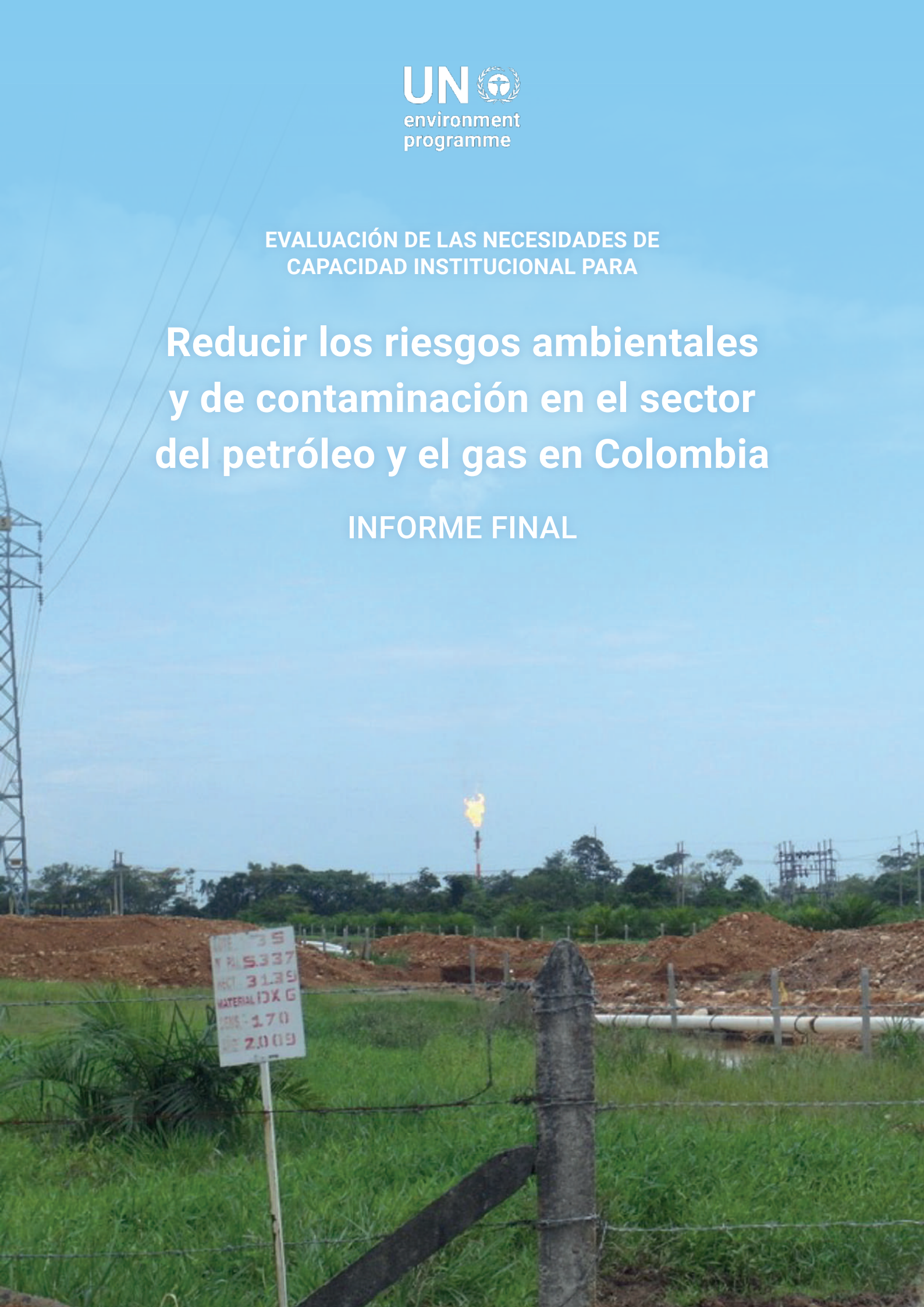


EVALUACIÓN DE LAS NECESIDADES DE
CAPACIDAD INSTITUCIONAL PARA

Reducir los riesgos ambientales y de contaminación en el sector del petróleo y el gas en Colombia

INFORME FINAL



First published in 2022 by the United Nations Environment Programme
© 2022, United Nations Environment Programme

United Nations Environment Programme
P.O. Box 30552, Nairobi, KENYA
Tel: +254 (0)20 762 1234
Fax: +254 (0)20 762 3927
E-mail: uneppub@unep.org
Web: <http://www.unep.org>

© 2022 United Nations Environment Programme

This publication may be reproduced in whole or in part and in any form for educational or non-profit services without special permission from the copyright holder, provided acknowledgement of the source is made. The United Nations Environment Programme would appreciate receiving a copy of any publication that uses this publication as a source.

No use of this publication may be made for resale or any other commercial purpose whatsoever without prior permission in writing from the United Nations Environment Programme. Applications for such permission, with a statement of the purpose and extent of the reproduction, should be addressed to the Director, Communication Division, United Nations Environment Programme, P. O. Box 30552, Nairobi 00100, Kenya.

The designations employed and the presentation of the material in this publication do not imply the expression of any opinion whatsoever on the part of the Secretariat of the United Nations concerning the legal status of any country, territory or city or area or its authorities, or concerning the delimitation of its frontiers or boundaries. For general guidance on matters relating to the use of maps in publications please go to <http://www.un.org/Depts/Cartographic/english/htmain.htm>.

Mention of a commercial company or product in this document does not imply endorsement by the United Nations Environment Programme or the authors. The use of information from this document for publicity or advertising is not permitted. Trademark names and symbols are used in an editorial fashion with no intention on infringement of trademark or copyright laws.

The views expressed in this publication are those of the authors and do not necessarily reflect the views of the United Nations Environment Programme. We regret any errors or omissions that may have been unwittingly made.

© Maps, photos and illustrations as specified

Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2022). Evaluación de las necesidades de capacidad institucional para reducir los riesgos ambientales y de contaminación en el sector del petróleo y el gas en Colombia.

Prepared by The Disasters and Conflicts Branch, Ecosystems Division.

Design and layout: Lynda Monk/Red Kite Creative Ltd

Evaluación de las necesidades de capacidad institucional para reducir los riesgos ambientales y de contaminación en el sector del petróleo y el gas en Colombia

INFORME FINAL

diciembre 2022

Foto de cubierta: Quema de gas en el
municipio de Acacias en los llanos colombianos.

© Cristian Rojas Cifuentes.

UNEP promotes
environmentally sound practices
globally and in its own activities. This
publication is printed on recycled paper
using eco-friendly practices. Our distribution
policy aims to reduce UNEP's carbon footprint.



