas puede ser diezmada, dejando sin alimento a los depredadores. Los efectos de los derrames de petróleo pueden perdurar por largos periodos, especialmente en aguas tranquilas, donde el petróleo puede interactuar con las rocas o los sedimentos y permanecer en el medio ambiente por un tiempo indefinido. Los derrames de petróleo pueden causar problemas reproductivos en las aves y mamíferos. El petróleo puede transferirse fácilmente de las plumas de un ave y a sus huevos, asfixiándolos al sellar los poros y obstruir el intercambio de gases. Además, la

---

<sup>84</sup> Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. . (1999). *Understanding Oil Spills and Oil Spill Response* [Entendiendo los derrames de petróleo y la respuesta a los derrames de petróleo]. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>.

exposición al petróleo ha demostrado tener efectos en el desarrollo de los embriones de las aves. El número de animales que se reproducen y de hábitats de anidación también pueden verse reducidos por los derrames de petróleo. Asimismo, se han observado problemas reproductivos a largo plazo en animales expuestos al petróleo.

Ejemplos recientes de derrames de petróleo en tierra firme incluyen:

- Dakota del Norte, EEUU (julio de 2015): Un oleoducto operado por Tesoro Logistics en Dakota del Norte se rompió, liberando más de 20.000 barriles de crudo en un riachuelo. El derrame impactó tierras de cultivo, contaminó fuentes de agua y mató peces y otra vida acuática.
- Alberta, Canadá (marzo de 2015): Un derrame de un oleoducto de Nexen Energy ocurrió en Alberta, Canadá liberó aproximadamente 31.000 barriles de emulsión bituminosa, afectando a la vida silvestre y generando preocupaciones sobre la eficacia de la recuperación de las arenas bituminosas.
- Ogoniland, Nigeria (varios incidentes): Nigeria ha experimentado varios derrames de petróleo en tierra firme a lo largo de los años, debido al sabotaje de los oleoductos, las fallas del equipo y los problemas operativos. Estos derrames han tenido impactos grandes en los ecosistemas terrestres, tierras de cultivo y comunidades locales.



Foto 14 Coffeyville, Kansas, 19 de julio de 2007 – Un contratista retira charcos de petróleo que fueron liberados por una refinería local. Las inundaciones y la contaminación causada por el petróleo destruyeron la mayor parte del pueblo aguas abajo. Leif Skoogfors/FEMA

#### 2.2.2.5. El ruido, la infraestructura y la contaminación lumínica

Toda actividad asociada con el petróleo y gas, requiere maquinaria pesada (excavadoras, cargadoras, camiones, taladros de perforación, bombas, etc.) e instalaciones (estaciones de compresión, etc.) que generan ruido constante, especialmente en instalaciones que operan las 24 horas del día. Este ruido puede tener efectos negativos en la abundancia de especies sensibles, alterar las dinámicas entre depredadores y presas, afectar la comunicación acústica como un estresor fisiológico. En Alberta, Canadá, el ruido generado por la perforación petrolífera, las operaciones de extracción petrolífera, la red eléctrica y la infraestructura tuvo un efecto nocivo en el uso de hábitats, el éxito de la anidación y la calidad de la reproducción de aves cantoras migratorias de la pradera.<sup>85</sup>

---

<sup>85</sup> Rosa, P. & Koper, N. (2021). "Impacts of Oil Well Drilling and Operating Noise on Abundance and Productivity of Grassland Songbirds" [Los impactos de la perforación de pozos petroleros y el ruido de operación en la abundancia y productividad de aves cantoras de pradera]. *Journal of Applied Ecology* 59 [Revista de la ecología aplicada], 574–584. <https://doi.org/10.1111/1365-2664.14075>.



Foto 15 Trabajando en una plataforma de pozos petrolíferos de noche. Huyangshu en Shutterstock.com

Las plataformas de los pozos petrolíferos también utilizan luces potentes para permitir la perforación durante la noche. Tanto el ruido como la luz, tienen efectos negativos en la vida silvestre, desalentando su presencia y afectando las poblaciones locales.<sup>86</sup> Además el tráfico generado por el transporte de equipo y materiales durante las actividades de construcción, perforación y operación también impacta la fauna silvestre y poblaciones humanas, incluso a cierta distancia de los lugares de perforación principales.<sup>87</sup>

#### 2.2.2.6. La actividad sísmica inducida y aumentada

La fractura hidráulica, junto con la operación de pozos de inyección y eliminación, ha desencadenado actividades sísmicas, con eventos registrados de hasta 5,8 en la escala Richter.<sup>88</sup> Esto se conoce como “sismicidad inducida” y puede tener efectos negativos en la infraestructura bajo subterránea (por ejemplo, dañando o fracturando el revestimiento), lo que aumenta el riesgo de LOWI (por sus siglas en inglés, descrita anteriormente), así como la infraestructura superficial y paisajes (por ejemplo, deslizamientos de tierra).

#### 2.2.2.7. Los efectos acumulativos

Los efectos acumulativos son los impactos combinados de varios factores estresantes o actividades en el medio ambiente, la sociedad o la economía a lo largo del tiempo. Estos efectos, resultan de la acumulación o interacción de varios factores, que a menudo ocurren de manera simultánea o secuencial, provocando impactos compuestos que pueden superar los efectos de los factores individuales por separado. En la producción de petróleo

---

<sup>86</sup> Rutherford, T. K., Maxwell, L. M., Kleist, N. J., Teige, E. C., Lehrter, R. J., Gilbert, M. A., ... & Carter, S. K. (2023). *Effects of Noise From Oil and Gas Development on Ungulates and Small Mammals—A Science Synthesis to Inform National Environmental Policy Act Analyses* [Los efectos del ruido del desarrollo de petróleo y gas en los ungulados y mamíferos pequeños – Una síntesis de la ciencia para informar los análisis de la Ley Nacional de Política Ambiental] (No. 2023-5114). Servicio Geológico de EE. UU. .

<sup>87</sup> Feinstein, L. C., Phillips, S., Banbury, J., Hamdoun, A., CT, S., & Nicklisch, B. L. (2015). “*Potential Impacts of Well Stimulation on Wildlife and Vegetation*” [Los posibles impactos de la estimulación de pozos en la vida silvestre y vegetación]. *An Independent Scientific Assessment of Well Stimulation in California* [Una evaluación científica independiente de la estimulación de pozos en California], 2, 310-373.

<sup>88</sup> [https://www.usgs.gov/faqs/how-large-are-earthquakes-induced-fluid-injection;](https://www.usgs.gov/faqs/how-large-are-earthquakes-induced-fluid-injection)  
[https://inducedearthquakes.org.](https://inducedearthquakes.org)

en tierra firme, dichos efectos acumulativos típicamente incluyen la alteración de los ecosistemas y la vida silvestre, la degradación del suelo, la modificación del paisaje, los ecosistemas y el régimen hídrico, así como la liberación de contaminantes en el aire, agua y tierra provenientes de las siguientes actividades:

- La construcción de infraestructuras de acceso (por ejemplo, caminos, vías férreas, aeropuertos, puertos)
- El suministro de electricidad (por ejemplo, líneas de alta tensión, centrales eléctricas)
- La deforestación
- La extracción y el consumo del agua
- El riesgo de contaminación
- La fragmentación del territorio o ecosistemas
- La construcción de la infraestructura
- Las operaciones continuas
- Los cambios en las poblaciones

Los efectos acumulativos deben ser evaluados a nivel de cuencas y ecosistemas completos, y abarcar largos periodos de tiempo (décadas).

### 2.2.3. La producción en alta mar

#### 2.2.3.1. *La eliminación de los lodos de perforación y recortes de perforación*

La eliminación indebida de los lodos y recortes de perforación, puede generar varios impactos negativos en los ambientes marinos. Los lodos y recortes de perforación pueden contener sustancias químicas tóxicas que perjudican la vida marina. Dichas sustancias químicas, pueden ser absorbidas por las algas, plantas y animales, y pueden acumularse en sus tejidos a lo largo del tiempo, produciendo efectos a largo plazo en su salud. Los lodos y recortes de perforación pueden contaminar los sedimentos y el agua, afectando la calidad del ambiente marino. Esto, puede impactar la supervivencia y reproducción de los organismos marinos, y afectar la biodiversidad global del ecosistema. Además, el depositar lodos y recortes de perforación en el suelo marino, puede alterar físicamente el ambiente marino, lo cual puede afectar a las comunidades bentónicas que albergan hábitats importantes para muchos organismos marinos.<sup>89</sup>

---

<sup>89</sup> Chen, Z., Cameron, T. C., Couce, E., Garcia, C., Hicks, N., Thomas, G. E., ... & O'Gorman, E. J. (2024). *Oil and Gas Platforms Degrade Benthic Invertebrate Diversity and Food Web Structure* [Las plataformas petroleras y gasíferas degradan la diversidad de invertebrados bentónicos y la estructura de la red alimenticia]. *Science of the Total Environment* [La ciencia del ambiente total], 929, 172536. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969724026822> Fraser, G. S. (2014). "Impacts of Offshore Oil and Gas Development on Marine Wildlife Resources" [Los impactos del desarrollo de petróleo y gas en los recursos de vida silvestre marina]. *Peak Oil, Economic Growth, and Wildlife Conservation* [El pico del petróleo, el crecimiento económico y la conservación de la vida silvestre], 191-217. Nueva York, NY: Springer New York; Sil, A., Wakadikar, K., Kumar, S., Babu, S. S., Sivagami, S. P. M., Tandon, S., ... &

### 2.2.3.2. Los derrames de petróleo

Los derrames de petróleo en alta mar resultantes de reventones o explosiones incontroladas (“blowout” en inglés) de pozos pueden tener consecuencias catastróficas, causando daños ambientales y económicos significativos. Algunos de los peores derrames de petróleo en alta mar provenientes de reventones de pozos incluyen:



Foto 16 24 de mayo 2010, imagen satelital del derrame de petróleo de Deepwater Horizon en el Golfo de México. Michon Scott, NASA's Earth Observatory, NASA Goddard Space Flight Center

- El derrame de petróleo de Deepwater Horizon (2010): Este, se considera el peor derrame de petróleo en alta mar de la historia, causado por la explosión incontrolada de un pozo en el Golfo de México. El reventón provocó una explosión en la plataforma de perforación, la muerte de 11 trabajadores y heridas de otros 17. El derrame liberó aproximadamente 4,9 millones de barriles de petróleo en el océano durante 87 días, provocando daños ambientales extensos y costando miles de millones de dólares en tareas de limpieza y compensación.
- El derrame de petróleo de Ixtoc I (1979): Este derrame de petróleo ocurrió debido a un reventón en el Golfo de México, cerca de la costa de México. El pozo explotó el 3 de junio de 1979, y el derrame continuó por nueve meses antes de que finalmente se pudo sellar el pozo. Durante ese periodo, aproximadamente 3,3 millones de barriles de petróleo fueron liberados en el océano, convirtiéndolo en uno de los derrames de petróleo más grandes de la historia en ese momento.
- El derrame de petróleo de Montara (2009): Este derrame de petróleo ocurrió cerca de la costa de Australia Occidental, y fue causado por un reventón de una

---

Hettiaratchi, P. (2012). “Toxicity Characteristics of Drilling Mud and its Effect on Aquatic Fish Populations” [Las características de la toxicidad del lodo de perforación y su efecto en las poblaciones acuáticas de peces]. *Journal of Hazardous, Toxic, and Radioactive Waste* [Revista de residuos peligrosos, tóxicos y radioactivos], 16(1), 51-57.

plataforma petrolífera propiedad de PTTEP Australasia. Este derrame liberó aproximadamente 2.000 barriles de petróleo por día durante más de dos meses, con un total de aproximadamente 148.000 barriles.

- El derrame de petróleo de Ekofisk Bravo (1977): Este derrame fue causado por un reventón en una plataforma petrolífera en el Mar del Norte, cerca de la costa de Noruega. El derrame liberó aproximadamente 202.000 barriles de petróleo en el océano, uno de los mayores derrames de la época. Este incidente provocó daños ambientales significativos, y llevó a la implementación de nuevas regulaciones para la perforación en alta mar en Noruega.
- El derrame de petróleo de West Atlas (2009): Este derrame ocurrió debido a un reventón en una plataforma petrolífera en el Mar de Timor, cerca de la costa de Australia. Este derrame liberó aproximadamente 300 - 400 barriles de petróleo en el océano cada día por más de 70 días, un total aproximado de 30.000 barriles. El derrame causó significativos daños ambientales y generó llamados para una regulación más estricta de la perforación en alta mar en Australia.

Los derrames de petróleo de menor volumen, aunque más frecuentes en las operaciones petrolíferas y gasíferas en alta mar, aún pueden tener impactos significativos en el ambiente marino. El alcance de estos impactos depende de factores como el tamaño y la ubicación del derrame, así como el tiempo de respuesta y la eficacia de los esfuerzos de limpieza. Según la Oficina de Control de Normas de Seguridad y Medio Ambiente de EEUU (BSEE, por sus siglas en inglés), en 2020 hubo un total de 85 derrames de petróleo reportados en el Golfo de México, provenientes de pozos de producción de petróleo y gas en alta mar. La mayoría de dichos derrames fueron considerados menores, implicando menos de 100 barriles de petróleo.<sup>90</sup> Los posibles impactos de estos derrames de petróleo más frecuentes, pero de menor volumen, incluyen:

**Daños acumulativos:** Aunque los derrames individuales más pequeños no causen el mismo nivel de daño que un gran derrame, sus impactos acumulativos a lo largo del tiempo aún pueden perjudicar la vida y los ecosistemas marinos. Esto es particularmente problemático en áreas con alta concentración de perforación petrolífera y gasífera, como el Golfo de México.<sup>91</sup>

**Exposición crónica:** Los derrames más pequeños pueden resultar en la exposición crónica de la vida marina al petróleo, lo que puede tener efectos a largo plazo en su salud y

---

<sup>90</sup> Oficina de Control de las Normas de Seguridad y Medio Ambiente de EEUU (BSEE, por sus siglas en inglés). Informe Anual de 2020. <https://www.bsee.gov/stats-facts/offshore-incident-statistics>.

<sup>91</sup> Sharp, J. M., & Appan, S. G. (1982). "The Cumulative Ecological Effects of Normal Offshore Petroleum Operations Contrasted With Those Resulting From Continental Shelf Oil Spills" [Los efectos ecológicos acumulativos de las operaciones petrolíferas normales en alta mar, contrastados con aquellos que resultan de los derrames de petróleo en la plataforma continental]. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London* [Transacciones filosóficas de la Sociedad Real de Londres]. B, *Biological Sciences*, 297(1087), 309-322.

capacidad reproductiva. Esto, incluye impactos en la función inmunológica, el crecimiento y las tasas de supervivencia.

**Impactos económicos:** Aunque los impactos inmediatos de un derrame más pequeño sean relativamente menores, el efecto acumulativo de varios derrames puede generar impactos económicos para aquellas industrias que dependen del ambiente marino, como la pesca y el turismo.<sup>92</sup>

## 2.2.4. Los impactos socioeconómicos

### 2.2.4.1. Los impactos en las comunidades

Las zonas donde se realizan las actividades petroleras y gasíferas suelen contar con dos tipos de población: una población residente, que incluye familias que ya estaban presentes antes del inicio de dichas actividades, y una población temporal y transitoria, compuesta por los(as) trabajadores(as) de los campamentos de trabajo quienes están presentes por periodos cortos y empleos temporales. La falta de sentido de pertenencia, junto con un estilo de vida costoso, en parte para compensar las duras y desequilibradas condiciones laborales, genera una situación en la que la economía local se vuelve altamente dependiente de los ingresos provenientes del petróleo y gas.<sup>93</sup>

La falta de diversidad de ingresos provoca una vulnerabilidad frente a las condiciones cambiantes y crea un ciclo de auge y caída, que es perjudicial para la salud de las comunidades. Los altos ingresos, combinados con las duras condiciones laborales y falta de integración en una comunidad, aumentan el riesgo del abuso de estupefacientes, del crimen y de la prostitución, todo lo cual impacta negativamente a las comunidades.<sup>94</sup>

---

<sup>92</sup> Meltzer, G. Y., Merdjanoff, A. A., Gershon, R. R., Fothergill, A., Peek, L., & Abramson, D. M. (2024). "Adverse Effects of the Deepwater Horizon Oil Spill Amid Cumulative Disasters: A Qualitative Analysis of the Experiences of Children and Families" [Los efectos adversos del derrame de petróleo de Deepwater Horizon entre los desastres acumulativos: Un análisis cualitativo de las experiencias de los niños y familias]. *Journal of Child and Family Studies* [Revista de estudios de niños y familias], 1-17.