CONTENIDO

Lista de acrónimos	6
Agradecimientos	8
Resumen ejecutivo	9
1. INTRODUCCIÓN - EL SECTOR DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN COLOMBIA	16
1.1 Historia reciente	16
1.2 Panorama económico	16
1.3 Descripción ambiental	16
1.4 Exploración temprana de petróleo y gas	17
1.5 Desarrollos y descubrimientos recientes	17
1.6 Reducir el riesgo ambiental en el desarrollo del sector del petróleo y el gas	21
2. INSTRUMENTOS LEGALES Y LEGISLATIVOS RELEVANTES PARA EL MEDIO AMBIENTE Y EL PETRÓLEO Y EL GAS EN COLOMBIA	22
3. PROPÓSITO Y OBJETIVOS DE LA EVALUACIÓN DE LAS NECESIDADES DE CAPACIDAD	32
4. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE NECESIDADES DE CAPACIDAD	33
4.1 Revisión documental	33
4.2 Cuestionario de evaluación de necesidades de capacidad y Taller de Consultas	33
4.3 Preparación y curso en línea para la evaluación de sitios contaminados	33
4.4 Proceso de priorización de las áreas de preocupación claves	34
4.5 Participación de las partes interesadas	34
5. PRIORIZACIÓN DE LOS DESAFÍOS DE CAPACIDAD	35
5.1 Propósito del ejercicio de priorización	35
5.2 Panorama general	35
5.3 Proceso de priorización	35
5.4 Áreas prioritarias finales para el desarrollo de capacidad	36
6. CONCLUSIÓN Y PRÓXIMOS PASOS	46
REFERENCIAS Y DOCUMENTOS REVISADOS	48
ANEXOS	50
Anexo 1. Itinerario del proceso de la ENC	50
Anexo 2. Lista de participantes e instituciones reunidas	51
Anexo 3. Cuestionario para el análisis de las áreas prioritarias para el desarrollo de capacidad	54
Anexo 4. Hallazgos y resultados clave del informe preliminar de la ENC	56
Anexo 5. Movilización de recursos	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Áreas de exploración(rojo), exploración (amarillo), evaluación técnica de la ANH (azul) y proyecto especial de investigación por contrato (verde) de hidrocarburos, en noviembre de 2022. Fuente: ANH, 2022.	18
Figura 2. A) Pronóstico deal agotamiento por categoría de reservas de petróleo en miles de barriles por día. B) Pronóstico deal agotamiento por categoría de reservas de gas natural en millones de pies cúbicos por día. Fuente: ANH,w 2022.	19
Figura 3. Bloques de exploración recientes de Colombia en la ronda de licitaciones de 2021. Fuente: ANH, 2022.	20
Figura 4. Gráfico de araña sobre los resultados detallados del cuestionario de ENC 2021, que muestra las ocho áreas de preocupación claves que surgieron como las de mayor prioridad para ser reevaluadas.	36
Figura A1. Gráficos de araña sobre los resultados del cuestionario de evaluación de necesidades de capacidad.	56
Figura A2. El proceso de EIA en Colombia.	61
Figura A3. Derrame de crudo del pozo La Lizama en un afluente del río Magdalena.	70
Figura A4. Figura A4. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Fuente: BUR3, 2022.	73

LISTA DE TABLAS

Tabla A1. Summary of key concerns identified that need to be validated before recommendations are proposed, as presented in the Preliminary ENC Report.	12
Tabla 1. Policies relevant to the oil and gas sector.	22
Tabla 2. Legislation relevant to the oil and gas sector.	23
Tabla 3. Legal Provisions relevant to addressing Key Areas of Concern for the Environmental Governance and Management in the Oil and Gas Sector.	27
Tabla 4. Multilateral Environmental Agreements have been adopted into Colombian laws.	30

LISTA DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO	Nombre de la entidad (Ministerio matriz cuando corresponda)
ACGGP	Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo
ACP	Asociación Colombiana del Petróleo
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
CAM	Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena
CARSUCRE	Corporación Autónoma Regional de Sucre
CAS	Corporación Autónoma Regional de Santander
CCAL	Coalición Clima y Aire Limpio
CND	Contribución Nacionalmente Determinada
CORDATEC	Corporación Defensora del Agua, Territorio y Ecosistemas,
CORPOAMAZONIA	Corporación por el Desarrollo Sostenible del Sur de la Amazonía
CORPOBOYACA	Corporación Autónoma Regional de Boyacá
CORPONARIÑO	Corporación Autónoma Regional de Nariño
CORPONOR	Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental
CSO	Civil Society Organisation
DAASU	Dirección de Asuntos Ambientales Sectorial y Urbana
DIMAR	Dirección Nacional Marítima
DNP	Departamento Nacional de Planificación
DRM	Disaster Risk Management
ECP	Ecopetrol
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
EITI	Extractive Industries Transparency Initiative
ELN	Ejército de Liberación Nacional
ENC	Evaluación de Necesidades de Capacidad (CNA, por sus siglas en inglés)
FARC	Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia-Ejército Popular

GEF	Global Environment Facility
GHG	Greenhouse Gas
ICP	Instituto Colombiano del Petróleo
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
OIEM	Observatorio Internacional de Emisiones de Metano
INVEMAR	Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras
MINAMBIENTE	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MINENERGIA	Ministerio de Energía
NCEA	Netherlands Commission for Environmental Assessment
NDC	Nationally Determined Contribution
NGO	Non-governmental Organisation
ODS	Ozone-depleting substances
OEM	Ordenación del espacio marítimo
OFD	Oil for Development (Programa)
OGMP	Alianza para la Reducción de las Emisiones de Metano Provenientes de la Producción de Petróleo y Gas
ONAC	Organismo Nacional de Acreditación de Colombia
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PCF	Prototype Carbon Fund
PNUMA	Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente
SIG	Sistema de información geográfica
SNIGRD	Sistema Nacional de Información para la Gestión del Riesgo de Desastres
TWG	Technical Working Group
UNEP	United Nations Environment Programme
UNGRD	Unidad Nacional para la Gestion del Riesgo de Desastres
UT IJT	Union Temporal Ismocol Joshi Parko

AGRADECIMIENTOS

El Programa de la ONU para el Medio Ambiente (PNUMA) agradece su apoyo, el punto focal del Programa de Petróleo para el Desarrollo del Ministerio de Medio Ambiente, a Magdalit Holguin Santa, y la Oficina del PNUMA en Colombia (Mauricio Bedoya) por completar el cuestionario de evaluación de necesidades de capacidad (ENC) y organizar las revisiones grupales; también por organizar las reuniones introductorias y brindar orientación durante la visita preparatoria del curso de Evaluación de Sitios Contaminados (CSA) a Bogotá en 2019, y al equipo de Ecopetrol por su presentación, compartir experiencias sobre remediación y ofrecer ser los anfitriones de nuestro taller de capacitación, que finalmente se realizó en línea, en noviembre de 2020. Estamos muy agradecidos con quienes dieron su tiempo gratuitamente para reunirse y discutir este taller de capacitación. Valoramos la contribución de todos los que se tomaron el tiempo de completar el cuestionario sobre las ENC, y a los que participaron en las reuniones bilaterales específicas para cada sector, les agradecemos su dedicación, sugerencias y opiniones.

Agradecemos especialmente a todos los funcionarios gubernamentales que participaron en las revisiones finales y en el intercambio de información, documentos e ideas durante el proceso de actualización final durante noviembre de 2022.

Les agradecemos a todos por su tiempo y compromiso. Cristian Rojas Cifuentes y Juliana Ibarra Yomayusa, de la oficina de país del PNUMA en Colombia, ayudaron al PNUMA a llevar a cabo estas actividades. Por el apoyo organizativo y sus aportes técnicos a este informe, agradecemos a Devashree Pillai de la Subdivisión de Desastres y Conflictos, PNUMA, Ginebra. También agradecemos a la Rama de Clima y Energía, PNUMA, París, por contribuir al proceso de revisión del informe, con un agradecimiento especial a Meghan Demeter.

RESUMEN EJECUTIVO

Las reservas de gas en tierra en el valle central de Colombia se han utilizado durante más de 100 años y, a mediados de 1980, Colombia se convirtió en un exportador de petróleo a medida que los volúmenes de producción aumentaron significativamente. En 2015, el petróleo representó el 20% de los ingresos del país. A pesar de los ingresos sostenidos por las exportaciones de petróleo, Colombia tiene una historia de conflictos socioambientales, debido a la frecuente superposición de áreas de exploración y producción de hidrocarburos, con focos de biodiversidad, áreas protegidas y territorios indígenas ubicados en el país así como en la Amazonía occidental, condición que genera una preocupación ambiental de manera transversal al desarrollo de estas actividades. A pesar de ser el cuarto productor de petróleo de América Latina, ahora son raros los nuevos descubrimientos importantes. Es ampliamente entendido que futuro de hidrocarburos de Colombia provendría de fuentes como el descubrimiento y desarrollo de campos de nuevas áreas tanto a nivel continental como costa afuera (Mar Caribe), en la recuperación mejorada de petróleo, y posiblemente de yacimientos no convencionales (especialmente el fracking). De acuerdo con las nuevas políticas del gobierno entrante, se ha tomado la decisión de no continuar con estos proyectos, sin embargo, este escenario está sujeto a cambios, dejando al menos algo de fracking como una posibilidad para el futuro. Todas estas nuevas áreas potenciales de producción tienen implicaciones ambientales asociadas, las cuales están siendo abordadas por el gobierno colombiano.

Varios socios de desarrollo internacionales, incluido el Programa de Petróleo para el Desarrollo (OfD) del Gobierno de Noruega, se han presentado para apoyar al Gobierno de Colombia en la gestión de su emergente sector de petróleo y gas. En nombre del Gobierno de Colombia, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) llevó a cabo una evaluación rápida de necesidades de capacidad institucional (ENC) sobre el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector de petróleo y gas, que se inició en noviembre de 2019 y continuó a través de consultas en línea en junio de 2020, de donde salió un borrador del informe de ENC en enero de 2021 y el cual concluyó en este informe en septiembre de 2022. La ENC tiene como objetivo contribuir al desarrollo de la capacidad a largo plazo del país en materia de gestión ambiental en el sector petrolero.

Objetivos y alcance

El objetivo de la ENC es documentar las necesidades de capacidad de los ministerios, departamentos y agencias gubernamentales (MDA) clave con respecto a la gestión ambiental en el sector del petróleo y gas. La ENC contribuye a una “hoja de ruta” nacional que describe las necesidades de capacidad estratégica de las instituciones gubernamentales para fortalecer la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas.

En noviembre de 2019, el PNUMA inició el proceso de la ENC en Bogotá. Se adoptó un enfoque de tres fases después de la adaptación requerida, impuesta por las restricciones pandémicas de COVID-19, que incluían: (i) revisión documental de la documentación disponible; (ii) el diseño de un borrador inicial, interno, del cuestionario de la ENC, que luego se compartió con un pequeño grupo de expertos nacionales en Colombia, antes de que un grupo más amplio de múltiples partes interesadas fuera convocado a través de un taller virtual para revisar el cuestionario en donde la ENC integro las diferentes consideraciones de los participantes ENC; y (iii) la Parte 1 de la capacitación nacional sobre evaluación de sitios contaminados (CSA), que brindó oportunidades para seguir debatiendo con los participantes invitados (del Gobierno, el mundo académico y Ecopetrol) las inquietudes planteadas en los dos ejercicios anteriores.

Esta ENC analiza los desafíos y oportunidades transversales y las capacidades generales de las instituciones gubernamentales para hacer frente a los desafíos emergentes de las actividades ‘upstream’ de la industria del petróleo y gas a largo plazo. Examina las funciones que desempeñan varias instituciones gubernamentales en la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas y los desafíos experimentados por las instituciones individuales. Identifica varias preocupaciones clave que deben validarse antes de poder redactar recomendaciones para abordarlas. El proceso de validación planificado se detuvo debido a las restricciones de COVID-19, pero algunos métodos alternativos adoptados durante 2021 y 2022 tuvieron éxito en la construcción de relaciones con instituciones que fueron clave para los comentarios y aportes para este informe final.

Las ocho áreas temáticas principales evaluadas dentro del alcance de la gestión ambiental incluyen: (1) instituciones nacionales/capacidad institucional relacionada con el medio ambiente y la industria

petrolera; (2) políticas, marco legal y gobernanza; (3) capacidades técnicas nacionales relacionadas con la gestión ambiental del sector de petróleo y gas; (4) ONG y sociedad civil / participación ciudadana; (4.1) comunidades locales; (5) participación académica; (6) medios de comunicación; (7) presencia y participación del sector privado; y (8) preparación y respuesta ante emergencias. A estos se pueden agregar las otras áreas temáticas que se han identificado a través de la revisión más amplia de la literatura y de las discusiones mantenidas con las partes interesadas clave, y de los comentarios recibidos durante el curso de capacitación en línea de CSA, a saber, sitios contaminados y remediación, emisiones y quema, laboratorios acreditados, fracking, exploración en alta mar y datos ambientales relevantes para el sector del petróleo y el gas. Cada uno de ellos se describe con más detalle a continuación, correspondiente a las principales secciones temáticas del informe, y se resume en la Tabla A1 y con más detalle en el anexo 4 sobre hallazgos y resultados clave del informe preliminar de la ENC.

Capacidad/Instituciones nacionales relacionadas con el medio ambiente y la industria petrolera

En la Sección 1.1 del Anexo 4 se describe la infraestructura institucional integral existente para la gestión del sector de petróleo y gas, donde los temas ambientales son abordados principalmente por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (conocido localmente como Minambiente). En Minambiente, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) es la entidad encargada de la evaluación, aseguramiento y supervisión ambiental de los proyectos de petróleo y gas en el país. Las tres preocupaciones principales identificadas se relacionan con la capacidad financiera para proporcionar y mantener equipos para muestreo y análisis de campo, los presupuestos para los mecanismos de coordinación interministerial y los presupuestos para implementar el monitoreo del cumplimiento ambiental. Esta última preocupación existe a pesar de que se reconoce que el sistema de seguimiento de los proyectos propios de la industria está a su cargo.

En cuanto a la coordinación interministerial, hay cuestiones relacionadas con los pozos de reinyección, las responsabilidades medioambientales por contingencias causadas por actos voluntarios de terceros y los desarrollos pendientes para el control de la actividad en alta mar. Estos problemas están relacionados con la falta de normas para la reinyección, el desajuste entre los ministerios centrales y las corporaciones autónomas regionales en materia de limpieza y gestión de residuos, y la necesidad de reforzar la aplicación de la normativa para la eliminación de residuos en alta mar, incluida el agua producida.

¹ El estudio realizó solo una breve descripción de la legislación.

Políticas y marcos legales y gobernanza relacionados con el sector de petróleo y gas

La Sección 1.2 del Anexo 4 proporciona una breve descripción de la disponibilidad de la legislación relevante en Colombia con referencia a la gestión ambiental aplicada al sector de petróleo y gas¹. En general, Colombia cuenta con un marco legislativo adecuado para respaldar la mayoría de los aspectos de la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas.

Una preocupación identificada fue la falta de legislación para formalizar la Evaluación Ambiental Estratégica- EAE para este sector (y otros). Otra fue la incertidumbre sobre la existencia de procedimientos operativos para abordar el incumplimiento por parte de los operadores a los que se les ha otorgado licencias ambientales con base en la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y si han sido operacionales. En relación con los EIA, una tercera preocupación fue si se está practicando el procedimiento de mejores prácticas de las auditorías ambientales. En las revisiones finales, la ANLA confirmó que existen procedimientos de control medioambiental por parte de equipos multidisciplinarios de profesionales y que se formulan requerimientos en caso de observarse algún incumplimiento de las obligaciones medioambientales por los que se imponen sanciones a las empresas responsables.

La cuarta preocupación estaba relacionada con la parte final del proceso de revisión pública de los EIA, en particular, no se especifica el periodo para compartir las EIA finales con el público para su revisión. La preocupación final estaba relacionada con el marco político y legal asociado con el desmantelamiento de pozos e infraestructura de petróleo y gas, en el que no se podía determinar la existencia de evaluaciones de riesgos medioambientales y socioeconómicos relacionados con el desmantelamiento, incluso en relación con proyectos más antiguos en los que la ubicación de los pozos puede no conocerse con precisión.