<sup>93</sup> Ekales, F. E. (2019). *Influence of Oil Drilling on the Socioeconomic Wellbeing of Turkana Community in Lokichar Location, Turkana County, Kenya* [La influencia de la perforación petrolífera en el bienestar socioeconómico de la comunidad turkana en Lokichar Location, municipalidad de Turkana, Kenia]. [Tesis doctoral, Universidad Africa Nazarene]; Ikechukwu, M. (2012). *Community Perception of Environmental and Socio-Economic Impacts of Oil Exploitation: A Case Study of the Niger Delta* [La percepción comunitaria de los impactos ambientales y socioeconómicos de la explotación petrolífera: Un estudio de caso de la Delta Níger].

<sup>94</sup> Klasic, M., Schomburg, M., Arnold, G., York, A., Baum, M., Cherin, M., ... & Zialcita, L. (2022). "A Review of Community Impacts of Boom-Bust Cycles in Unconventional Oil and Gas Development" [Una reseña de los impactos comunitarios de los ciclos de auge y caída en el desarrollo de petróleo y gas no convencional]. *Energy Research & Social Science* [Investigaciones energéticas y la ciencia social], 93, 102843.

#### 2.2.4.2. Los impactos económicos

Los activos varados son activos que, debido a cambios en las condiciones del mercado o en los reglamentos, pierden su valor económico o se vuelven no viables antes del término de su vida económica esperada. Los proyectos petrolíferos y gasíferos propuestos, enfrentan el riesgo de convertirse en activos varados debido a una combinación de factores relacionados con cambios en las dinámicas del mercado, acontecimientos regulatorios y crecientes preocupaciones sobre el cambio climático.<sup>95</sup>

El esfuerzo mundial por descarbonizar y transitar hacia fuentes de energía renovable, representa un riesgo significativo para los proyectos tradicionales de combustibles fósiles. Las políticas orientadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y fomentar la adopción de energías renovables, pueden disminuir la demanda del petróleo y gas. Los gobiernos de todo el mundo están implementando reglamentos ambientales más estrictos, para abordar las preocupaciones sobre el cambio climático. Nuevas políticas, mecanismos de fijación de precios del carbono y metas de reducción de emisiones pueden impactar la viabilidad económica de los proyectos de combustibles fósiles.

La industria petrolera y gasífera está sujeta a la volatilidad de precios, influenciada por los eventos geopolíticos, desaceleraciones económicas y fluctuaciones en los mercados energéticos mundiales. Las caídas repentinas de los precios del petróleo, pueden afectar negativamente la rentabilidad y viabilidad económica de los proyectos. Los avances tecnológicos en energías renovables, almacenamiento de energía y eficiencia energética pueden acelerar la transición de los combustibles fósiles hacia energías limpias. Esto puede hacer que los proyectos petrolíferos y gasíferos se vuelvan menos competitivos o económicamente inviables a largo plazo.

Además, los proyectos petrolíferos y gasíferos suelen tener largos ciclos de vida operativos y de desarrollo. Los cambios en las condiciones regulatorias y del mercado durante estos periodos largos pueden aumentar el riesgo de que los proyectos resulten económicamente inviables antes de alcanzar su pleno potencial.

Los gobiernos que invierten en nuevos proyectos petrolíferos y gasíferos enfrentan varios riesgos económicos, entre ellos:

- La dependencia de los ingresos provenientes del petróleo y gas puede exponer a los gobiernos a una gran volatilidad de ingresos debido a las fluctuaciones de los precios de las materias primas.<sup>96</sup> Esto puede impactar la planificación presupuestal

---

<sup>95</sup> Zhao, H., Wu, C., & Wen, Y. (2023). "Determinants of Corporate Fossil Energy Assets Impairment and Measurement of Stranded Assets Risk" [Los factores determinantes de la disfunción de los activos corporativos de energía fósil y la medición del riesgo de los activos varados]. *Energies* [Energías], 16(17), 6340.

<sup>96</sup> Durand-Lasserve, O., & Karanfil, F. (2023). "Fiscal Policy in Oil and Gas-Exporting Economies: Good Times, Bad Times and Ugly Times" [La política fiscal en las economías exportadoras de petróleo y gas: Los tiempos buenos, los tiempos malos y los tiempos feos]. *Energy Economics*, [La economía energética] 126, 106987.

y los gastos públicos. Los gobiernos que han invertido fuertemente en proyectos petrolíferos y gasíferos quedan expuestos a las condiciones del mercado mundial.

- Los cambios en la demanda, los eventos geopolíticos y las tendencias económicas globales pueden influir en la rentabilidad del sector. Si los proyectos petrolíferos y gasíferos se convierten en activos varados debido a las dinámicas cambiantes del mercado o a los cambios regulatorios, los gobiernos pueden enfrentar las consecuencias económicas de las inversiones que no generan las ganancias esperadas. Los gobiernos que invierten en proyectos de combustibles fósiles, pueden enfrentar riesgos asociados con la transición hacia una economía baja en carbono.
- Los cambios de política que favorecen la energía renovable, podrían impactar la viabilidad económica de los activos petroleros y gasíferos. Los gobiernos podrían tener que asumir las responsabilidades asociadas con el abandono o retiro de la infraestructura petrolera y gasífera. Estos costos pueden ser considerables e afectar las finanzas públicas.

### 3. La Revisión un EIA Típico

Los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de proyectos petrolíferos y gasíferos, por lo general están organizados en capítulos que siguen una estructura frecuentemente usada. Seguidamente describimos los capítulos de los EIA y describimos el contenido que a menudo es inadecuado o que falta ellos.

#### 3.1. *El resumen ejecutivo*

El resumen ejecutivo describe los aspectos clave de todo un EIA, incluyendo los impactos negativos del proyecto propuesto. Es un capítulo crucial, ya que algunos revisores, incluso los tomadores de decisiones gubernamentales no técnicos, leerán solamente el resumen ejecutivo y no revisan el resto del EIA. Los defectos en el capítulo del resumen ejecutivo de los EIA para proyectos petrolíferos y gasíferos ocurren cuando este *no proporciona un resumen exhaustivo, completo y preciso de toda información relevante contenida en el todo el EIA*. Con demasiada frecuencia, el resumen ejecutivo omite, tergiversa, disimula o encubre la información negativa que se presenta en el documento completo del EIA.

#### 3.2. *La descripción del proyecto*

La descripción del proyecto, como su nombre lo indica, describe el proyecto cuyos impactos ambientales se evalúan. Es un capítulo clave, ya que define el alcance del proyecto bajo consideración, y que podría ser aprobado para el desarrollo. Con demasiada frecuencia, la descripción de un proyecto petrolero o gasífero está incompleta: omite componentes clave del proyecto o no incluye información imprescindible para evaluar

adecuadamente sus impactos. Además, la descripción del proyecto es esencial porque debe incluir todas las alternativas razonables en cuanto a ubicación y diseño, junto con la alternativa preferida, para elegir aquella que genere el menor número de impactos ambientales.

Los defectos en la descripción del proyecto de los EIA de los proyectos petrolíferos y gasíferos ocurren cuando no se puede responder afirmativamente a las siguientes preguntas:

*¿La descripción del proyecto identifica a todas las entidades (por ejemplo, empresas, consorcios, negocios conjuntos) que forman parte del proyecto?*

Si una entidad gubernamental es parte de un consorcio para un proyecto propuesto de petróleo y gas, esto debe declararse claramente. Se recomienda enfáticamente realizar una indagación con los dueños del proyecto, ya que esto puede revelar cambios recientes de propiedad y/o identificar entidades con historiales deficientes en materia de medio ambiente o de derechos humanos, poca experiencia o activos limitados para poder cubrir los costos de reparar los daños ambientales.

*¿La descripción del proyecto incluye todos los componentes esperados del proyecto petrolero y gasífero propuesto?*

Cada componente del proyecto debe ser presentado, utilizando mapas con suficiente y detalle topográfico. Por ejemplo, el EIA de un proyecto petrolero y gasífero propuesto debe incluir una descripción de todas las vías de acceso y sitios de eliminación de residuos necesarios para implementar el proyecto.

*¿La descripción del proyecto detalla claramente la lógica y el propósito del proyecto petrolero y gasífero propuesto, para poder identificar alternativas razonables que podrían cumplir el mismo propósito?*

Describir claramente la lógica y el propósito del proyecto permite a los tomadores de decisión y a las partes interesadas comprender los objetivos y metas del proyecto propuesto. Un aspecto fundamental del proceso de EIA, es la evaluación de alternativas razonables. Esto requiere considerar distintas formas de lograr el propósito del proyecto mediante tecnologías, ubicaciones, escalas o metodologías diferentes. La evaluación de alternativas permite la identificación de opciones que pueden tener menos impactos ambientales o que están mejor alineadas con los objetivos de sostenibilidad. Por ejemplo, si el propósito declarado de un proyecto gasífero es satisfacer la demanda de electricidad a futuro, entonces el EIA también debería considerar alternativas razonables, como la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

*¿La descripción del proyecto detalla con precisión todas las alternativas razonables en cuanto a la ubicación y el diseño del proyecto?*

En la planificación de un proyecto petrolero y gasífero, las alternativas de ubicación y diseño juegan un papel fundamental en la determinación de los impactos ambientales y sociales del proyecto. Para los proyectos en tierra firme, es importante considerar cómo las alternativas de ubicación, o la reducción del tamaño del proyecto, podrían prevenir la alteración de los hábitats, los conflictos sobre el uso del suelo y el desplazamiento de comunidades. Es una obligación evitar los riesgos sísmicos, las pendientes inestables y los suelos deficientes para garantizar la seguridad y estabilidad de la infraestructura. Las alternativas de la ubicación de los proyectos petroleros y gasíferos en tierra firme pueden reducir los impactos en zonas ecológica o culturalmente sensibles, tales como humedales, hábitats de vida silvestre y comunidades indígenas. Las alternativas de diseño incluyen el uso de técnicas tradicionales versus aquellas que implican una mejor recuperación ambiental que consideren factores tales como el espaciado de los pozos, los fluidos de perforación a usar y la presión de los embalses. Además se deben evaluar los beneficios y desventajas de concentrar las instalaciones de extracción y procesamiento en un lugar central o distribuirlas en varios lugares más pequeños.

*¿La descripción del proyecto describe adecuadamente la ubicación de todos los componentes anticipados del proyecto petrolero y gasífero propuesto?*

Se deben proporcionar mapas de alta resolución (1:5.000) con coordenadas que muestren la ubicación y la huella de los diversos elementos del proyecto, tales como plataformas de perforación, pozos, vías de acceso, cables de alta tensión, instalaciones diversas e infraestructura. Estos mapas deben mostrar las relaciones entre los componentes del proyecto y las características naturales y artificiales, tales como los pozos de perforación, lugares de almacenamiento de agua, tomas de agua, pozos de agua y residencias.

*¿La descripción del proyecto incluye las necesidades de agua (cuánto, de dónde se propone extraer, cuándo, para qué) para el proyecto?*

Es obligatorio proporcionar suficiente información sobre el uso de agua para evaluar si la extracción y el uso propuestos son factibles, prácticos y aceptables, en términos de su impacto en la calidad y cantidad de agua para los usuarios actuales, sean comunidades de personas o ecosistemas. Por lo tanto, se requiere una descripción detallada de los regímenes de agua, tanto superficial como subterránea. El EIA debe incluir un cálculo del volumen de agua que se utilizará, las fuentes de agua, la duración y el periodo del año de la extracción y si se requieren autorizaciones temporales o permisos de largo plazo.

*¿La descripción del proyecto provee una cronología detallada de los eventos propuestos, incluyendo los cronogramas de construcción, operación y desmantelamiento del proyecto?*

Es fundamental que el EIA de un proyecto petrolero o gasífero propuesto incluya una cronología detallada de los eventos, como la construcción, operación y desmantelamiento del proyecto. Esto es crucial para evaluar los posibles impactos ambientales, sociales y económicos en diferentes etapas del proyecto. Conocer el momento de cada evento permite una evaluación más precisa de los efectos acumulativos a lo largo del tiempo. Los

cronogramas ayudan a identificar los riesgos e incertidumbres en cada etapa, lo que es esencial para desarrollar estrategias de mitigación y planes de contingencia efectivos, especialmente durante la construcción y el desmantelamiento.

Un cronograma detallado también facilita la comunicación efectiva con las comunidades locales y las partes interesadas, permitiéndoles prever y comprender las fases del proyecto. También fomenta un mayor involucramiento y aborda preocupaciones relacionadas con las actividades de construcción, los impactos operativos y el desmantelamiento al final del proyecto. En consecuencia, un cronograma es esencial para evaluar la sostenibilidad a largo plazo y garantizar que los impactos se mitiguen adecuadamente a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Detallar claramente el cronograma de desmantelamiento es crucial para planificar las actividades de cierre, rehabilitación y restauración del sitio, asegurando que los impactos ambientales y sociales se gestionen de manera responsable una vez finalizado el proyecto.

*¿La descripción del proyecto identifica los consultores que elaboraron el EIA?*

Identificar los consultores que elaboraron el EIA es importante por razones de transparencia, rendición de cuentas y para asegurar la credibilidad de la evaluación. Conocer el equipo de consultores permite a las partes interesadas, reguladores y al público evaluar las calificaciones, experiencia y posibles sesgos del equipo de expertos que elaboraron el estudio de evaluación de impacto ambiental y social de un proyecto. Esto fortalece la confianza en el proceso de EIA y la fiabilidad de la información proporcionada.

### **3.3. La línea de base ambiental**

La línea de base ambiental describe las características ambientales actuales de los recursos ambientales que podrían verse afectados, así como la demografía de las comunidades dentro del área de influencia del proyecto. La línea de base ambiental abarca las condiciones actuales de: 1) el **medio ambiente físico**, que incluye las características del clima, los recursos hídricos, los suelos, los recursos geológicos y la calidad del aire; 2) el **medio ambiente biológico**, que incluye la extensión y abundancia de flora y fauna terrestre y marina, así como las poblaciones de especies amenazadas y en peligro de extinción; y 3) el **medio ambiente socioeconómico**, que comprende la naturaleza de las comunidades humanas que podrían verse afectadas por el proyecto. La línea de base ambiental es un capítulo clave, ya que si no se conocen las condiciones ambientales y sociales actuales, es difícil, si no imposible, pronosticar los posibles impactos ambientales y sociales de un proyecto petrolero y gasífero propuesto.

Los defectos en el capítulo sobre la línea de base ambiental de los EIA de los proyectos petrolíferos y gasíferos ocurren cuando no se pueden responder afirmativamente las siguientes preguntas:

*¿La línea de base ambiental contiene información precisa sobre el clima local del área?*

El diseño adecuado de medidas para minimizar la contaminación derivada de los proyectos petrolíferos y gasíferos, debe considerar el clima local, incluyendo los regímenes de lluvia y la frecuencia de tormentas. Las medidas preventivas que no toman en cuenta información precisa sobre el clima de la zona, incluidos los cambios climáticos pronosticados, pueden generar impactos ambientales innecesarios. La información adecuada sobre el clima local, debe comprender al menos lo siguiente:

- Mapas que muestran la ubicación de estaciones meteorológicas y la distribución anual de la precipitación y temperatura;
- Fluctuaciones estacionales (mensuales) de la precipitación y temperatura.
- Proyecciones climáticas basadas en modelos climáticos que predigan los cambios en la precipitación (magnitud, variaciones temporales) y la temperatura.