Capacidades técnicas nacionales relacionadas con la gestión ambiental del sector de petróleo y gas

En la Sección 1.3 del Anexo 4 se describe la forma en que se ha implementado la gestión ambiental de las actividades de petróleo y gas, incluso mediante revisiones establecidas de EIAs. Las pocas preocupaciones potenciales identificadas se relacionan con la capacitación del personal, siguiendo un régimen institucionalizado regular. Otras dos preocupaciones identificadas son la falta de promoción de tecnologías de energía limpia y la escasa atención prestada a las cuestiones de la inclusión de datos diferenciados por género en las EIA y el seguimiento de los impactos ambientales (y socioeconómicos).

ONG y sociedad civil/participación ciudadana y comunidades locales

Existe una larga historia de actividad de organizaciones no gubernamentales (ONG) en Colombia, como se detalla en la Sección 1.4. del Anexo 4 muchas ONG participan activamente en asuntos sociales y ambientales asociados con el sector del petróleo y el gas, y más recientemente se han centrado en métodos de exploración de yacimientos no convencionales como el fracking. A menudo apoyando a las comunidades locales en las cercanías de las operaciones petroleras, las ONG siguen teniendo un papel importante que desempeñar en ayudar a las comunidades a participar en la discusión y las decisiones relacionadas con la exploración y los eventos accidentales en sus áreas. Como se describe en la Sección 1.5 del Anexo 4, surgen preocupaciones sobre el acceso que las comunidades locales deben o pueden tener a los sitios de exploración, y la necesidad de desarrollar la capacidad de las comunidades (y ONG asociadas) para mejorar su participación en el proceso de toma de decisiones. Se plantea una tercera preocupación sobre cómo se reconocen formalmente los procedimientos de reclamación y se siguen hasta su resolución.

Academia

Como se describe en la Sección 1.6 del Anexo 4, el sector académico ha participado ampliamente en varios roles asociados con la industria del petróleo y el gas. La única preocupación real que surgió fue la falta de cursos de posgrado más dedicados relacionados con los aspectos tecnológicos, hidrogeológicos y operativos, ambientales actuales y futuros que se espera que sean relevantes para los esfuerzos de desarrollo de petróleo de yacimientos no convencionales, en alta mar (costa afuera) y de recuperación mejorada.

Medios de comunicación

La Sección 1.7 del Anexo 4 proporciona una descripción de cómo este sector está activo en el país e identificó una preocupación que, si se aborda, podría contribuir a una descripción más completa de las actividades y consecuencias relacionadas con el sector de petróleo y gas en Colombia. Para contribuir a mejorar la cobertura, los medios de comunicación necesitan capacitación técnica y sensibilización sobre aspectos actuales y futuros, como la tecnologías para el desarrollo del petróleo de yacimientos no convencionales, en alta mar (costa afuera) y de recuperación mejorada, y los problemas socioeconómicos, ambientales y de salud asociados.

Sector privado

Como se describe en la Sección 1.8 del Anexo 4, Colombia tiene un próspero sector privado que participa activamente en el sector del petróleo y el gas, sobre todo por Ecopetrol, ahora parcialmente privatizado.

Las empresas extranjeras no tienen que estar necesariamente asociadas a Ecopetrol, como era el caso del contrato de asociación. Desde la creación de la ANH en 2003, existe un contrato de Exploración y Producción en el que cualquier empresa que cumpla los requisitos y participe en el proceso puede ser adjudicataria de un área, siendo Ecopetrol también participe de este proceso. Otras empresas están involucradas en servicios de apoyo a las principales firmas de exploración y las empresas de consultoría brindan servicios en la elaboración de los estudios de impacto ambiental. Se planteó la cuestión de la idoneidad de los consultores de EIA y cómo disponer de un medio para calificar este trabajo.

Preparación y respuesta ante emergencias

Como se describe en la Sección 1.9 del Anexo 4, Colombia cuenta con un Plan Nacional de Contingencia (PNC) bien establecido desde 1999 y que fue actualizado por completo en 2021, para responder a derrames de petróleo, productos y sustancias nocivas en el mar y aguas continentales. En general, también existe una respuesta institucional estructurada, con roles y responsabilidades asignados, sistemas y acuerdos establecidos. Las áreas de preocupación son la posible necesidad de fortalecer los sistemas de alerta temprana (incluida la preparación para eventos, especialmente en entornos costa afuera) y la capacitación del personal, donde en ambos casos hay muy poco y se podría hacer mucho más para mejorar la situación, incluso para reflejar el riesgo de conflictos.

La reciente actualización del estado del PNC, facilitada por el MME, confirma que también queda por completar la tarea de aplicar el procedimiento que establece las técnicas avanzadas de respuesta a los vertidos.

Sitios contaminados y su remediación

La Sección 2.1 del Anexo 4 describe la situación de fondo con miles de sitios contaminados en todo el país, y el mapeo integral en curso de los sitios de contaminación huérfanos (o “pasivos”) que podrían beneficiarse del apoyo para priorizar los sitios para la remediación. La mayoría de los “pasivos” están relacionados con eventos de terceros como consecuencia del conflicto interno del país que ha afectado a la infraestructura petrolera. Una segunda área de preocupación fue la muy necesaria capacitación sobre técnicas de remediación de sitios contaminados apropiadas para el contexto de Colombia y a la luz de futuros desarrollos en el sector.

Emisiones y quema de gas

La sección 2.2 del Anexo 4 analiza el régimen actual de reducción de emisiones en Colombia. El Gobierno de Colombia presentó oficialmente su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) revisada el 29 de diciembre de 2020. La CDN de Colombia se considera una de las más ambiciosas de la región de América Latina y el Caribe hasta el momento y está mucho más alineada con el objetivo del país de lograr la neutralidad

en carbono para 2050. Pretende reducir los gases de efecto invernadero en un 51% (169,4 MtCO2e) y las emisiones de carbono negro en un 40% en 2030 en comparación con los niveles de 2014. En la COP26 de noviembre de 2021, Colombia se adhirió al Compromiso Global de Metano y en febrero de 2022 firmó una resolución (Resolución 40066/22) para reducir el metano en el sector de los hidrocarburos. El metano tiene un potencial de calentamiento global 28-34 veces mayor

que el CO2. El objetivo es reducir las emisiones en 11,2 toneladas de CO2e para 2030. Estos recientes avances son muy prometedores, y la atención debe centrarse en el seguimiento y el cumplimiento de esta normativa para cumplir los compromisos internacionales de Colombia en materia de reducción de emisiones. Los organismos reguladores nacionales deberían estar adecuadamente equipados para cumplir también sus mandatos.

Laboratorios acreditados

Según se informa, en el Minambiente se está llevando a cabo una revisión del estado de los laboratorios acreditados en el país, como se describe en la Sección 2.3 del Anexo 4, que es importante para determinar si hay suficientes instalaciones para dar servicio al sector de petróleo y gas, especialmente considerando desarrollos futuros en sector. La principal preocupación es la capacidad en el país relacionada con la acreditación de las instalaciones analíticas necesarias.

Tabla A1. Resumen de las preocupaciones clave identificadas que deben validarse antes de proponer recomendaciones, tal como fueron presentadas en el informe preliminar de la ENC.

N.º Sección del informe (Anexo 4) y preocupación clave

SECCIÓN 1.1
Capacidad e instituciones nacionales relacionadas con el medio ambiente y la industria petrolera

- 1 Medios financieros para equipar y poner en funcionamiento las entidades responsables de analizar los datos de los operadores.
- 2 Presupuestos adecuados para los mecanismos de coordinación interministerial.
- 3 Presupuestos adecuados para implementar el monitoreo del cumplimiento ambiental.

SECCIÓN 1.2
Política nacional/marcos legales/regulatorios/gobernanza

- 4 La aparente falta de base legal para implementación de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE).
- 5 Incertidumbre sobre la existencia de procedimientos operativos para abordar el incumplimiento por parte de los operadores a los que se les ha otorgado licencias ambientales con base en los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) aprobados y si han iniciado operaciones. Nota: En las revisiones finales se confirmó que existen procedimientos de control medioambiental y que se imponen sanciones a las empresas responsables por algún incumplimiento de las obligaciones medioambientales.
- 6 Si se estaba aplicando el procedimiento de mejores prácticas de las auditorías ambientales después de la finalización de los proyectos.
- 7 No se especifica el período para compartir los EIA final con el público para su revisión.
- 8 Existencia de evaluaciones de riesgos ambientales o socioeconómicos relacionados con el desmantelamiento de pozos e infraestructura de petróleo y gas.

N.º Sección del informe (Anexo 4) y preocupación clave

SECCIÓN 1.3
Capacidades técnicas nacionales en gestión ambiental del sector de petróleo y gas

- 9 Ausencia de capacitación regular e institucionalizada del personal para mantenerse al día con los cambios en las tecnologías de petróleo y gas y los riesgos ambientales asociados, a nivel central y regional.
- 10 La ausencia de una iniciativa o lineamientos para promover tecnologías limpias. Nota: Desde entonces, fue actualizado en agosto de 2022 con respecto a los proyectos eólicos costa afuera.
- 11 Incertidumbres sobre el fortalecimiento de la inclusión de datos diferenciados por género en las EIA y el seguimiento de los impactos ambientales (y socioeconómicos).

SECCIÓN 1.4
Organización no gubernamental y sociedad civil

- 12 Claridad sobre cómo las ONG/comunidades locales tienen acceso a sitios que afectan los medios de vida locales.

SECCIÓN 1.5
Participación de la comunidad local

- 13 Necesidad de creación de capacidad dentro de las ONG/comunidades locales para mejorar la participación y la comunicación para mejorar el diálogo bidireccional sobre cuestiones ambientales.
- 14 Claridad sobre cómo se reconocen y siguen formalmente los procedimientos de quejas hasta su solución.

SECCIÓN 1.6
Academia

- 15 Necesidad de cursos de posgrado dedicados relacionados con los futuros aspectos tecnológicos, geológicos y ambientales relevantes para la recuperación de petróleo no convencional, en alta mar y mejorada.

N.º Sección del informe (Anexo 4) y preocupación clave

SECCIÓN 1.7
Medios impresos, visuales y sociales

- 16 Necesidad de formación técnica y sensibilización de los medios de comunicación sobre aspectos actuales y futuros, como la tecnología no convencional, en alta mar y la recuperación de petróleo mejorada y los problemas socioeconómicos y ambientales asociados.

SECCIÓN 1.8
Sector privado

- 17 Incertidumbres sobre las cualificaciones de las personas y empresas que realizan los EIA.

SECCIÓN 1.9
Preparación y respuesta ante emergencias

- 18 Completar la actualización de 2021 del Plan Nacional de Contingencia finalizando el procedimiento que establece las técnicas avanzadas de respuesta a derrames e incluyendo la evaluación del riesgo de conflicto.
- 19 El sistema de alerta temprana y la preparación para emergencias/desastres en alta mar requieren atención.
- 20 Programas de capacitación en capacidad para reflejar las necesidades de capacidad nacional, alineados con la tecnología de recuperación de petróleo no convencional, en alta mar y mejorada y los problemas socio-económicos y ambientales asociados.

SECCIÓN 2.1
Sitios contaminados y su remediación

- 21 Apoyo para el mapeo integral continuo y atención de los sitios de contaminación huérfanos (o “pasivos”) y priorización para la remediación.
- 22 Necesidad de capacitación en técnicas de remediación de sitios contaminados apropiadas para el contexto colombiano.

SECCIÓN 2.2
Emisiones y quema de gas

- 23 Necesidad de monitorear la quema y otras emisiones, específicamente seguimiento, medición y mitigación de las emisiones de metano del sector del petróleo y el gas.

N.º Sección del informe (Anexo 4) y preocupación clave

SECCIÓN 2.3
Laboratorios acreditados

- 24 Llevar a cabo una evaluación de las necesidades de creación de capacidad en el país relacionadas con la acreditación de instalaciones analíticas para el monitoreo del sector de petróleo y gas considerando los desarrollos futuros en el sector.

SECCIÓN 2.4
Fracking

- 25 Necesidad de una evaluación de riesgos a nivel nacional para determinar áreas de alto riesgo relacionadas con técnicas de exploración no convencionales para alimentar un proceso de planificación espacial/EAE.
- 26 Requisitos para la creación de capacidad en el país relacionada con la exploración y el monitoreo del sector de petróleo y gas no convencional considerando desarrollos futuros en el sector.

SECCIÓN 2.5
Exploración costa afuera

- 27 Falta de habilidades y alineación entre las instituciones de supervisión relacionadas con las actividades y riesgos de petróleo y gas en alta mar.

Sección 2.6
Datos ambientales relevantes para el sector de petróleo y gas

- 28 Falta de una base de datos ambiental para su uso en la planificación espacial integrada para abordar múltiples intereses ambientales, sociales y económicos para el desarrollo de petróleo y gas.
- 29 La falta de un atlas de sensibilidad a derrames de petróleo para la costa del Mar Caribe de Colombia, donde la exploración y producción de petróleo y gas ya está en marcha.

Fracking

Sobre la base de las revisiones de las preocupaciones de las ONG, los comentarios de numerosas personas en el gobierno, en las oficinas centrales y regionales y el mundo académico, que se detallan en la Sección 2.4 del Anexo 4, las preocupaciones sobre el fracking se clasificaron como las más altas. Dado el interés del gobierno del periodo 2018-2022 por buscar diversos enfoques para aumentar las opciones de producción energética, actualmente es incierto cómo el fracking avanzará en Colombia. Sin embargo, las dos inquietudes que han emergido siguen siendo relevantes mientras que se tienen los resultados de las revisiones en curso sobre el uso de esta tecnología que son: la necesidad de una evaluación de riesgo a nivel nacional para determinar las áreas de alto riesgo relacionadas con técnicas de exploración de yacimientos no convencionales, que podrían alimentar un proceso de planificación espacial/EAE; y los requisitos para la creación de capacidad en el país relacionados con la exploración y el monitoreo del sector de petróleo y gas no convencional, considerando posibles desarrollos futuros en el sector.

Exploración costa afuera

Como se describe en la Sección 2.5 del Anexo 4, la principal preocupación es la falta de habilidades dentro de las instituciones de supervisión relacionadas con el comportamiento relacionadas con el procedimiento de actuación ante una emergencia de derrame de hidrocarburos en alta mar y el uso asociado de dispersantes, así como los riesgos generales para los hábitats marinos.

Datos ambientales relevantes para el sector del petróleo y el gas

La Sección 2.6 del Anexo 4 describe la existencia de conjuntos de datos utilizados para monitorear la calidad del aire y la biodiversidad terrestre. Las preocupaciones que surgieron fueron la aparente falta de una base de datos ambiental para su uso en la planificación espacial integrada para abordar los múltiples intereses ambientales, sociales y económicos del petróleo y el gas y la ausencia de un atlas de sensibilidad centrado específicamente en los vertidos de petróleo en la costa del Caribe.

Durante el transcurso de este análisis, la ENC preliminar identificó inicialmente 29 áreas de preocupación claves, a partir de 15 áreas temáticas distintas relacionadas con la gestión ambiental del sector del petróleo y del gas en Colombia. Estas preocupaciones formaron la base del último proceso de validación, que llevó posteriormente a las recomendaciones que pueden informar futuros esfuerzos en el sector.