*¿La línea de base ambiental contiene información precisa y completa sobre las aguas superficiales de la zona?*

La información sobre las aguas superficiales se presenta principalmente en la sección de hidrología y debe incluir lo siguiente:

- Mapas de las cuencas principales y menores que muestren riachuelos, lagos y humedales;
- Ubicación de los puntos de muestreo o estaciones de monitoreo donde se midieron los flujos de los riachuelos, con sus respectivas coordenadas presentadas en una tabla y mostradas en un mapa. Los datos de dichas estaciones deben estar representados en cifras para los flujos bajos y altos y deben abarcar los años más recientes, con un mínimo de tres años si es necesario. Se debe incluir información sobre el método utilizado para estimar el flujo de los riachuelos. Los puestos deben estar ubicados tanto dentro como fuera de la zona local (área posiblemente impactada por el proyecto) para poder realizar comparaciones contextuales.
- Identificación y descripción de las necesidades ambientales del flujo y los plazos afectados por el tiempo (por ejemplo, periodos de desove de peces).

La sección debe caracterizar la calidad de las aguas superficiales, e incluir el número y la ubicación de los puestos de monitoreo, junto con mapas y una tabla con las coordenadas. También se deben incluir puestos fuera del área que se espera sea impactada, para comparar los impactos dentro del área impactada con aquellos en los lugares de referencia no impactados.

*¿La línea de base ambiental contiene información precisa y completa sobre las aguas subterráneas de la zona?*

La información sobre las aguas subterráneas también se presenta principalmente en la sección de hidrología y debe incluir lo siguiente:

- Las ubicaciones de los pozos utilizados, para definir las condiciones hidrogeológicas, acompañadas de las tablas con detalles (por ejemplo, coordenadas, intervalos de profundidad monitoreados, profundidad al agua subterránea, fechas de monitoreo);
- Mapas de los límites de los acuíferos;
- Mapas que ilustren las condiciones piezométricas (altitudes del nivel freático);
- Fluctuaciones estacionales de la altitud del nivel freático en los diferentes acuíferos;
- Cortes transversales o modelos 3D que describan la litología del suelo, las unidades de la roca madre e interpretaciones de los acuíferos, acuitardos, acuicierres y niveles piezométricos;
- Una descripción de las interconexiones y las interacciones entre las aguas superficiales y subterráneas.
- Las condiciones actuales del punto de contacto entre el agua salada y el agua dulce, y los riesgos de intrusión del agua salada, si corresponde.

La sección debe caracterizar la calidad de las aguas subterráneas, e incluir lo siguiente:

- El número y ubicación de los pozos de agua y los pozos de monitoreo, con mapas y tablas que contengan las coordenadas y profundidad/alcance de las zonas de monitoreo. (Los sitios deben incluir las estaciones afuera del área que se espera será impactada, para poder comparar los impactos dentro del área impactada con los sitios no impactados de referencia/antecedente.); y
- Tablas que contengan parámetros, fechas de muestreo, resultados y comparaciones a normas o pautas aplicables. Las fechas de muestreo deben cubrir varias estaciones para representar las variaciones estacionales. Los parámetros seleccionados deben cubrir y posibles contaminantes. Por ejemplo, en proyectos petrolíferos y gasíferos, deben realizarse análisis que incluyan varias clases de hidrocarburos (por ejemplo, los aromáticos livianos – BETX, hidrocarburos livianos y pesados, PAHs), metales e iones (por ejemplo, cloruro). Los resultados de laboratorio, con límites de detección y control de calidad, incluyendo los formularios de cadena de custodia, deben adjuntarse. Para los resultados obtenidos mediante equipo de campo, debe incluirse información sobre el tipo de equipo utilizado y la confirmación de que fue calibrado adecuadamente antes de su uso.

*¿La línea de base ambiental contiene información precisa y completa sobre la calidad del aire ambiental de la zona?*

La información sobre los niveles actuales de contaminantes en el aire en el ambiente local es fundamental para determinar la capacidad de asimilación del área para emisiones adicionales de un proyecto petrolífero y gasífero propuesto. Es necesario tener registros de la calidad del aire ambiental en todas las estaciones del año, por lo que obtener para información precisa se requieren mediciones durante un periodo prolongado, idealmente a lo largo de un año completo o varios años.

Si un país o estado tiene normas sobre la calidad del aire, la línea de base ambiental debe evaluar claramente si dichas normas se están cumpliendo. Si no se cumplen antes del inicio del proyecto, se debe considerar con extremo cuidado la creación de nuevas fuentes de contaminación que puedan empeorar la contaminación actual del aire. Si un país tiene normas débiles que no protegen adecuadamente la salud pública y el medio ambiente, se pueden utilizar como referencia las guías de calidad del aire de la Organización Mundial de la Salud (OMS).<sup>97</sup>

*¿La línea de base ambiental contiene información precisa y completa sobre la geología de la zona?*

La sección dedicada a la geología debe proporcionar información sobre la geología superficial (por ejemplo, depósitos, tipos y grosor del suelo – ilustrados en mapas) y la geología de la roca madre, incluyendo mapas que muestren la ubicación de fallas y fracturas.

*¿La línea de base ambiental contiene información precisa y completa y basada en métodos integrales sobre las comunidades ecológicas que podrían verse afectadas por el proyecto petrolífero y gasífero propuesto, incluyendo las áreas que se encuentran dentro del peor escenario de un derrame de petróleo?*

Para los proyectos en tierra firme, la caracterización de la línea de base ecológica debe incluir una identificación de las especies terrestres y de agua dulce, la cobertura del suelo, la identificación del origen biogeográfico de las especies y su estado de conservación, la distribución y abundancia de las especies en peligro de extinción y la caracterización de los hábitats críticos para los procesos ecológicos y las especies amenazadas.

Para los proyectos en alta mar, la caracterización debe incluir información sobre la pesca, los mamíferos marinos, las especies costeras y litorales y sus hábitats, especies bentónicas (incluyendo los corales de aguas profundas), invertebrados pelágicos, tortugas marinas, aves marinas, así como la distribución y abundancia de las especies en peligro de extinción y hábitats sensibles.

Los estudios de campo también son un elemento importante de los EIA. Se realizan para observar y brindar información cualitativa y cuantitativa de las especies silvestres, así como de sus ecosistemas. Estos estudios deben ser rigurosos y seguir protocolos establecidos para garantizar que sus resultados sean representativos y fiables. Deben cubrir áreas cuya escala sea consistente con el territorio de las especies estudiadas, llevarse a cabo durante periodos prolongados cuando las especies están presentes y visibles (dependiendo de la estación o incluso de la hora del día, en el caso de especies nocturnas), y deben utilizarse equipos de campo calibrados adecuadamente. Los datos

---

<sup>97</sup> Organización Mundial de la Salud. (22 de septiembre de 2021). *What Are the WHO Air Quality Guidelines?* [¿Cuáles son las pautas para la calidad del aire de la OMS?] <https://www.who.int/news-room/feature-stories/detail/what-are-the-who-air-quality-guidelines>

deben presentarse en su forma original y sin procesar siempre que sea posible (por ejemplo, notas de campo, informes de laboratorio – usualmente como apéndices), y ser recopilados en tablas, mapas y gráficos para facilitar su visualización e interpretación.

*¿La línea de base ambiental contiene información precisa y completa sobre las comunidades humanas que posiblemente sean afectadas?*

La información demográfica precisa proporciona un entendimiento claro de la población humana actual en y alrededor de la zona del proyecto. Esto es esencial para evaluar con exactitud los posibles impactos sociales y económicos del proyecto. Los datos demográficos – tales como la edad, los niveles de ingresos y patrones de empleo, permiten un análisis de vulnerabilidad y sensibilidad. Se deben identificar los grupos que podrían verse desproporcionadamente afectados. Esta información es útil para desarrollar medidas de mitigación específicas, dirigidas a abordar posibles disparidades sociales. La información precisa sobre la composición étnica de las comunidades también es clave para identificar los posibles impactos en el patrimonio cultural, las prácticas tradicionales y la identidad comunitaria, lo cual es esencial para diseñar que preserven la integridad cultural.

Los datos demográficos son fundamentales para realizar una evaluación integral de los impactos en la salud, especialmente en relación con la posible exposición a contaminantes, los cambios en el acceso a la atención médica y otros factores que pueden afectar el bienestar de la comunidad.

Es crucial comprender las características demográficas de las comunidades afectadas en los proyectos que podrían generar el desplazamiento o reasentamiento de personas. Esta información puede orientar la planificación e implementación de programas de reasentamiento adecuados, asegurando el bienestar de las poblaciones desplazadas.

### *3.4. Los impactos ambientales*

#### *3.4.1. Los impactos climáticos*

Debido a que la producción actual de combustibles fósiles y la combustión de sus productos refinados liberan gases de efecto invernadero (GEI), los cuales representan una amenaza para la humanidad, una evaluación completa y precisa del impacto climático de un proyecto petrolífero y gasífero podría ser el aspecto más esencial en un EIA. Varias organizaciones internacionales de renombre han advertido que cualquier nuevo proyecto petrolífero y gasífero es incompatible con un futuro climático seguro.

Los defectos en el capítulo de impactos ambientales del EIA para proyectos petrolíferos y gasíferos ocurren cuando no se pueden responder afirmativamente las siguientes preguntas:

¿EL EIA calcula con precisión todas las emisiones de GEI asociadas con el proyecto petrolífero y gasífero propuesto?

Existen tres categorías de emisiones de GEI asociadas con los proyectos petrolíferos y gasíferos:

Las **emisiones de Alcance 1** son las emisiones GEI directas que provienen de fuentes que son propiedad de, o están controladas por, las propias empresas petroleras y gasíferas. Esto incluye emisiones de la combustión *in situ* de combustibles, tales como la quema del gas asociado, o la operación de maquinaria y vehículos. También incluye las emisiones de fuentes fugitivas, fugas de GEI de los pozos, del equipo y de los oleoductos. Es crucial que las emisiones de Alcance 1 se basen en las mediciones más recientes de sensores satelitales de los superemisores de metano en los campos petrolíferos y gasíferos.

Las **emisiones de Alcance 2** son las emisiones GEI indirectas, asociadas con el consumo de servicios electricidad, calefacción o vapor que las empresas petroleras o gasíferas compran para sus operaciones. Estas emisiones provienen de la generación de energía utilizada en sus operaciones. Aunque las empresas petroleras y gasíferas no controlan directamente la generación de esta energía, pueden influir en su impacto al optar por comprar electricidad renovable o no renovable.

Las **emisiones de Alcance 3** abarcan todas las demás emisiones de GEI indirectas que ocurren en la cadena de valor de las empresas petroleras y gasíferas, pero que no son clasificadas como emisiones de Alcance 2. Las emisiones de Alcance 3, incluyen las resultantes de la combustión de los productos derivados de los proyectos petrolíferos y gasíferos, como el uso del diésel y gasolina para el transporte y gas natural en centrales eléctricas.

La guía del Consejo de Calidad Ambiental de EE. UU. es considerada la mejor práctica, ya que incluye tanto las emisiones directas como indirectas de GEI de los proyectos petrolíferos y gasíferos.<sup>98</sup> Esta orientación establece lo siguiente:

“NEPA requiere que las agencias consideren los efectos directos e indirectos razonablemente previsibles de sus acciones propuestas, y las alternativas razonables (incluida la alternativa de no tomar acción). ‘Efectos directos’, se refiere a los efectos razonablemente previsibles que son causados por la acción y ocurren al mismo tiempo y en el mismo lugar. El término ‘efectos indirectos,’ se refiere a los efectos causados por la acción, que ocurren más tarde o a mayor distancia, pero que aun son razonablemente previsibles. Los efectos indirectos generalmente incluyen las emisiones previsibles relacionadas con una acción propuesta que ocurren aguas arriba o aguas abajo de la actividad resultante de la acción propuesta.”

---

<sup>98</sup> Consejo de Calidad Ambiental de EE. UU. . (9 de enero de 2023). *National Environmental Policy Act Guidance on Consideration of Greenhouse Gas Emissions and Climate Change* [Orientación en relación con la Ley Nacional de Política Ambiental, sobre la consideración de las emisiones de gas de efecto invernadero y el cambio climático]. <https://www.regulations.gov/docket/CEQ-2022-0005>.

La orientación agrega que para los proyectos de extracción de combustibles fósiles, las emisiones directas generalmente incluyen las emisiones de GEI producidas durante la exploración y extracción del combustible fósil. *Los efectos indirectos razonablemente previsibles de tal acción probablemente comprendan efectos asociados con el procesamiento, la refinación, el transporte y consumo del combustible fósil extraído, incluyendo la combustión del recurso para producir energía. Las emisiones indirectas a menudo son razonablemente previsibles, debido a que con frecuencia existen conexiones cuantificables entre una actividad propuesta que implica el uso o transporte de un bien o recurso, y los cambios relacionados con la producción o el consumo de dicho recurso.*

*“ . . . Las agencias pueden establecer un margen para el análisis de los efectos, tratando el recurso proveído, o habilitado por las acciones nuevas o adicionales. En el ejemplo de la extracción o el transporte de combustibles fósiles, esto a veces se llama la suposición del ‘quemado pleno’, debido a que la agencia puede proveer un cálculo de la cota superior de emisiones GEI, asumiendo que todo recurso disponible será producido y consumido para crear energía”.*

Es extremadamente costoso e impracticable reducir las emisiones directas de GEI. Véase: [¿Podemos reducir las emisiones GEI de los combustibles fósiles?](#)

¿El EIA describe con precisión las implicaciones de las emisiones GEI del proyecto en las personas?

Evaluar el significado de las emisiones GEI en las personas de un proyecto energético propuesto implica considerar factores como el costo social del carbono (CSC) y la coherencia del proyecto con la reducción de GEI alineadas con las metas del Acuerdo de París. El CSC representa el costo económico asociado con cada tonelada de emisiones GEI, considerando los daños causados por el cambio climático (como impactos en la salud humana, la agricultura, la infraestructura y los ecosistemas). Este valor monetario cuantifica el impacto social de las emisiones.

El Acuerdo de París busca limitar el calentamiento global a niveles muy por debajo de los 2 °C con respecto a los preindustriales e intentar limitarlo a 1,5 °C. Evaluar el significado humano de las emisiones GEI implica determinar si las emisiones de un proyecto están alineadas con estas metas a largo plazo. Este análisis puede incluir una comparación de las emisiones proyectadas en varios escenarios de reducción de GEI, utilizando rutas detalladas en la literatura científica o reconocidas por organizaciones internacionales, como el IPCC. Si las emisiones de un proyecto exceden las rutas recomendadas, esto podría indicar una desalineación significativa con los objetivos climáticos, lo que generaría preocupaciones sobre su sostenibilidad.