Las cinco áreas prioritarias que se identificaron en este último proceso de validación, que necesitan ser el enfoque de los esfuerzos para fortalecer la capacidad, son:

1. Capacidad técnica nacional (conocimiento y habilidades), incluso a nivel subnacional, en lo referente al fortalecimiento de la gobernanza y la gestión ambiental en el sector del petróleo para prevenir y minimizar los posibles impactos socioambientales.
2. La prevención de emergencias y desastres relacionados con la exploración de petróleo no convencional (“fracking”), la exploración y producción costa afuera y la supervisión de oleoductos.
3. Desarrollo de una base de datos ambiental de acceso compartido para el uso en planificación y el seguimiento integrado del espacio con el fin de abordar múltiples cuestiones ambientales, sociales y económicos en relación con el desarrollo del petróleo y del gas, incluyendo costa afuera.
4. Un análisis ambiental estratégico de la industria petrolera que dé lugar a un plan de visión y mapeo para informar a la industria petrolera, que incluya la definición de las zonas geográficas más sensibles a la contaminación y, en cuanto a costa afuera, que oriente los Estudios de Impacto Ambiental individuales.
5. Fortalecer las capacidades y la legislación para promover y supervisar la reducción de emisiones y la quema de gases de efecto invernadero.

Los pasos siguientes incluirían normalmente lo siguiente:

1. Difundir el informe final de la ENC entre las instituciones relevantes, así como con oficiales del gobierno subnacional,
2. Revisar las recomendaciones dentro de las instituciones y, cuando sea necesario, con los socios para el desarrollo relevantes, y
3. Acordar cuáles serán las instituciones “propietarias” para diseñar la estrategia de desarrollo de capacidades y los planes para implementar las recomendaciones sobre las cinco áreas prioritarios (y otros), para fortalecer la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas.

El plan de desarrollo de capacidades resultante para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas puede contribuir a fortalecer la capacidad de las instituciones del Gobierno colombiano para gestionar los aspectos ambientales y sociales relacionados con el sector del petróleo y el gas.

Esta hoja de ruta acordada para que las instituciones gubernamentales y los socios aborden estas preocupaciones prioritarias ayudará a garantizar que el desarrollo futuro en el sector del petróleo y el gas durante las próximas décadas se lleve a cabo de manera sostenible y al mismo tiempo se cumplan las prioridades de desarrollo.

1. INTRODUCCIÓN - EL SECTOR DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN COLOMBIA

1.1 Historia reciente

La historia política de Colombia como estado moderno está marcada por una larga y brutal guerra civil que comenzó con el lanzamiento de la insurgencia comunista en la década de 1960, cuando se crearon las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia - Ejército Popular (o FARC-EP) y el Ejército de Liberación Nacional (ELN).

El nuevo siglo fue testigo de nuevos conflictos, dirigidos a las industrias de petróleo, gas y minería, lo que proporcionó una nueva fuente de financiamiento para los grupos armados (Sánchez et al., 2013). Muchas áreas identificadas como clave para las empresas de extracción se traslapan con áreas de altos niveles de confrontación. Esto ha tenido consecuencias económicas como la reducción de las exportaciones y los impuestos, pero también el impacto ambiental y la provisión de servicios sociales como agua y saneamiento, problemas que persisten.

No obstante, el Gobierno y los grupos armados lograron recientes avances significativos hacia la mejora de la seguridad y la estabilidad, y los grupos paramilitares se desmovilizaron a principios de la década de 2000. Se inició un proceso de paz con las FARC-EP en 2012 y un acuerdo histórico para el cese al fuego fue aprobado por el congreso de Colombia a finales de 2016.

El cese al fuego generó la esperanza de que los desafíos ambientales asociados reciban mayor prioridad por parte del Gobierno, y las agencias nacionales consideran los desafíos ambientales del petróleo y el gas en sus estrategias posteriores al conflicto. Por ejemplo, el Departamento de Planificación Nacional estimó que poner fin al conflicto podría ahorrar hasta USD 636 millones por año en costos evitados en limpieza y pérdidas en servicios de petróleo y ecosistemas. Bajo el gobierno de 2018, una nueva estrategia del Ministerio de Minas, en asociación con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), busca extender la paz territorial al llegar a acuerdos sociales entre las comunidades locales y el sector de petróleo y gas.

1.2 Panorama económico

A pesar de la intensidad y duración del conflicto, la economía de Colombia ha crecido en las últimas décadas. Es el cuarto exportador de carbón del mundo, el segundo exportador de café y flores cortadas, y el cuarto productor de petróleo de América Latina.

El crecimiento económico se debe en parte a la promoción de inversiones a gran escala en sectores estratégicos como el petróleo, la minería, la energía, la agricultura y la infraestructura. A medida que la economía cafetalera retrocedió en la década de 1980 y la economía se modernizó y diversificó, el sector extractivo surgió como el nuevo motor del desarrollo. Las exportaciones de extractivos aumentaron de 36% en 1995 a más de 50% desde 2010 (alcanzando su pico de 67% en 2013) y en 2015, el petróleo representó el 20% de los ingresos del Estado. Los ingresos provenientes del petróleo (% del PIB) en Colombia se situaron en el 28 % en 2021, según la recopilación de indicadores de desarrollo del Banco Mundial, frente a casi el 4.3 % del PIB en 2014 de acuerdo al Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE).

1.3 Descripción ambiental

Según Mongabay, en 2016 Colombia se ubicó como el segundo país con mayor biodiversidad del mundo, con bosques que cubren más de la mitad del territorio. Su clima es tropical, pero presenta variaciones en cada una de sus seis regiones naturales, desde la cordillera de los Andes, la región costera del Pacífico, los llanos, la selva amazónica, la región costera del Caribe y las islas de los océanos Atlántico y Pacífico.

Sin embargo, los ricos ecosistemas y la biodiversidad de Colombia están bajo una presión significativa de las industrias extractivas, la agricultura, el tráfico vial y la urbanización. El conflicto armado ha dado lugar a muchas preocupaciones ambientales asociadas con la minería ilegal, los cultivos ilícitos y la deforestación. El conflicto también ha restringido la capacidad del Gobierno para acceder a las áreas protegidas y administrar los recursos naturales. En los últimos años, la deforestación, la erosión del suelo y la degradación de la tierra han aumentado en áreas de expansión agrícola, cultivos ilícitos y minería ilegal, lo que se traduce en una pérdida estimada del 0,7% del PIB anual.

Los recursos hídricos también están bajo una presión significativa. Por ejemplo, la búsqueda de oro con mercurio y la dependencia de productos químicos en la refinación de coca han degradado la calidad de la vasta red fluvial del país y han causado graves problemas de salud pública (News, 2014; EFFACE, 2012). Según el Departamento Nacional de Planeación de Colombia, el país ocupa el segundo lugar después de China en contaminación por mercurio. Además, se espera una

disminución de los niveles de agua debido al cambio climático, con una reducción de la escorrentía proyectada, en general, en las cuencas hidrográficas de los Andes debido a la disminución de las precipitaciones, las temperaturas más altas, la degradación de los humedales de las tierras altas y la pérdida de glaciares, entre otros. La presión sobre el suministro de agua también aumentará porque la mayoría de la población colombiana vive en las regiones andinas y existe un sistema de tratamiento de aguas residuales débil que agrava los casos de contaminación (Banco Mundial, 2015).

La deforestación, la degradación de la tierra y la contaminación del agua afectan los medios de vida y la salud de las comunidades locales, al tiempo que limitan sus oportunidades de desarrollo. Las prioridades del Gobierno para la etapa posconflicto son promover tecnologías, prácticas y alternativas económicas sostenibles que permitan maximizar los dividendos ambientales de la paz (Santos, 2016).

1.4 Exploración temprana de petróleo y gas

Las actividades de exploración de petróleo en Colombia comenzaron en 1905 con el establecimiento de dos reconocidas concesiones llamadas "Barco" y "De Mares", donde la producción comenzó en 1921. La empresa estatal colombiana de petróleo (Ecopetrol) fue autorizada por el Gobierno en 1969 para extender la producción en otras concesiones. El descubrimiento de campos gigantes como Chuchupa (1973), Caño Limón (1983), Cusiana (1988) y Cupiagua (1993), pronto puso a Colombia en el centro de atención de las multinacionales petroleras más importantes. A mediados de 1980, Colombia se convirtió en un exportador de petróleo a medida que los volúmenes de producción aumentaron significativamente.

De 2000 a 2007, Colombia enfrentó un período de disminución de la producción, perforando solo entre 15 y 70 pozos por año, debido en gran parte al agotamiento progresivo de los campos más antiguos, los ataques de guerrilla a los ductos y la nueva regulación que aumenta la participación del Estado en los ingresos de producción del estado y una reducción de la inversión del sector privado.

Sin embargo, desde 2017, Colombia experimentó un auge petrolero, con una producción que aumentó de aproximadamente 500.000 barriles por día a más de 1 millón de barriles por día en 2015, superando el pico de 1999. El enorme aumento fue posible debido al uso masivo de técnicas de recuperación secundaria y terciaria en campos antiguos, que finalmente fueron económicamente viables debido a los altos precios mundiales del petróleo. Los incentivos a la inversión generados por los nuevos mecanismos contractuales

entre la ANH y los interesados en explorar las áreas asignadas, agrega una diversificación del riesgo asumido por éstos que ha impulsado el desarrollo. También ayudaron una mejor situación de seguridad y mejores condiciones fiscales con las reformas energéticas de 2003.

1.5 Desarrollos y descubrimientos recientes

La producción de petróleo ha caído recientemente a 748.286 barriles por día (en julio de 2022²), y uno de los principales desafíos es la disminución de las reservas: solo existían 2.039 millones de barriles de reservas probadas de petróleo en 2021, en comparación con los 2.308 millones de 2014. Para el gas natural, las reservas probadas aumentaron en los últimos años; sin embargo, su monto total es todavía relativamente modesto, con 3164 Gigapies cúbicos a diciembre de 2021. A pesar de la reducción de la producción, Colombia se mantiene como el cuarto productor de petróleo de América Latina, con áreas de producción repartidas por todo el país (figura 1).

Se reconoce que Colombia corre el riesgo de perder la autosuficiencia petrolera en 2060. Sin embargo, en el corto plazo, por cada barril producido en 2021 el país pudo agregar 1,83 barriles a sus reservas probadas. Como resultado, la vida útil promedio de estas reservas aumentó de 6,3 a 7,6 años (figura 2A). De manera similar con el gas, durante 2021, la producción alcanzó 395 giga pies cúbicos, 4% más que en 2020, cuando esta cifra alcanzó 381 giga pies cúbicos. Por cada giga-pie cúbico producido en 2021, se añadieron 1,54 giga-pies cúbicos a las reservas. Como resultado, la vida útil media aumentó de 7,7 a 8 años (figura 2B).

El exministro de Minas y Energía declaró en 2014 que "el futuro de los hidrocarburos de Colombia vendrá de tres fuentes: no convencional, costa afuera y recuperación mejorada de petróleo". Existe un optimismo generalizado en torno a las iniciativas en alta mar, con varias actividades de exploración en curso en el Mar Caribe. Por ahora, Chuchupa es el único campo costa afuera en operación, en el Mar Caribe, y la principal fuente de gas en Colombia. Sin embargo, las áreas marinas de aguas profundas permanecen relativamente inexploradas debido a la falta de cadenas de suministro e infraestructura. En la cuarta ronda de licitaciones de la ANH en 2021, del total de 23 bloques ofrecidos, 4 eran áreas costa afuera en el Océano Pacífico, en las cuencas marinas de Choco y Tumaco (figura 3). Mientras tanto, las cuencas costa afuera del Caribe de Colombia han atraído el interés extranjero desde 2019 (por ejemplo, Shell, Exxon y Repsol), quienes, con Ecopetrol, están planeando más perforaciones costa afuera en el Caribe durante 2022.

²Producción fiscalizada de petróleo por campo (barriles por día calendario - bpd). <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>

Figura 1. Áreas de producción (rojo), exploración (amarillo), evaluación técnica de la ANH (azul) y proyecto especial de investigación por contrato (verde) de hidrocarburos, en noviembre de 2022. Fuente: ANH, 2022.