La orientación creada por el Consejo de Calidad Ambiental de EE. UU., también recomienda que, además de cuantificar las emisiones, se proporcione contexto sobre los

efectos climáticos en un EIA de proyectos petrolíferos y gasíferos propuestos.<sup>99</sup> Dicha orientación señala que :

“Además de cuantificar las emisiones como se describe en la Sección IV(A), las agencias deben divulgar y describir el contexto sobre las emisiones GEI y sus efectos climáticos, para ayudar a los tomadores de decisiones y al público en general a comprender las emisiones GEI de los proyectos propuestos. Para proporcionar contexto adicional sobre las emisiones de las acciones propuestas, una vez que se han calculado las emisiones GEI, las agencias deben aplicar las siguientes mejores prácticas, según sea pertinente:

(1) *En la mayoría de los casos, una vez que las agencias han cuantificado las emisiones de GEI, deben aplicar los mejores cálculos disponibles del costo social de las emisiones GEI (CS-emisiones de GEI) a las toneladas métricas graduales de cada tipo individual de emisiones de GEI esperadas de una acción propuesta y de sus alternativas.* Los cálculos del CS-emisiones de GEI, permiten la monetización (presentada en dólares estadounidenses - USD\$) de los efectos del cambio climático generados por la emisión marginal o gradual de GEI, incluidos el dióxido de carbono, el metano y el óxido nitroso. El término CS-emisiones de GEI, representa una medida adecuada y valiosa que ofrece a los tomadores de decisión y al público información útil y contexto sobre los efectos climáticos de una acción propuesta, incluso si ningún otro costo o beneficio sea monetizado. Puede ser difícil entender el impacto de las toneladas métricas de GEI y evaluar su significado en abstracto. El CS-emisiones de GEI traduce las toneladas métricas de emisiones a una unidad conocida del dólares estadounidenses, lo que permite hacer comparaciones con otros valores monetizados y calcula los daños asociados con las emisiones GEI a lo largo del tiempo, incluidos los daños asociados a los distintos GEI contaminantes. El CS-GEI, también puede ayudar a las agencias y al público en general a evaluar el significado de los impactos climáticos. *Este es un cálculo sencillo y claro que no debería tomar tiempo ni recursos adicionales.*

“(2) Cuando sea útil para proporcionar contexto, por ejemplo, para acciones propuestas con emisiones o reducciones GEI relativamente grandes, que se expanda o se perpetúe la dependencia de fuentes energéticas emisoras de GEI – *las agencias deben explicar cómo la acción y las alternativas propuestas contribuirían o restarían valor al cumplimiento de los objetivos y compromisos en materia de acciones climáticas, incluyendo metas federales, acuerdos internacionales, metas estatales o regionales, metas tribales, metas específicas para agencias u otras metas relevantes.* Sin embargo, como se ha explicado anteriormente, NEPA requiere algo más que una simple declaración de que las emisiones de una acción federal propuesta o sus alternativas, representen solo una pequeña fracción de las emisiones globales o domésticas. **Tales comparaciones o fracciones, no son un método adecuado para caracterizar en qué medida una acción propuesta y sus alternativas contribuirían al cambio climático.** Las agencias además deben discutir si las emisiones de GEI previstas de la propuesta **son coherentes con las metas de reducción de GEI y, en qué medida, como las reflejadas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional de los EE. UU. , bajo el Acuerdo de París”.**

---

<sup>99</sup> Consejo de Calidad Ambiental de EE. UU. . (9 de enero de 2023). *National Environmental Policy Act Guidance on Consideration of Greenhouse Gas Emissions and Climate Change* [Orientación en relación con la Ley Nacional de Política Ambiental, sobre la consideración de las emisiones de gas de efecto invernadero y el cambio climático]. <https://www.regulations.gov/docket/CEQ-2022-0005>

Con respecto al costo social de las emisiones GEI, se deben utilizar los siguientes valores monetarios en el *Informe sobre el costo social de las emisiones de gas de efecto invernadero: Cálculos que incorporan los avances científicos recientes*<sup>100</sup> (actualizado por última vez en septiembre de 2022), a menos que hayan sido reemplazados por análisis más recientes:

Tabla ES.1. Estimado del Costo Social de los Gases de Efecto Invernadero (CS-GEI), 2020 – 2080 (dólares del 2020)

CS – GEI y Tasa de Descuento de Ramsay a Corto Plazo									
Años de emisión	CS-CO <sub>2</sub>			CS-CH <sub>4</sub>			CS-N <sub>2</sub> O		
	2.5%	2.0%	1.5%	2.5%	2.0%	1.5%	2.5%	2.0%	1.5%
2020	120	190	340	1,300	1,600	2,300	35,000	54,000	87,000
2030	140	230	380	1,900	2,400	3,200	45,000	66,000	100,000
2040	170	270	430	2,700	3,300	4,200	55,000	79,000	120,000
2050	200	310	480	3,500	4,200	5,300	66,000	93,000	140,000
2060	230	350	530	4,300	5,100	6,300	76,000	110,000	150,000
2070	260	380	570	5,000	5,900	7,200	85,000	120,000	170,000
2080	280	410	600	5,800	6,800	8,200	95,000	130,000	180,000

Valores de CS-CO<sub>2</sub>, CS-CH<sub>4</sub>, Y CS N<sub>2</sub>O se han redondeado. Los estimados sin redondear están disponibles en el Apéndice A.4 y en: [www.epa.gov/environmental-economics/scghg](http://www.epa.gov/environmental-economics/scghg).

### 3.4.2. Los impactos en la calidad del aire

*¿El EIA correctamente evalúa cómo las emisiones de los contaminantes de un proyecto petrolífero y gasífero propuesto impactarían la calidad del aire local?*

Como se señaló en el Capítulo 2, los proyectos petrolíferos y gasíferos pueden emitir cantidades sustanciales de contaminantes que afectan la calidad del aire, incluyendo los COV, el material particulado (MP), los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y el ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S).

Es una práctica aceptada internacionalmente que los EIA de los proyectos petrolíferos y gasíferos con el potencial de emitir grandes cantidades de contaminantes del aire, deben **cuantificar** los impactos previsible en la calidad del aire, comenzando con los niveles de línea de base de las concentraciones de contaminantes, utilizando **un modelo aprobado para la dispersión de contaminantes atmosféricos**, como el Sistema de Modelamiento AERMOD.<sup>101</sup> Este método de modelamiento debe predecir las cantidades **totales** de contaminantes del aire, utilizando los datos de línea de base sobre la calidad del aire, y sumando las emisiones de las nuevas operaciones o instalaciones. Un EIA que modele la

<sup>100</sup> [https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-11/epa\\_scghg\\_report\\_draft\\_0.pdf](https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-11/epa_scghg_report_draft_0.pdf)

<sup>101</sup> Los modelos de dispersión de los contaminantes de la calidad del aire, preferidos y recomendados por la USEPA, se encuentran disponibles en la siguiente página web: <https://www.epa.gov/scram/air-quality-dispersion-modeling-preferred-and-recommended-models>.

contaminación del aire causada por nuevas operaciones e instalaciones, pero que no incorpore los contaminantes actuales de la calidad del aire, estaría incompleto.

Los resultados de estos modelos pueden ser comparados con las normas o estándares nacionales para la calidad del aire, cuando existan, o con pautas más estrictas de la Organización Mundial de la Salud (OMS), que están basadas en la salud humana.<sup>102</sup>

### 3.4.3. Los impactos en la cantidad y calidad del agua

*¿El EIA evalúa adecuadamente los requisitos en materia de agua, y el vertimiento de contaminantes del proyecto petrolífero y gasífero propuesto y cómo impactarían la disponibilidad de agua a nivel local?*

La necesidad de agua y el vertimiento de contaminantes ocurrirán tanto en la superficie (por ejemplo, derrames, fugas de oleoductos/gasoductos) y a profundidad (véase la pérdida de integridad de pozos [LOWI, por sus siglas en inglés], la sismicidad inducida, etc.). Por lo tanto, los EIA deben describir la dependencia del agua de las poblaciones locales, incluyendo inventarios de las fuentes hídricas utilizadas para beber, para el ganado y para la irrigación, así como el riesgo de impactar dichas fuentes.

Los proyectos petrolíferos y gasíferos necesitarán agua proveniente de fuentes superficiales y/o subterráneas. Es necesario describir cómo estos proyectos podrían interferir o competir con las necesidades actuales en cuanto al suministro del agua. Los efectos a largo plazo (décadas) relacionados con los derrames, la operación de los pozos de eliminación y LOWI podrían afectar a los acuíferos utilizados para el agua potable y/o conectados con las aguas superficiales utilizadas como fuentes de agua. Esto, requiere modelos conceptuales adecuados (e idealmente, modelos numéricos) que describan los regímenes de agua subterránea, tanto poco profundos como profundos, la interacción entre el agua superficial y el agua subterránea, e ilustren dichos escenarios a largo plazo.

Es obligatorio presentar documentación de respaldo (por ejemplo, mapas que describan los acuíferos y las condiciones piezométricas, reducciones esperadas y la geometría de los conos de depresión, secciones transversales representativas y las áreas y profundidades de la interacción entre las aguas superficiales y subterráneas).

Con el cambio climático afectando el ciclo hidrológico, el EIA debe describir los efectos agravantes del proyecto propuesto y el posible estrés en los recursos hídricos debido a las necesidades actuales y proyectadas de la población local.

---

<sup>102</sup> Organización Mundial de la Salud. (22 de septiembre de 2021). *What are the WHO Air Quality Guidelines?* [¿Qué es la orientación de la OMS en materia de calidad del aire?] <https://www.who.int/news-room/feature-stories/detail/what-are-the-who-air-quality-guidelines>

*¿El EIA evalúa integralmente los impactos en la vida silvestre del proyecto petrolífero y gasífero propuesto?*

El EIA debe incluir una evaluación completa, relevante al contexto local de la propuesta específica, de los impactos descritos en las secciones 2.1.1.1, 2.2.2.3, 2.2.2.4 y 2.2.2.5.

*¿El EIA evalúa integralmente los impactos en las comunidades del proyecto petrolífero y gasífero propuesto?*

El EIA debe incluir una evaluación completa, relevante al contexto local de una propuesta específica, de los impactos descritos en la sección 2.2.4.1.

### 3.4.4. Los proyectos en alta mar

*¿El EIA evalúa integralmente los impactos en los recursos marinos del proyecto petrolífero y gasífero propuesto?*

El EIA debe incluir una evaluación completa, relevante al contexto local de una propuesta específica, de los impactos descritos en las secciones 2.1.2.1, 2.2.3.1 y 2.2.3.2.

#### 3.4.4.1. Los impactos de los derrames de petróleo

*¿El EIA evalúa correctamente y con precisión cómo un derrame de petróleo impactaría al medio ambiente?*

Como se discutió en el Capítulo 2, los proyectos petrolíferos y gasíferos, tanto en tierra firme como en alta mar, son susceptibles a las fugas de cantidades importantes de petróleo. Los reventones de pozos y roturas de ductos de petróleo y/o gas pueden liberar potencialmente hasta millones de barriles (varios cientos de millones de litros) de petróleo en los ambientes terrestres y marinos.

Es una mejor práctica aceptada internacionalmente que los EIA de los proyectos petrolíferos y gasíferos **cuantifiquen** los impactos de los posibles derrames de petróleo, utilizando herramientas de modelación de última generación que pronostiquen la trayectoria, el destino y el impacto del petróleo derramado. El modelamiento de los derrames de petróleo **debe considerar el peor de los casos**, incluyendo las cantidades razonablemente previsibles del petróleo derramado bajo las condiciones que podrían causar el mayor daño a los recursos (por ejemplo, las corrientes de agua y las velocidades del viento).

Para los proyectos de petróleo y gas en alta mar, la mejor práctica define el tamaño de un derrame de petróleo en el peor de los casos de la siguiente manera:

“Para una plataforma de producción de petróleo en alta mar, el tamaño de un derrame en el peor de los casos es la suma de:

- “La capacidad máxima de todos los tanques de almacenamiento de petróleo y las líneas de flujo de la instalación. Se puede estimar el volumen de las líneas de flujo.
- “El volumen del petróleo que se calcula que se fugue de las roturas en cualquiera de los oleoductos que están conectados a la plataforma, tomando en consideración el tiempo de cierre, el efecto de la presión hidrostática, la gravedad, las fuerzas de fricción en la pared y otros factores; y
- “**El volumen de producción diaria de un reventón incontrolado del pozo de mayor capacidad asociado con la instalación.** Para determinar la tasa del vertido diario, el operador debe considerar las características yacimiento, los tamaños de los revestimientos/tubería de producción y los datos históricos de la producción y presión del yacimiento. [El] **escenario debe detallar cómo se gestionará el flujo de este pozo durante 30 días**”.<sup>103</sup>

### 3.4.5. Los impactos acumulativos

Los impactos acumulativos deben considerar las etapas pasadas y futuras de los proyectos petrolíferos y gasíferos, junto con las perturbaciones del ambiente marino o terrestre debido a la deforestación, construcción de caminos, oleoductos/gasoductos, infraestructuras relacionadas y cables de alta tensión, etc. Realizar esta evaluación, implica determinar la escala espacial y temporal necesaria, identificar los valores ecológicos y humanos importantes previos al desarrollo, y considerar las posibles consecuencias ecológicas, económicas, comunitarias, recreativas y de salud.<sup>104</sup>

## 3.5. Gestión y monitoreo ambiental

Existen numerosas medidas para mitigar y monitorear los posibles impactos de los proyectos petrolíferos y gasíferos. Algunas de estas medidas se aplican tanto a los pozos en alta mar como en tierra firme, mientras que otras son específicas para cada uno. Los compromisos clave en materia de mitigación y monitoreo que las empresas petroleras y gasíferas deben cumplir para los proyectos propuestos se detallan a continuación.

*¿Para los pozos en tierra firme, el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para la terminación de pozos?*

En EE. UU., la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) ha establecido reglamentos que exigen los “cierres verdes” para los pozos recientemente

<sup>103</sup> La Oficina de Control de Normas de Seguridad y Medio Ambiente (BSEE, por sus siglas en inglés). (9 de febrero de 2016). *Worst Case Discharge Analysis (Volume I)* [Análisis del peor de los casos de derrames (volumen I)]. <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/volume-i-wcd-discharge-analysis-report-13january2017.pdf>

<sup>104</sup> Resumen de caso: *Yahey vs. British Columbia*, 2021 BCSC 1287 <https://www.dgwlaw.ca/case-brief-yahey-v-british-columbia-2021-bcca-1287/>

perforados, consideradas como las mejores prácticas internacionales. Específicamente, las Normas de Desempeño de Fuentes Nuevas de la EPA (NSPS, por sus siglas en inglés) requieren que todo pozo nuevo, modificado o reconstruido sea cerrado con equipo de “cierre verdes”, a menos que se aplique una exención.<sup>105</sup>

El cierre verde, también conocido como cierre o terminación de emisiones reducidas (REC, por sus siglas en inglés), es un proceso utilizado en la industria petrolera y gasífera, para reducir las emisiones de los COV y otros contaminantes durante la finalización de los pozos de petróleo y de gas. Este proceso implica *capturar el gas que fluye de vuelta a la superficie durante la terminación y procesarlo* para su venta o uso como combustible, reduciendo así las emisiones de los GEI y de otros contaminantes. El texto central del reglamento establece:

“40 CFR § 60.5375a: Las normas COV aplican a las instalaciones afectadas por pozos. . . .

“(1) Durante la etapa de la operación de cierre un pozo, como se define en § 60.5430a, se deben seguir los requisitos especificados en los párrafos (a)(1)(i) a (iii) de esta sección. ...

“(ii) Durante la separación del flujo de retorno, se debe canalizar todo líquido recuperado del separador a una o varias embarcaciones de cierre de los pozos o embarcaciones de almacenaje, reinyectar el líquido recuperado en un pozo o en varios pozos o canalizar los líquidos recuperados a un sistema de recolección. Canalizar el gas recuperado del separador a una línea de flujo del gas o a un sistema de recolección, reinyectar el gas recuperado en el pozo o en otro pozo, utilizar el gas recuperado como una fuente in situ de combustible o utilizar el gas recuperado para otro uso útil como combustible o materia prima. Si es técnicamente inviable canalizar el gas recuperado como se indica arriba, se deben seguir los requisitos en el párrafo (a)(3) de esta sección. Si en cualquier momento durante la etapa de separación del flujo de retorno es técnicamente inviable operar un separador, se debe cumplir con el párrafo (a)(1)(i) de esta sección”.

En términos simples, esto significa que muchos líquidos y gases recuperados de un separador en una instalación petrolera o gasífera en tierra firme deben ser gestionados adecuadamente (1) los **líquidos (como petróleo y agua) deben ser almacenados, reinyectados o canalizados** para su procesamiento; y (2) los **gases (como gas natural)**, deben ser enviados a un gasoducto o sistema de recolección para el transporte o uso adicional, reinyectados en el pozo o en otro pozo para mantener la presión y aumentar la producción, recuperados in situ como una fuente de combustible para proporcionar energía para equipo o calefacción o darle otro uso útil como ser el combustible o materia prima en las operaciones.

---

<sup>105</sup>40 CFR Parte 60, Subparte OOOOa—*Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for which Construction, Modification, or Reconstruction Commenced After September 18, 2015 and on or Before December 6, 2022* [Normas para el desempeño de las instalaciones de crudo y gas natural, en las cuales se inició la construcción, modificación o reconstrucción después del 18 de septiembre de 2015, y en o antes del 6 de diciembre de 2022] <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-OOOOa>

El plan de manejo ambiental de todo EIA de proyectos petrolíferos y gasíferos en tierra firme también debe establecer compromisos para la aplicación del cierre verde para todos los nuevos pozos.

*Para los pozos en tierra firme, ¿el capítulo sobre la manejo y el monitoreo ambiental obliga al proponente del proyecto a permitir que terceras partes detecten fugas de metano que requieren medidas correctivas?*

En EE. UU. la EPA ha establecido reglamentos para la reducción de las emisiones fugitivas de las operaciones petroleras y gasíferas, los cuales deben considerarse como mejores prácticas internacionales. Específicamente, en 2023 la EPA emitió una regla final, “Normas para el desempeño de fuentes nuevas, reconstruidas y modificadas, y guía para las emisiones de fuentes actuales: Una reseña climática del sector petrolero y gasífero”, que incluye los requisitos para el cronograma de monitoreo y reparación de filtraciones en las operaciones nuevas y existentes.<sup>106</sup> Según la ficha de datos de la EPA para esta regla, “bajo el programa de superemisores de la regla final, la EPA certificará a terceras partes, recibirá y evaluará los datos provistos por estas y enviará notificaciones a los propietarios y operadores. . . . Una vez notificados, los propietarios y operadores deben investigar para identificar la fuente del evento de superemisión. Los propietarios y operadores responsables deben reportar los resultados de dicha investigación a la EPA, y reparar cualquier fuga o liberación identificada . . .”<sup>107</sup>

*¿El capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales para los pozos en tierra firme obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para el monitoreo de la calidad del aire?*

Las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para monitorear la calidad del aire afectada en operaciones petrolíferas y gasíferas en tierra firme suelen centrarse en estrategias integrales y sistemáticas que aborden las emisiones específicas y los contaminantes asociados con dichas condiciones. Algunos de los componentes clave de dichas mejores prácticas incluyen:

---

<sup>106</sup> 40 CFR Parte 60, Subparte OOOOb—*Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for which Construction, Modification or Reconstruction Commenced After December 6, 2022* [Normas para el desempeño de las instalaciones de crudo y gas natural, en las cuales se inició la construcción, modificación o reconstrucción después del 6 de diciembre de 2022] <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-1/subchapter-C/part-60/subpart-OOOOB>

<sup>107</sup> USEPA. (2 de diciembre de 2023). “EPA Issues Final Rule to Reduce Methane and Other Pollution from Oil and Natural Gas Operations Fact Sheet” [Ficha de datos: La EPA emite regla final para reducir el metano y otra contaminación de las operaciones petroleras y gasíferas]. <https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-12/epas-final-rule-for-oil-and-gas-operations.-overview-fact-sheet.pdf>

- El uso de sistemas de monitoreo continuo de la calidad del aire en y alrededor de las instalaciones petroleras y gasíferas para rastrear las emisiones en tiempo real, permitiendo la detección rápida de detectar fluctuaciones y posibles problemas.
- La medición de una gama de parámetros de la calidad del aire, incluyendo contaminantes criterio (como el material particulado, el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno y los COV), contaminantes peligrosos del aire y gases de efecto invernadero (GEI) como el metano.
- La implementación de sistemas de monitoreo perimetral alrededor de las instalaciones para evaluar las emisiones y posibles exposiciones en las comunidades cercanas y en ambientes sensibles. Estos sistemas pueden proporcionar datos en tiempo real tanto para el público como a los reguladores.
- El uso de tecnologías de teledetección tales como cámaras infrarrojas, drones y satélites, para detectar y cuantificar las emisiones de las instalaciones como las plataformas de pozos, estaciones de compresores y oleoductos/gasoductos.

*Para los pozos en tierra firme, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambiental obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para el monitoreo de la calidad de aguas superficiales y subterráneas?*

Las mejores prácticas internacionales para el monitoreo de la calidad de fuentes de agua superficial y subterránea suelen basarse en las directrices y normativas establecidas por organizaciones como la OMS, el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y las agencias ambientales nacionales. Estas prácticas incluyen generalmente:

- Implementar una red de monitoreo integral a nivel local y regional, las fuentes de agua y posibles fuentes de contaminación. Los lugares de monitoreo deben incluir tanto aguas superficiales como subterráneas, tanto someras como profundas, además de incluir puntos de control de referencia (blancos o control).
- Realizar un muestreo regular y consistente. La frecuencia del muestreo debe determinarse en función de las características de la fuente de agua y de los riesgos potenciales. También se deben tener en cuenta las variaciones estacionales y los eventos climáticos extremos (como monzones, inundaciones, etc.).
- Utilizar métodos estandarizados el muestreo, garantizando la precisión y consistencia, como el uso de equipo limpio y apropiado para recolectar las muestras de agua.
- Definir los parámetros que serán monitoreados en función de las normativas locales, los objetivos de calidad del agua y las posibles fuentes de contaminación. Entre los parámetros comunes se incluyen pH, temperatura, turbidez, oxígeno disuelto, nutrientes, metales y una amplia gama de contaminantes orgánicos e inorgánicos.
- Desarrollar formatos estandarizados para los informes, y compartir los resultados del monitoreo con las partes interesadas, incluyendo el público en general. Los datos deben ser fácilmente comprensibles e interpretables, permitiendo comparaciones con las normas aplicables.

- Realizar evaluaciones periódicas para identificar posibles riesgos para la salud humana y al medio ambiente (por ejemplo, incumplimientos normativos y tendencias).
- Evaluar los impactos de la contaminación y desarrollar estrategias de mitigación.
- Involucrar a las comunidades locales y partes interesadas en el proceso de monitoreo. Sus retroalimentación y participación, pueden aportar valiosa información y mejorar el proceso del monitoreo en general.

*Para los pozos en tierra firme y alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para la selección de los lodos y fluidos de perforación?*

La selección de los lodos y fluidos de perforación en la industria petrolera y gasífera, implica varias consideraciones ambientales destinadas a minimizar el impacto de las operaciones de perforación en el medio ambiente. Dichas consideraciones buscan proteger los ecosistemas, los recursos hídricos y calidad ambiental en general. Los factores ambientales clave incluyen:

**Toxicidad y biodegradabilidad:** Se deben seleccionar formulaciones de lodos y fluidos de perforación con baja toxicidad para reducir el daño a la vida acuática en caso de derrames o vertidos. Además, se deben utilizar aditivos biodegradables para facilitar la descomposición de los fluidos de perforación en caso de vertidos accidentales. Las formulaciones de lodos y fluidos de perforación con menor toxicidad, que ayudan a reducir los daños a la vida acuática, suelen clasificarse en dos categorías principales: lodos a base de agua (WBM, por sus siglas en inglés) y lodos a base sintética (SBM, por sus siglas en inglés). Estas formulaciones tiene varias ventajas ambientales:

**Lodos a base de agua (WBM, por sus siglas en inglés):**

1) Fluidos de perforación no acuosos: (NAF, por sus siglas en inglés) son un tipo de WBM con un contenido mínimo de agua y suelen considerarse menos tóxicos para la vida acuática en comparación con los lodos a base de aceite debido a su bajo contenido de hidrocarburos; 2) Lodos de emulsión inversa: Son una subcategoría de los NAF, utilizan gotas de aceite dispersas en una fase continua de agua. Estos pueden formularse para tener baja toxicidad sin comprometer la eficacia de la perforación; 3) Lodos poliméricos: Algunos WBM a base de polímeros pueden formularse con baja toxicidad y ser biodegradables, lo que reduce el impacto en la vida acuática.

**Lodos a base sintética (SBM, por sus siglas en inglés):**

1) Lodos a base sintética: Los SBM suelen considerarse más amigables con el medio ambiente debido a su baja toxicidad y reducido impacto en la vida acuática. Están formulados con base en aceites sintéticos, y algunos son biodegradables; 2) Lodos a base de éster: Utilizan fluidos a base de éster que son menos tóxicos que los lodos tradicionales con base en aceite; 3) Lodos a base de silicona: Este tipo de SBM generalmente es menos tóxico y más benigno ambientalmente en comparación con los lodos a base de aceite.

*Para los pozos en ambos tierra firme y alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales obliga al proponente del proyecto seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para el establecimiento, mantenimiento y monitoreo de la integridad de los pozos?*

En los últimos años, las leyes, normas y especificaciones relacionadas con la integridad de pozos han evolucionado rápidamente. Varias asociaciones industriales y organizaciones de estandarización internacionales han emitido directrices y mejores prácticas relacionadas con la integridad de los pozos. Países como Noruega, el Reino Unido, EE. UU., entre otros han creado normas complementarias que abordan aspectos tales como el diseño, la construcción y el mantenimiento de las barreras de los pozos, incluidas las roscas de tubería, herramientas de pozo abajo y dispositivos de boca de pozo. Estas normativas se están desarrollando y actualizando continuamente, al igual que los marcos regulatorios que mejoran los reglamentos relacionados con la integridad de los pozos. La Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) y otras entidades internacionales de normas también han empezado a recopilar estándares para gestión de la integridad de los a nivel global.<sup>108</sup>

Los compromisos de los proponentes deben incluir:

- El operador del pozo debe definir y documentar una filosofía sobre las barreras, incluyendo aquellas para los fluidos de formación, fluidos inyectados, gas de bombeo neumático y fluidos de potencia.
- Se deben considerar los efectos de los cambios de temperatura, especialmente ambientes submarinos o árticos, donde las temperaturas pueden descender rápidamente al cerrar las válvulas remotamente activadas. Las consideraciones clave incluyen: 1) Al finalizar toda fase del ciclo vital del pozo, se debe cumplir con los requisitos de documentación, certificación y verificación, asegurando el manejo del mantenimiento de la integridad del pozo; 2) El operador de pozos debe implementar un proceso de gestión del cambio (MOC, por sus siglas en inglés), para abordar y registrar los cambios en los requisitos de garantía de integridad de cada pozo o en el sistema gestión de la integridad de los pozos; 3) Verificar todo el material y equipo destinado a establecer barreras en los pozos, antes de su instalación.

Los capítulos sobre la gestión y el monitoreo ambiental en las propuestas de proyectos, marcos normativos o documentos de EIA suelen destacar la importancia de la integridad de los pozos, aunque el nivel de detalle y los compromisos específicos pueden variar. En general, se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

---

<sup>108</sup> ISO 16530:2017 *Petroleum and Natural Gas Industries – Well Integrity (2022) Provides a Good Reference* [Las industrias petrolera y de gas natural – La integridad de los pozos (2022) ofrece una buena referencia].

- Las normas ambientales y los requisitos de los permisos pueden variar según la jurisdicción. En algunos casos, el marco normativo puede exigir explícitamente que los proponentes de proyectos sigan las mejores prácticas internacionales para la integridad de pozos.
- La industria petrolera y gasífera, incluidas las operaciones de perforación en tierra firme y en alta mar, generalmente siguen los estándares de la industria y las mejores prácticas establecidas por organizaciones como el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés), la Asociación Internacional de Productores de Petróleo & Gas (IOGP, por sus siglas en inglés) y otras. Estos estándares abarcan varios aspectos sobre la integridad de los pozos.
- El proponente del proyecto, en colaboración con las autoridades reguladoras, puede establecer compromisos y requisitos específicos en materia de integridad de pozos, como parte del capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambiental del proyecto propuesto. Estos compromisos, pueden basarse en estándares de la industria y mejores prácticas.
- Algunos proyectos pueden incluir disposiciones para la verificación por terceros de la integridad de los pozos, donde expertos(as) independientes evalúan y confirman que se están siguiendo las mejores prácticas.

*Para los pozos en tierra firme y en alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para la eliminación del agua de producción, los lodos de perforación, los recortes de perforación y la arena producida?*

Los reglamentos de la EPA<sup>109</sup> son un ejemplo de mejores prácticas internacionales con respecto a la eliminación del agua de producción, los lodos de perforación, los cortes de perforación y la arena producida en proyectos petrolíferos y gasíferos en tierra firme. Estas prácticas **prohíben** el vertimiento de estos residuos en cuerpos de agua superficial, incluso si han sido tratados. La normativa “§ 435.32 de la EPA establece pautas que limitan la descarga de efluentes que mediante el uso de la mejor tecnología viable y es la mejor disponible actualmente.

“[Las instalaciones petroleras y gasíferas en tierra firme] deberán aplicar las siguientes limitaciones a los efluentes, representando el nivel de reducción alcanzable mediante la aplicación de la mejor tecnología viable disponible (BPT, por sus siglas en inglés): **no habrá ningún vertimiento de contaminantes de aguas residuales** en cuerpos de aguas navegables provenientes de cualquier fuente asociada con la producción, exploración en campo, perforación, finalización o tratamiento de pozos (es decir, agua de producción, lodos de perforación, recortes de perforación y arena producida)”.

---

<sup>109</sup> 40 CFR Parte 435, secciones 435.30-34 *Effluent Limitation Guidelines for the Oil And Gas Extraction Point Source Category, Subpart C - Onshore Subcategory* [Pautas para la limitación de efluentes para la categoría de fuente puntual de extracción de petróleo y gas, subsección C – subcategoría de tierra firme]. <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-N/part-435#subpart-C>

La prohibición del vertimiento de agua de producción, lodos de perforación, recortes de perforación y arena producida en proyectos petrolíferos y gasíferos en tierra firme, está basada en la disponibilidad y viabilidad de utilizar pozos de inyección subterránea (UIC, por sus siglas en inglés) para la eliminación de estos residuos. Los pozos IUC inyectan los residuos en formaciones geológicas que están aisladas de las fuentes subterráneas de agua potable y son elegidas debido por su capacidad de contener de manera segura los fluidos inyectados sin riesgo de contaminación de los acuíferos de agua potable.

De forma similar, el plan de manejo ambiental de todo EIA de proyectos petrolíferos y gasíferos en tierra firme, debe comprometerse a cumplir la prohibición del vertimiento de agua de producción, lodos de perforación, cortes de perforación y arena producida en cualquier cuerpo de agua superficial.

Las mejores prácticas internacionales para la eliminación de residuos (agua de producción, lodos de perforación, cortes de perforación y arena producida), generados por los proyectos petroleros y gasíferos en alta mar *dentro de 12 millas náuticas de la costa* (es decir, dentro del mar territorial de un país), son idénticas a las de los proyectos petrolíferos y gasíferos en tierra firme: **no debe haber ningún vertimiento** de estos residuos en ningún cuerpo de agua superficial, incluido el ambiente marino.<sup>110</sup> De manera similar, esta prohibición se fundamenta en la disponibilidad y viabilidad del uso de pozos de inyección subterránea (UIC) para la eliminación segura de dichos residuos.

Para los residuos (agua de producción, lodos de perforación, cortes de perforación y arena producida) generados por proyecto petroleros y gasíferos en alta mar *más allá del mar territorial*, las mejores prácticas internacionales están ejemplificadas por los reglamentos de la EPA que requieren el pretratamiento de estos residuos antes de su eliminación.<sup>111</sup> Según estas mejores prácticas, la eliminación del agua de producción [y] de los fluidos de tratamiento y finalización de pozos se permite solamente si dichos residuos se tratan previamente para reducir su contenido de aceite y grasa a un máximo de 42 miligramos por litro (42 mg/L) a diario, y un promedio de 29 mg/L mensualmente. De acuerdo con esta mejor práctica, se prohíbe el vertimiento en cualquier cuerpo de agua superficial, incluso el ambiente marino, de todo crudo libre o gasóleo de los fluidos de perforación y recortes de perforación.

El plan de manejo ambiental de todo EIA de proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar propuestos, debe comprometerse a cumplir con estos requisitos para la eliminación de residuos.

---

<sup>110</sup> 40 CFR Parte 435, secciones 435.40-47 *Effluent Limitation Guidelines for the Oil and Gas Extraction Point Source Category, Subpart C - Coastal Subcategory* [Pautas para la limitación de efluentes para la categoría de fuente puntual de extracción de petróleo y gas, subsección C – subcategoría costera]. <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-N/part-435#subpart-D>

<sup>111</sup> 40 CFR Parte 435 § 435.10-15, *Effluent Limitation Guidelines for the Oil and Gas Extraction Point Source Category, Subpart A - Offshore Subcategory* [Pautas para la limitación de efluentes para la categoría de fuente puntual de extracción de petróleo y gas, subsección A – subcategoría de alta mar]. <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-N/part-435#subpart-A>

*Para los pozos en tierra firme y alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales le obliga al proponente del proyecto seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para el sellado y abandono de pozos?*

En la industria petrolera y gasífera, las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para sellado y abandono de pozos son fundamentales para garantizar el desmantelamiento seguro y ambientalmente responsable. Estas prácticas ayudan a mitigar los riesgos asociados con los pozos abandonados, como la contaminación de las aguas freáticas, los riesgos en la superficie y los impactos en los ecosistemas. Si bien los reglamentos y estándares específicos pueden variar de una región a otra, algunas mejores prácticas incluyen:

- Realizar una evaluación exhaustiva de la integridad del pozo antes de su abandono para identificar posibles problemas que deban ser abordados durante el proceso de sellado del pozo;
- Eliminar escombros, fluidos y cualquier otra obstrucción en la boca del pozo, asegurando un ambiente limpio al momento de sellarlo;
- Utilizar tapones de cemento correctamente diseñados, para aislar las distintas formaciones geológicas y prevenir la migración de fluidos dentro del pozo (se pueden requerir varios tapones de cemento a distintas profundidades);
- Además del cemento, se deben emplear barreras mecánicas adicionales, como tapones puente o rellenos, asegurando que el pozo esté efectivamente sellado y aislado.
- Realizar pruebas de presión, para verificar la integridad de las barreras mecánicas y de cemento, lo asegurando que el pozo esté efectivamente sellado y aislado.
- En pozos en alta mar, cortar y tapar la boca del pozo para prevenir la liberación de hidrocarburos y otros fluidos al medio ambiente. Esto es particularmente importante para las bocas de pozos en aguas profundas.

Es importante señalar que la industria petrolera y gasífera a menudo se rige por los estándares y guías específicas proporcionados por organizaciones como API e IOGP,<sup>112</sup> las cuales ofrecen orientación detallada sobre las mejores prácticas para sellar y abandonar los pozos, con estándares reconocidos internacionalmente.

*Para los pozos en alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para la protección de los mamíferos marinos y tortugas marinas durante los sondeos sísmicos?*

Los reglamentos del Servicio Nacional de Pesca Marina (NMFS, por sus siglas en inglés) y de la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas

---

<sup>112</sup> <https://www.iogp.org/workstreams/safety/well-control/#1667487111994-5b6ca16b-d054>

en inglés)<sup>113</sup> son ejemplos de la mejor práctica internacional de prohibir el uso de equipo acústico durante los sondeos sísmicos en alta mar, cuando existe la posibilidad de que mamíferos marinos se encuentren cerca. Dichas mejores prácticas cuentan con dos fundamentos: 1) el **monitoreo** de la presencia de mamíferos marinos y 2) el establecimiento de **zonas de exclusión**, cuando se detecta la presencia de mamíferos marinos.

**Monitoreo:** Los Observadores de Especies Protegidas (PSO, por sus siglas en inglés) – personal entrenado para detectar la presencia de mamíferos marinos mediante binoculares desde la embarcación sísmica– y los sistemas de Monitoreo Acústicos Pasivos (PAM, por sus siglas en inglés) que detectan y monitorean los sonidos submarinos como las vocalizaciones de los mamíferos marinos y otras especies marinas, son esenciales para ordenar la interrupción inmediata de las pistolas de aire comprimido cuando se observa un mamífero marino. En cuanto al monitoreo,, las mejores prácticas requieren:<sup>114</sup>

“(i) Durante las operaciones de prospección (siempre que se utilice una fuente acústica, y cuando una fuente acústica se encuentre en el agua, independientemente de si está activada o no), al menos dos PSO deben estar en servicio realizando observaciones visuales de forma continua durante horas diurnas (desde 30 minutos antes del amanecer hasta 30 minutos después del atardecer).

“(ii) El monitoreo visual debe comenzar no menos de 30 minutos antes del arranque inicial y continuar hasta una hora después de finalizar el uso de la fuente acústica, o hasta 30 minutos después del atardecer.

“(iii) Los PSO deben coordinar para asegurar una cobertura visual de 360° alrededor de la embarcación desde los puestos de observación más apropiados, utilizando binoculares y la vista natural, y realizar las observaciones de manera constante y sistemática.

“(iv) Los PSO deben comunicar inmediatamente cualquier observación de mamíferos marinos al equipo de monitoreo acústico PSO proporcionando detalles de la identificación de la(s) especie(s), la distancia, el rumbo, y el nivel de confianza de su observación.

“(v) Cualquier observación realizada por la tripulación de la embarcación debe ser comunicada al equipo PSO.

“(i) ...Toda embarcación debe utilizar un sistema PAM arrastrado en todo momento, cuando se opera en aguas más de 100 m de profundidad, el cual debe ser monitoreado por lo menos un PSO acústico desde al menos 30 minutos antes del arranque inicial y hasta una hora después de concluir el uso de la fuente acústica. El “sistema PAM” debe consistir en un sistema de hidrófonos calibrados con redundancia total del sistema, capaces de

---

<sup>113</sup> 50 CFR Parte 217, Subparte S - *Taking Marine Mammals Incidental to Geophysical Survey Activities in the Gulf of Mexico* [La captura de mamíferos marinos como consecuencia de actividades geofísicas de sondeo en el Golfo de México]. <https://www.ecfr.gov/current/title-50/chapter-II/subchapter-C/part-217/subpart-S>

<sup>114</sup> *Ibidem*. 50 CFR § 217.184

detectar, identificar y calcular la distancia y el rumbo de cetáceos que están vocalizando, junto con el software apropiado para apoyar el análisis bioacústico, cumplir con las especificaciones de los sistemas de cómputo, y capaz de funcionar con el software apropiado. El sistema PAM debe tener por lo menos un hidrófono calibrado (por cada tipo y/o juego de hidrófono(s) para determinar si los niveles de ruido de fondo en el sistema PAM son suficientes para cumplir con las especificaciones. Los operadores deben presentar un plan PAM con una descripción del equipo y software a utilizar, antes de realizar cualquier sondeo mediante el uso de PAM.

“(ii) Los PSO acústicos deben comunicar inmediatamente cualquier detección de mamíferos marinos a los PSO visuales (cuando haya PSOs visuales trabajando), incluyendo la identificación de la(s) especie(s), distancia y rumbo, y el nivel de confianza de su determinación.

“(iii) Los PSO acústicos pueden estar de guardia por un periodo máximo de cuatro horas consecutivas, seguidas de un mínimo de dos horas de descanso entre turnos, y pueden realizar un máximo de 12 horas de observación en periodo de 24 horas. La combinación de responsabilidades visuales y acústicas (aunque no al mismo tiempo), no debe exceder 12 horas en un periodo de 24 horas para cualquier PSO individual”.

**Zona de exclusión**, es la distancia a una pistola de aire comprimido dentro de la cual, al detectar la presencia de un mamífero marino, se debe apagar la pistola de aire comprimido y del equipo sísmico relacionado. Respecto a las zonas de exclusión, cuando se detecta la presencia de mamíferos marinos, las mejores prácticas requieren lo siguiente:

“Los PSO deben establecer y monitorear las zonas aplicables de exclusión y de amortiguamiento. Estas zonas deben estar basadas en la distancia radial de los bordes del despliegue de pistolas de aire comprimido (en lugar de basarse en el centro del despliegue o alrededor de la embarcación). Durante el uso de la fuente acústica (es decir, cualquier momento en que la fuente acústica esté activa, incluyendo la primera fase del arranque), la detección de mamíferos marinos dentro de la zona de amortiguamiento (pero fuera de la zona de exclusión) debe ser comunicada al operador para poder que se prepare para un posible apagado de la fuente acústica.

“(i) . . . Se definen dos zonas de exclusión, dependiendo de la especie y el contexto. Se define una zona de exclusión estándar, que cubre un área desde la superficie hasta bajo el nivel del mar extendiéndose a un radio de 500 metros desde los bordes del despliegue de las pistolas de aire comprimido (0-500 m). En casos especiales (definidas en § 217.184(b)(9)(v)), la zona de exclusión cubre una distancia ampliada de 1.500 metros (0-1.500 m)”.

“(6) . . . Los apagados deben implementarse como se especifica en este párrafo (b)(6)”.

“(v) . . . La zona de exclusión ampliada de 1.500 m, debe aplicarse al detectar (visual o acústicamente) una ballena barbada, un cachalote, una ballena picuda o la especie *Kogia* dentro de la zona”.

El plan de manejo ambiental de todo EIA de proyectos de exploración sísmica en alta mar debe incluir compromisos para proteger los mamíferos marinos, tan exigentes como aquellos requeridos por el NMFS y la NOAA para proteger los mamíferos marinos en el Golfo de México.

*Para los pozos en alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para el control de los pozos?*

La incapacidad de **activar o de hacer funcionar un preventor de reventones y recuperar el control del pozo**, fue la principal razón por la que el derrame de petróleo de *Deepwater Horizon* en 2010 causó daños ambientales catastróficos.

En 2016, la BSEE emitió una norma para prevenir desastres similares al *Deepwater Horizon*, al imponer requisitos de diseño para los preventores de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) y el equipo relacionado con el control de pozos en caso de accidente grave.<sup>115</sup> El preámbulo de la regla establece lo siguiente:

“[Se debe] Asegurar la integridad del pozo y mantener el control sobre la presión y los fluidos durante las operaciones del pozo es fundamental para la protección de la seguridad de los(as) trabajadores(as) y el medio ambiente. Las investigaciones posteriores al incidente de *Deepwater Horizon* demostraron deficiencias en los programas regulatorios del OCS y proporcionaron recomendaciones para mejoras. La meta de esta reglamentación, es abordar muchas de estas recomendaciones, especialmente aquellas relacionadas con el diseño, el desempeño y la fiabilidad del sistema BOP.

“El equipo y los sistemas BOP son componentes esenciales en muchas operaciones de pozos. Estos sistemas pueden ser la última defensa contra una fuga de hidrocarburos al medio ambiente cuando todas las demás formas de controlar el pozo han fallado (por ejemplo, el programa de fluidos de perforación). Los BOP también son la última barrera para prevenir la liberación descontrolada de gas, que es altamente volátil y representa un peligro extremo para la seguridad del personal de la plataforma (las liberaciones descontroladas de gas pueden generar explosiones). El propósito principal de los sistemas BOP, es prevenir la liberación descontrolada de hidrocarburos en situaciones de emergencia, cerrando mecánicamente los arietes de tubería o las válvulas que bloquean el flujo de fluido del pozo. En algunos casos, esto puede requerir el uso de arietes cortadores en el cúmulo de BOP para desconectar la tubería de perforación antes de sellar el pozo.

“La complejidad del equipo y los sistemas BOP ha aumentado a medida que la industria opera en aguas cada vez más profundas, y desarrolla yacimientos con presiones superiores a 15.000 libras por pulgada cuadrada (psi, por sus siglas en inglés), o temperaturas superiores a 350 grados Fahrenheit (F). Estos yacimientos se consideran de alta presión y temperatura (HPHT, por sus siglas en inglés). La mayoría de los BOP utilizados en operaciones en aguas profundas (de 400 a 10.000 pies), están situados en el lecho marino,

---

<sup>115</sup> 30 CFR Parte 250, Subparte G - *Well Operations and Equipment* [Las operaciones de los pozos y el equipo]. <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-G>

lo que presenta desafíos tecnológicos y operativos. Además, las operaciones HPHT plantean problemas metalúrgicos y de diseño especiales”.<sup>116</sup>

La normativa establece 16 requisitos para mejorar el desempeño y la fiabilidad de los BOP en nuevas operaciones petrolíferas y gasíferas en alta mar.<sup>117</sup> El plan de manejo ambiental de todo EIA para los pozos en alta mar propuestos debe incluir compromisos de utilizar sistemas y equipo BOP tan robustos como aquellos requeridos por la **norma de control de pozos** de la BSEE de EE. UU.

*Para los pozos en alta mar, ¿obliga el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para prevenir la quema rutinaria?*

Las mejores prácticas internacionales, requieren que las empresas que operan proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar minimicen la quema y el venteo de hidrocarburos, en la mejor medida posible.<sup>118</sup> La quema y el venteo de gas, deben ser limitados a aquellas situaciones donde son necesarios por razones operativas o de seguridad.<sup>119</sup> Las empresas que no eviten la quema rutinaria deben pagar regalías significativas por la pérdida de gas natural.<sup>120</sup> Además, el plan de manejo ambiental de todo EIA para los proyectos en alta mar propuestos, también debe comprometerse a prevenir la quema quemados rutinaria.

*Para los pozos en alta mar, ¿obliga el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para la respuesta a y preparación para los derrames de petróleo?*

Las mejores prácticas internacionales para el desarrollo de planes de respuesta y preparación ante derrames de petróleo para proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar están ejemplificadas en los requisitos del Título 30, Parte 254 (Subparte B – Planes de respuesta para instalaciones en la Plataforma Continental Exterior) del Código de Regulaciones Federales de EE. UU., promulgado por la BSEE en 2011.<sup>121</sup> Según estas

---

<sup>116</sup> <https://www.federalregister.gov/documents/2015/04/17/2015-08587/oil-and-gas-and-sulphur-operations-in-the-outer-continental-shelf-blowout-preventer-systems-and-well>

<sup>117</sup> 30 CFR § 250.734 - *What Are the Requirements for a Subsea BOP System?* [¿Cuáles son los requisitos para un sistema BOP submarino?] <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-G/subject-group-ECFR045ffcd99ad03d3/section-250.734>

<sup>118</sup> 30 CFR Parte 250, Subparte K—*Oil and Gas Production Requirements* [Requisitos para la producción de petróleo y gas] <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-K>

<sup>119</sup> 30 CFR § 250.1160 - *When May I Flare or Vent Gas?* [¿Cuándo puedo quemar o ventilar gas?] <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-K/subject-group-ECFR4195e6d98546dbf/section-250.1160>

<sup>120</sup> 30 CFR Parte 1202 - *Royalties* [Regalías] <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-XII/subchapter-A/part-1202>

<sup>121</sup> 30 CFR Parte 254, Subparte B - *Oil-Spill Response Plans for Outer Continental Shelf Facilities* [Planes de respuesta a derrames de petróleo para instalaciones en la Plataforma Continental Exterior] <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-254/subpart-B>

mejores prácticas, los Planes de Respuesta a Derrames de Petróleo (OSRP, por sus siglas en inglés) deben incluir información detallada sobre la instalación y sus operaciones, incluyendo el tipo y cantidad de petróleo almacenado y manejado, su ubicación y las capacidades de respuesta. En particular, los OSRP deben:

- Designar a una persona calificada y a una Organización de Respuesta a Derrames de Petróleo (OSRO, por sus siglas en inglés) responsables de coordinar y ejecutar las actividades de respuesta ante derrames. Estas entidades deben estar disponibles las 24 horas.
- Describir los recursos de respuesta disponibles, incluso el equipo, el personal y los tiempos de respuesta. Además debe detallar los acuerdos para contratar a las OSRO y especificar los procedimientos específicos para responder a los derrames, incluyendo la contención, recuperación y limpieza, así como las estrategias para proteger los ambientes y vida silvestre sensibles.
- Proveer capacitación al personal involucrado en la respuesta a los derrames, y realizar ejercicios regulares para asegurar la eficacia de las acciones de respuesta.
- Establecer los procedimientos para notificar a las autoridades pertinentes, incluyendo el Centro Nacional de Respuesta (NRC, por sus siglas en inglés), y para reportar los incidentes de derrames sin demora.
- Abordar la coordinación con las autoridades locales, estatales y federales, para asegurar un esfuerzo de respuesta coordinado.
- Mantener el equipo de respuesta en un estado de disponibilidad, y proporcionar documentación sobre su mantenimiento e inspección.
- Mantener registros de los ejercicios, simulacros, pruebas del equipo y otras actividades relacionadas con el cumplimiento.

Aspectos imprescindibles de una OSRP incluyen la identificación de los recursos de respuesta que pueden llegar al escenario de un derrame sin demora, con equipo que pueda **contener eficazmente el peor de los escenarios** de derrame de petróleo.

Otra información que debe incorporarse en las OSRP sobre los recursos de respuesta incluye:



Foto 17 Una embarcación en alta mar realizando un ejercicio de respuesta a derrames de petróleo en medio del mar. La respuesta a los derrames de petróleo comprende un barco nodriza y un remolcador para cargar barreras flotantes de contención de derrames de petróleo. Mark\_vyz en Shutterstock.com

- **Inventario del equipo:** El plan debe proveer un inventario completo del equipo de respuesta disponible para derrames de petróleo, que incluya una lista detallada de todas las herramientas y recursos de respuesta, como ser barreras de contención flotantes, separadores de aceites, dispersantes, sistemas de contención, y equipo de protección personal.
- **Personal de respuesta:** El plan debe detallar los roles y responsabilidades del personal de respuesta, incluyendo su capacitación, calificaciones y funciones específicas en caso de un derrame. Esto incluye los equipos de manejo de derrames, tripulaciones de limpieza y otros miembros relevantes del personal.
- **Plazos de respuesta:** El plan de respuesta debe especificar **los tiempos de respuesta esperados para cada tipo de equipo y personal**. Esta información es esencial para evaluar la preparación y eficacia del personal de respuesta.
- **Embarcaciones de respuesta:** Si embarcaciones forman parte de los recursos de respuesta, el plan debe incluir sus especificaciones, capacidades, ubicaciones y procedimientos de despliegue, información fundamental para su manejo y la movilización.
- **Contratistas de respuesta (OSRO, por sus siglas en inglés):** Los planes deben identificar y proporcionar información de contacto de los OSRO contratados. Los

OSRO son responsables de proporcionar recursos y personal de respuesta cuando sea necesario.

- Disponibilidad de recursos: Los planes deben especificar las áreas geográficas donde los recursos de respuesta están disponibles y cómo pueden ser movilizados a la instalación o sitio del derrame.
- Estrategias alternativas de respuesta: En ciertos casos, el plan podría necesitar identificar estrategias alternativas si los recursos principales no se están disponibles o si el derrame supera la capacidad del equipo de respuesta inicial.
- Plan de eliminación de residuos: Detallar cómo se manejarán, almacenarán y eliminarán el petróleo recuperado, los materiales de desecho y el equipo contaminado, en cumplimiento con las normativas ambientales.
- Plan de despliegue de recursos: Proporcionar un plan detallado sobre cómo se desplegarán los recursos de respuesta durante un derrame, incluyendo el orden de despliegue, las áreas de preparación y los protocolos de comunicación.

Esta información, es crucial para garantizar una respuesta rápida, eficaz y bien coordinada ante derrames de petróleo en instalaciones de la Plataforma Continental Exterior (OCS), detallando los recursos disponibles y procedimientos para su despliegue en caso de un derrame de petróleo.



Foto 18 Cúpula de contención, imagen de NOAA en <https://response.restoration.noaa.gov/scientific-support-coordinators-tour-deepwater-well-containment-facility>

**Una cúpula de contención**, definida como un dispositivo mecánico que puede ser preposicionado o instalado sobre la boca de un pozo en alta mar, en la superficie, o sobre un preventor de reventones para detener el flujo incontrolado de fluidos en el medio ambiente, es un recurso de respuesta imprescindible. Las mejores prácticas internacionales requieren que los proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar instalen **una cúpula de contención**, tal como se detalla en la siguiente sección del Título 30, Parte 250 del Código de Regulaciones Federales (Operaciones de Petróleo y Gas y Azufre en la Plataforma Continental Exterior):

“§ 250.462 ¿Cuáles son los requisitos para el control, contención de las fuentes, y para el equipo colocado?”

El plan de manejo ambiental de todo EIA de pozos petrolíferos en alta mar debe incluir un plan de respuesta ante derrames de petróleo, con toda la información requerida en el reglamento de la BSEE aplicable a los proyectos petrolíferos y gasíferos en la Plataforma Continental Exterior.

*Para los proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar propuestos, ¿obliga el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para la protección de distintivos submarinos biológicamente sensibles y comunidades bentónicas de aguas profundas?*



*Foto 19 Peces, corales y lobos marinos en Baja California, México. Foto por Karim Iliya en Kogia.*

En EE. UU. existe una orden administrativa (NTL No. 2009-G39, aviso a arrendatarios y operadores de contratos de arrendamiento federales de petróleo, gas y azufre y a poseedores de derechos de paso de oleoductos/gasoductos en la Plataforma Continental Exterior, Golfo de México, Región OCS – distintivos y áreas submarinas biológicamente sensibles) que exige que las operaciones petrolíferas y gasíferas en alta mar cumplan con las siguientes disposiciones:

### CARACTERÍSTICAS TOPOGRÁFICAS

“... ninguna actividad que perturbe el fondo marino, incluyendo el uso de anclas, cadenas, cables o cuerdas de acero de un taladro de perforación semisumergible, o de una embarcación de construcción de oleoductos/gasoductos, **puede llevarse a cabo a menos de 152 metros (500 pies) de la designada “Zona de No Actividad” de un distintivo topográfico**”.

“... Si se van a perforar más de dos pozos que no formen parte de operaciones de desarrollo desde la misma ubicación en la superficie, y esa ubicación se encuentra dentro de la zona de tres millas de un distintivo topográfico identificado, **todos los recortes y fluidos de perforación deben ser desviados al fondo marino a través de un conducto estructuralmente sólido que termine a una distancia apropiada, pero no más de 10 metros (33 pies), del fondo**”. (Énfasis añadido)

Según la orden administrativa, los “distintivos topográficos” se refieren a “áreas aisladas de relieve medio a alto que proveen hábitats para comunidades de fondos duros con alta

biomasa y diversidad, que albergan y sustentan grandes cantidades de especies de animales y plantas, y sirven como refugio o fuente de alimento para peces de importancia comercial y recreativa”.

## FONDOS MARINOS VIVOS (TENDENCIAS DE PINÁCULOS)

“... ninguna actividad que perturbe el fondo, incluyendo el uso de anclas, cadenas, cables o cuerdas de acero de un taladro de perforación semisumergible o de una embarcación de construcción de oleoductos/gasoductos, **puede llevarse a cabo a menos de 30 metros (100 pies) de cualquier fondo duro/pináculo con un relieve de 8 pies o más**”. (Énfasis añadido)

“Para toda actividad propuesta que perturbe el fondo marino (incluyendo la colocación de plataformas petrolíferas, el uso por parte de plataformas petrolíferas o de barcos de anclas, cadenas, cables o cuerdas de acero) **dentro de 61 metros (200 pies) de pináculos, se debe incluir un mapa a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies con exactitud DGPS que ilustre:**

- a. Las curvas de nivel batimétricas a intervalos de 2 pies;
- b. El contorno de los pináculos;
- c. Una anotación de la altura de pináculos individuales;
- d. La ubicación en la superficie de cada pozo o plataforma propuesto(a) y
- e. La posición de anclas, cadenas, cables y cuerdas de acero, en relación con cada ubicación propuesta en la superficie.

“Se puede utilizar transparencias superpuestas en otros mapas para mostrar elementos (d) y (e) arriba, siempre y cuando se dan a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies.

“Si se propone realizar actividades de construcción de oleoductos/gasoductos (incluyendo el uso anclas, cadenas, cables y cuerdas de acero) **dentro de 61 metros (200 pies) de pináculos, se debe incluir un mapa a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies con exactitud DGPS que ilustre:**

- a. Las curvas de nivel batimétricas a intervalos de 2 pies;
- b. El contorno de los pináculos;
- c. Una anotación de la altura de pináculos individuales;
- d. La ruta propuesta del oleoducto/gasoducto y
- e. El área máxima de perturbación potencialmente causada por las actividades de construcción del oleoducto/gasoducto (incluyendo el uso de anclas, cadenas, cables y cuerdas de acero)”.

“Se pueden utilizar transparencias superpuestas en otros mapas para representar los elementos (d) y (e) mencionados arriba, siempre y cuando estén a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies”.

De acuerdo con la orden administrativa, “fondos marinos vivos (tendencias de distintivos de pináculos)” son “pequeños distintivos arrecifales de carbonato, aislados y de bajo a medio relieve, o afloramientos rocosos de origen desconocido o sustratos duros expuestos por erosión, que ofrecen una superficie para el crecimiento de invertebrados sésiles y atraen grandes cantidades de peces.”

## FONDOS MARINOS VIVOS (DISTINTIVOS DE BAJO RELIEVE)

“Ninguna actividad que perturbe el fondo, incluyendo el uso de anclas, cadenas, cables o cables o cuerdas de acero de un taladro de perforación semisumergible, o de una embarcación de construcción de oleoductos/gasoductos, **puede causar impactos en los fondos vivos (distintivos de bajo relieve)**”.

“Antes de realizar cualquier actividad de perforación, o de construir o instalar cualquier estructura para la exploración o el desarrollo en un contrato de arrendamiento que incluya la estipulación de la presencia de fondos marinos vivos (de bajo relieve), incluyendo, pero no limitándose a la perforación de pozos y la instalación de oleoductos, gasoductos y plataformas, se deberá **preparar un informe de sondeo de los fondos marinos vivos. Este informe debe incluir un mapa batimétrico elaborado con datos obtenidos mediante teledetección y una interpretación de las áreas de fondos marinos vivos, junto con los resultados de un sondeo fotográfico.** Utilice las pautas en el Adjunto 7 para realizar los sondeos y elaborar el informe. Asegúrese de que el informe sobre el sondeo de los fondos marinos vivos, incluyendo los sondeos concomitantes, cubra el área de al menos 1.000 metros (3.280 pies) desde el sitio de propuesto para la actividad. Realice los sondeos batimétricos y de peligros poco profundos siguiendo las pautas de la NTL No. 2008-G05, Requisitos en Materia De Peligros Poco Profundos, vigente desde el 1 de mayo de 2008”. (Énfasis añadido)

Según la orden administrativa, los “fondos marinos vivos (distintivos de bajo relieve)” se definen como “comunidades de pastos marinos y áreas que contienen conjuntos biológicos consistentes en invertebrados sésiles que habitan en y están sujetos a las formaciones duras o rocosas que ocurren naturalmente, cuya topografía es irregular, quebrada o lisa; y en las áreas donde un sustrato duro y el relieve vertical pueden favorecer la acumulación de tortugas, peces u otra fauna”.

## ELEMENTOS BIOLÓGICOS POTENCIALMENTE SENSIBLES

““Ninguna actividad que perturbe el fondo, incluyendo el uso de anclas, cadenas, cables o cuerdas de acero de un taladro de perforación semisumergible, o de una embarcación de construcción de oleoductos/gasoductos, **puede causar impactos en los elementos biológicos potencialmente sensibles...**”

“Si se propone realizar actividades que perturben el fondo marino (incluyendo la instalación de plataformas petrolíferas, el uso de plataformas petrolíferas o de barcos de construcción de anclas, cadenas, cables o cuerdas de acero) a menos **de 30 metros (100 pies) de elementos biológicos potencialmente sensibles, debe incluirse un mapa a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies con exactitud DGPS que muestre:**

- a. Curvas de nivel batimétricas a intervalos de 2 pies;
- b. Un contorno de los distintivos biológicos potencialmente sensibles;
- c. Anotaciones de la altura de los distintivos biológicos potencialmente sensibles individuales;

- d. La ubicación en la superficie de cada pozo o plataforma propuesta y
- e. La posición de anclas, cadenas, cables y cuerdas de acero, en relación con cada ubicación propuesta en la superficie.

“Se puede utilizar transparencias superpuestas en otros mapas para mostrar elementos (d) y (e) arriba, siempre y cuando se dan a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies”.

“Si se propone realizar actividades de construcción de oleoductos/gasoductos (incluyendo el uso de anclas, cadenas, cables y cuerdas de acero) a menos de **30 metros (100 pies) de distintivos biológicos potencialmente sensibles, debe incluirse un mapa a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies con exactitud DGPS que ilustre:**

- a. Curvas de nivel batimétricas a intervalos de 2 pies;
- b. Un contorno de los distintivos biológicos potencialmente sensibles;
- c. Una anotación de la altura de los distintivos biológicos potencialmente sensibles individuales;
- d. La ruta propuesta del oleoducto/gasoducto y
- e. El área máxima de perturbación potencialmente causada por las actividades de construcción del oleoducto/gasoducto (incluyendo el uso de anclas, cadenas, cables y cuerdas de acero).

“Se puede utilizar transparencias superpuestas en otros mapas para mostrar los elementos (d) y (e) arriba, siempre que estén a una escala de 1 pulgada = 1.000 pies”.

Según la orden administrativa, los “distintivos biológicos potencialmente sensibles” se definen como “aquellos distintivos no protegidos por una estipulación de un contrato biológico de arrendamiento, de medio a alto relieve (aproximadamente 8 pies o más alto), proporcionan superficie para el crecimiento de invertebrados sésiles y atraen grandes cantidades de peces”.

Las mejores prácticas internacionales para la protección de comunidades bentónicas de aguas profundas incluyen la imposición de zonas de exclusión como se describe a continuación en una Notificación a los Arrendatarios y Operadores de Contratos Petrolíferos, Gasíferos y de Azufre a Nivel Federal y a Poseedores de Derechos de Paso de Oleoductos y Gasoductos en la Plataforma Continental Exterior, Golfo de México, Región OCS, elaborado por el Departamento del Interior de EE. UU. :

“Si se propone realizar actividades que podrían perturbar áreas del fondo marino en aguas a profundidades de 300 metros (984 pies) o más, deben mantenerse las siguientes distancias de separación de las comunidades bentónicas de alta densidad en aguas profundas:

1. Por lo menos 2000 pies de cada sitio propuesto para el vertido de lodos y recortes; y
2. Al menos 250 pies de cualquier otra perturbación propuesta en el lecho marino (incluyendo aquellas causadas por anclas, cadenas de anclas, cuerdas de acero, la

instalación de escantillones en el fondo marino y la construcción de oleoductos/gasoductos). Las perturbaciones del fondo marino, incluyen toda perturbación “temporal” causada durante las operaciones de anclaje (por ejemplo, el despliegue, posicionamiento y recuperación del ancla), así como aquellas generadas por las actividades de anclaje previas a la llegada de una Unidad Móvil de Perforación en Alta Mar (MODU, por sus siglas en inglés) al sitio (por ejemplo, la preinstalación de pilas de succión y cables; donde los impactos en el fondo marino son mucho mayores mientras los cables están posicionados en el lecho marino, antes de tensarlos y amarrarlos a la MODU).”

Esta mejor práctica internacional para la protección de las comunidades bentónicas en aguas profundas requiere que los proponentes de proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar proporcionen información detallada, antes de la aprobación del proyecto, sobre las características geológicas que puedan indicar la presencia de comunidades bentónicas en aguas profundas protegidas por las zonas de exclusión menconadas anteriormente.<sup>122</sup>

El plan de manejo ambiental de todo EIA de los pozos petrolíferos propuestos en alta mar debe incluir un compromiso de proteger las comunidades bentónicas en aguas profundas, por lo menos tan exigente como aquellos incluidos en la Notificación a los Arrendatarios del Departamento del Interior de los EE. UU. descrito arriba.

*Para los pozos en alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales obliga al proponente del proyecto a seguir las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para el tratamiento y eliminación de los residuos de Producción, Almacenamiento y Descarga Flotante (FPSO, por sus siglas en inglés)?*

Se utilizan los buques de FPSO en la producción de petróleo y gas en alta mar, y cuentan con sistemas de gestión de residuos para tratar varios tipos de residuos generados a bordo. Las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para el tratamiento y eliminación de los residuos FPSO, están enfocadas en minimizar los impactos ambientales y asegurar la seguridad y eficiencia de las operaciones. Las mejores prácticas para gestionar los residuos FPSO incluyen:

- Implementar prácticas de minimización de residuos para reducir la generación de residuos FPSO;
- Promover la segregación en las fuentes para separar los distintos tipos de residuos (por ejemplo, peligrosos, no peligrosos, reciclables) en el punto de generación;
- Proveer instalaciones adecuadas para el almacenamiento de residuos en el FPSO para prevenir filtraciones o derrames;

---

<sup>122</sup> Aviso a los arrendatarios y operadores de contratos de arrendamiento federales petrolíferos, gasíferos y de azufre y poseedores de derechos de paso para oleoductos/gasoductos en la Plataforma Continental Exterior, Golfo de México, Región OCS. Elaborado por el Departamento del Interior de EE. UU. : Comunidades Bentónicas de Aguas Profundas. NTL No. 2009-G40  
<https://www.boem.gov/sites/default/files/regulations/Notices-To-Lessees/2009/09-G40.pdf>

- Recoger y transportar los residuos regularmente a instalaciones de eliminación en tierra firme o en alta mar;
- Tratar y procesar residuos específicos, tales como el agua aceitosa, para reducir su impacto ambiental antes de su vertido;
- Implementar prácticas seguras y responsables para el almacenamiento, tratamiento y eliminación de sustancias químicas y residuos peligrosos;
- Mantener registros de inventario y fichas técnicas de la seguridad de los materiales peligrosos;
- Aplicar procedimientos para la gestión de las aguas de lastre, a fin de evitar la propagación de especies invasoras entre diferentes regiones. Instalar sistemas de tratamiento de efluentes y de aguas residuales domésticas que cumplan con normas internacionales para la descarga o eliminación;
- Manejar eficazmente los residuos de petróleo e hidrocarburos para prevenir derrames y descargas en el mar y
- Operar separadores de petróleo y agua para tratar las aguas residuales aceitosas, especialmente las aguas de sentinas.

*Para los pozos en alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales exige al proponente del proyecto a cumplir con las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para prevenir las colisiones de embarcaciones?*

Las mejores prácticas internacionales para prevenir las colisiones de embarcaciones, particularmente en lo referente a la seguridad marítima y protección ambiental, están enfocadas en reducir el riesgo de colisiones entre las embarcaciones y vida silvestre marina, tales como ballenas, delfines y tortugas marinas. Dichas prácticas intentan proteger tanto la vida marina como las operaciones marítimas, e incluyen:

- Exigir velocidades reducidas en áreas con poblaciones conocidas o potenciales de vida marina silvestre;
- Establecer velocidades máximas o “zonas de velocidad reducida” en hábitats críticos o corredores migratorios;
- Designar vías marítimas y rutas de navegación que eviten los hábitats críticos de la vida silvestre marina y las rutas migratorias (utilizando cartas de navegación actualizadas que indiquen áreas con alta actividad de vida silvestre);
- Implementar los Servicios de Tráfico Marítimo (STM), para proporcionar información en tiempo real sobre el tráfico, incluida la presencia de vida silvestre marina (utilizando los STM para guiar a las embarcaciones alrededor de las áreas de interés);
- Emplear observadores(as) marinos(as) entrenados(as) a bordo de las embarcaciones que transitan por regiones ricas en vida silvestre. Estos(as) observadores(as) pueden identificar la presencia de vida marina y recomendar cambios de rumbo. Además las embarcaciones pueden estar equipadas con tecnologías modernas de navegación y detección, como radar, sonar y sistemas infrarrojos de barrido frontal (FLIR, por sus siglas en inglés). Los(as) observadores(as) pueden utilizar dichas tecnologías para detectar y rastrear la vida silvestre marina y evaluar los riesgos de

colisiones. Por ejemplo, los Sistemas de Alerta de Ballenas proporcionan datos en tiempo real sobre la ubicación de ballenas, informando a los(as) operadores(as) de las embarcaciones sobre la vida marina cercana. Asimismo, se deben implementar procedimientos operativos que guíen a los(as) operadores(as) de embarcaciones sobre cómo responder cuando se detecta vida marina silvestre y

- Establecer protocolos para reducir la velocidad, cambiar el rumbo o tomar otras medidas de evasión.

*Para los pozos en alta mar, ¿el capítulo sobre la gestión y el monitoreo ambientales exige al proponente del proyecto cumplir con las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para prevenir la contaminación lumínica?*

La prevención de la contaminación lumínica generada por las actividades petrolíferas y gasíferas en alta mar es esencial para minimizar el impacto ambiental, incluyendo los efectos en los ecosistemas marinos y en comunidades cercanas. Las mejores prácticas internacionalmente aceptadas para reducir la contaminación lumínica en operaciones en alta mar incluyen:

- Utilizar dispositivos de iluminación energéticamente eficientes y cubiertos para dirigir la luz hacia donde se necesita, evitando su dispersión innecesaria, como la instalación de dispositivos de iluminación con detectores de movimiento y temporizadores que disminuyan los niveles de luz cuando no sea necesaria;
- Implementar tecnologías de iluminación de bajo impacto, como dispositivos LED que ofrecen iluminación direccional y controlada. Se pueden emplear dispositivos de iluminación con temperaturas de color más bajas (luz más cálida) para minimizar su impacto en el entorno natural, y utilizar cortinas antiluz que dirijan la luz hacia abajo y reduzcan el resplandor del cielo, el brillo y la luz. Instalar barreras para bloquear la línea de visión directa entre las fuentes de luz y áreas sensibles;
- Establecer horarios límites de iluminación, durante los cuales las luces no esenciales deben atenuarse o apagarse; y
- Permitir la iluminación esencial solo durante tiempos y lugares específicos.

### *3.6. Garantías financieras*

Para abordar los impactos en el agua y el climáticos causados por la pérdida de la integridad de los pozos, a menudo abandonados (discutido en la sección 2.2.2.2), y para abordar los impactos de los derrames de petróleo (discutido en las secciones 2.2.2.4 y 2.2.3.2), es de vital importancia que los reguladores gubernamentales exijan a las empresas petroleras proporcionar, antes de iniciar la perforación, garantías financieras para asegurar el sellado completo y oportuno de los pozos, la recuperación de las áreas de arrendamiento y la restauración de las tierras o aguas subterráneas que puedan verse afectadas negativamente después del abandono o cese de las operaciones de arrendamiento de petróleo y gas.

## Requisitos de fianzas de garantía para nuevos proyectos petrolíferos y gasíferos propuestos en tierra firme

El siguiente lenguaje en Título 43 de la Subparte 3104 del Código de Regulaciones Federales de EE. UU., que se aplica a las actividades petrolíferas y gasíferas propuestas en tierras federales, ofrece un buen ejemplo del tipo de requisitos de fianzas que debe discutirse en los EIA de proyectos petrolíferos y gasíferos propuestos:

### “§ 3104.1 Obligaciones de Fianzas

(a) Antes de comenzar actividades que alteren la superficie relacionadas con operaciones de perforación, el arrendatario, titular de derechos de operación (subarrendatario) u operador deberá presentar una fianza de garantía o una fianza personal, condicionada al cumplimiento de todos los términos y condiciones del(los) contrato(s) de arrendamiento(s) correspondiente(s), según se describe en esta subparte. Los montos de fianzas no serán inferiores a los montos mínimos establecidos en esta subparte para asegurar el cumplimiento de la normativa, incluyendo el sellado completo y oportuno, del(los) pozo(s), la recuperación de las áreas de arrendamiento y la restauración de cualquier tierra o agua superficial afectada negativamente por las operaciones arrendatarias después del abandono o cese de las actividades petrolíferas y gasíferas en el(los) contrato(s) de arrendamiento, de acuerdo con, pero no limitando a, las normas y requisitos establecidos en §§ 3162.3 y 3162.5 de este título, así como las órdenes emitidas por el/la oficial autorizado(a).

(b) Las fianzas de garantía deberán ser emitidas por compañías de fianzas aprobadas por el Departamento del Tesoro (véase el Aviso No. 570 del Departamento del Tesoro).

(c) Los fianzas personales deberán ir acompañadas de:

- (1) Un certificado de depósito emitido por una institución financiera, cuyos depósitos están asegurados por el Gobierno Federal, otorgando explícitamente al Secretario plena autoridad para exigir el pago inmediato en caso de incumplimiento de los términos y condiciones de un contrato de arrendamiento. El certificado debe indicar explícitamente en su portada que requiere la aprobación del/la Secretario(a), antes de que cualquier parte pueda efectuar el pago;
- (2) Cheque de caja;
- (3) Cheque certificado;
- (4) Valores negociables del Departamento del Tesoro de EE. UU. de un valor igual al monto especificado en el bono. Los valores negociables del Departamento del Tesoro deberán ir acompañados de una transmisión que otorgue al Secretario plena autoridad para vender tales valores en caso de incumplimiento de los términos y condiciones de un contrato de arrendamiento; o
- (5) Una carta de crédito irrevocable, emitida por una institución financiera cuyos depósitos están asegurados por el Gobierno Federal, con un plazo específico, que identifique al Secretario como el único beneficiario, con la plena autoridad para exigir el pago inmediato en caso de incumplimiento de los términos y condiciones de un contrato de arrendamiento”.

La Oficina de Administración de Tierras de EE. UU. ha estimado que los montos de las fianzas necesarios para cubrir los costos totales de sellado y recuperación de operaciones en tierra firme, serían USD \$994.000 para un campo petrolífero y gasífero con 14 pozos y USD \$4.686.000 para un campo petrolífero y gasífero con 66 pozos.<sup>123</sup>

### Requisitos de fianzas de garantía para nuevos proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar

Los requisitos de fianzas de garantía para nuevos proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar, como los detalla la Oficina de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés), están diseñados para asegurar que las empresas tengan suficientes recursos financieros para cubrir los costos del desmantelamiento y limpieza asociados con sus operaciones.<sup>124</sup> Los requisitos de fianzas son de USD \$50.000 por contrato de arrendamiento, o USD \$300.000 para un grupo de contratos de arrendamiento dentro de una misma área.<sup>125</sup> Se requieren fianzas de referencia y suplementarias adicionales para calcular las responsabilidades de desmantelamiento. Dichas fianzas de referencia y suplementarias, aseguran la disponibilidad de suficientes fondos para cubrir el costo total de las actividades de desmantelamiento, incluyendo la remoción de estructuras, el sellado de pozos y la limpieza del sitio. Estos montos suplementarios suelen aplicarse a: 1) actividades de exploración – USD \$200.000 para cada contrato de arrendamiento dentro de una zona de la OCS; y 2) actividades de producción – USD \$500.000 para cada contrato de arrendamiento dentro de una zona de la OCS.<sup>126</sup>

La BOEM puede requerir garantías adicionales, más allá de las fianzas de referencia y suplementarias, si determina que existe un mayor riesgo de incumplimiento o si la condición financiera del arrendatario lo justifica. Esto, podría incluir una combinación de bonos de garantía, cartas de crédito y otros instrumentos financieros. Estos requisitos de fianzas, protegen al Gobierno federal y a los y las contribuyentes de asumir los costos de desmantelamiento y restauración ambiental si un operador de un proyecto petrolífero y

---

<sup>123</sup> Oficina de Administración de Tierras de EEUU. (julio de 2023). *Fluid Mineral Leases and Leasing Process (Proposed Rule)* [Contratos de arrendamiento de minerales fluidos y el proceso de arrendamiento (regla propuesta)]. <https://www.blm.gov/sites/default/files/docs/2023-07/Final-Draft-Proposed-Onshore-Oil-and-Gas-Leasing-Rule-07-18-2023.pdf> Véase además: Oficina de Administración de Tierras de EEUU. (15 de noviembre de 2018). IM 2019-014, *Instruction Memorandum* [Memorándum de instrucción], *Oil and Gas Bond Adequacy Reviews* [Reseñas de suficiencia de fianzas de petróleo y gas]. <https://www.blm.gov/policy/im-2019-014>

<sup>124</sup> Oficina de Administración de Energía Oceánica. (s.f.). *Financial Assurance Requirements for the Offshore Oil and Gas Industry Operating on the OCS* [Requisitos de garantías financieras para la industria petrolera y gasífera operando en alta mar en la OCS]. <https://www.boem.gov/oil-gas-energy/risk-management/financial-assurance-requirements-offshore-oil-and-gas-industry>

<sup>125</sup> 30 CFR § 556.900 - *Financial Assurance Requirements for an Oil and Gas or Sulfur Lease* [Requisitos de garantías financieras para contratos de arrendamiento para petróleo y gas o azufre], <https://www.ecfr.gov/current/title-30/section-556.900>

<sup>126</sup> 30 CFR § 556.901 - *Base and Supplemental Financial Assurance* [Fianzas de referencia y suplementarias financieras]. <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-V/subchapter-B/part-556/subpart-I/section-556.901>

gasífero en alta mar no puede cumplir con sus obligaciones. Los montos adicionales de fianzas reflejan el aumento de los costos y riesgos de las operaciones en alta mar.

La BOEM y la BSEE son las entidades responsables de supervisar los requisitos de fianzas para los nuevos proyectos petrolíferos y gasíferos en alta mar, con el fin de compensar los costos de los derrames de petróleo. Estos requisitos aseguran que las empresas cuenten con suficientes recursos financieros para cubrir sus posibles responsabilidades, incluidos los costos relacionados con derrames de petróleo. Los componentes clave son:

1) Responsabilidades Económicas por los Derrames de Petróleo (OSFR, por sus siglas en inglés): Los operadores deben demostrar su capacidad de pagar los costos de limpieza y los daños derivados de derrames de petróleo mediante el cumplimiento de los requisitos de OSFR.

2) Montos de cobertura bajo las OSFR: Estos montos se determinan en función del peor escenario posible de volumen de descarga, de acuerdo con los siguientes niveles generales:

- Hasta 35.000 barriles: USD \$35 millones
- de 35.001 a 70.000 barriles: USD \$70 millones
- de 70.001 a 105.000 barriles: USD \$105 millones
- Más de 105.000 barriles: USD \$150 millones<sup>127</sup>

Los operadores deben presentar garantías de su capacidad financiera para cumplir con sus responsabilidades en caso de derrames de petróleo, como parte de sus obligaciones OSFR. Estas pruebas pueden presentarse en forma de estados financieros, historiales de crédito u otras pruebas de fortaleza financiera. Estos requisitos de fianzas y garantías financieras están diseñados para mitigar el riesgo asociado con derrames de petróleo, asegurando que los operadores dispongan de los recursos necesarios para cubrir con los costos relacionados con derrames y protegiendo así el ambiente y la salud pública.

---

<sup>127</sup> 30 CFR § 553.13 - *How Much OSFR Must I Demonstrate?* [¿Qué cantidad de OSFR debo demostrar?] <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-V/subchapter-B/part-553/subpart-B/section-553.13>