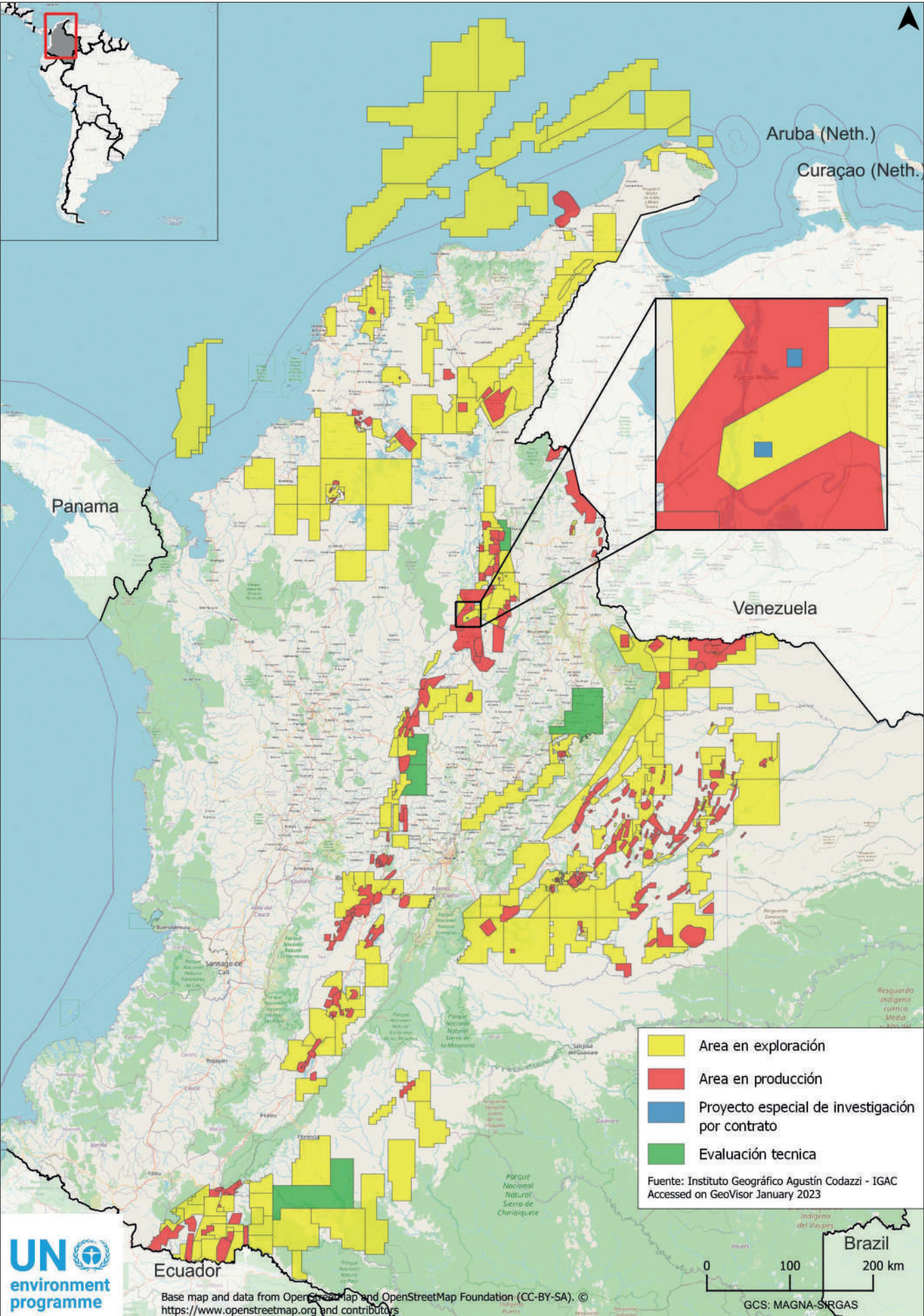
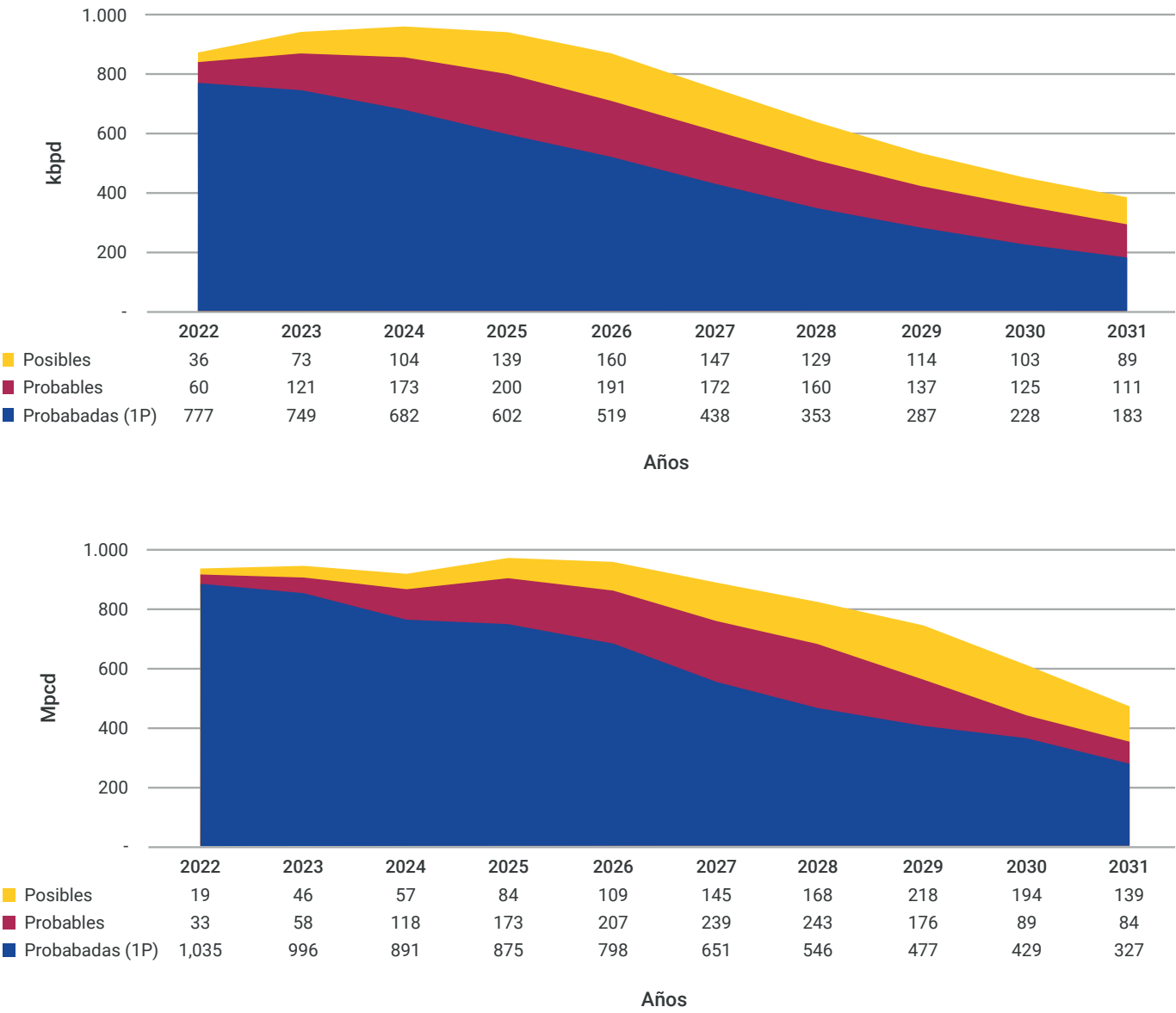
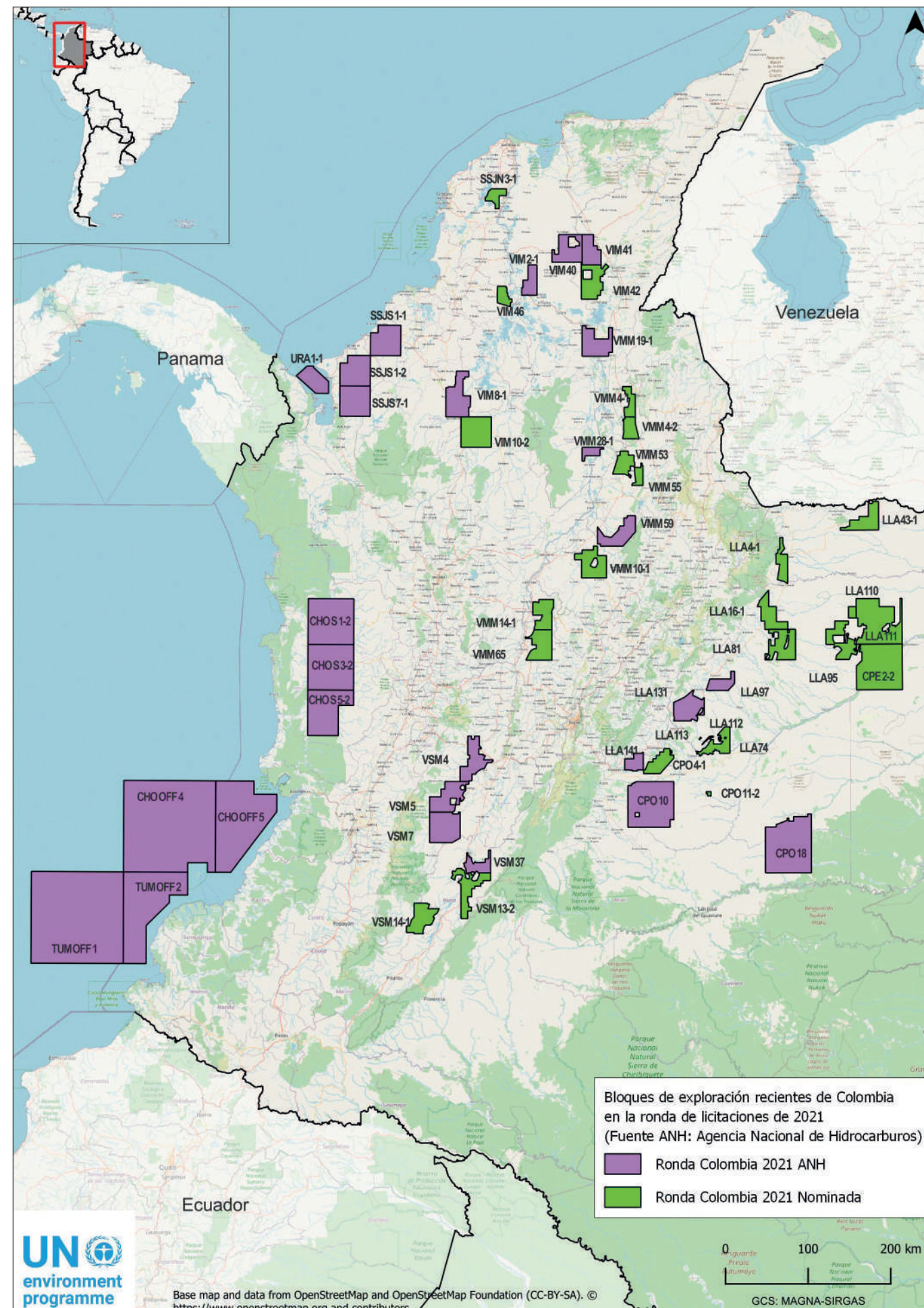


Figura 2. A) Pronóstico deal agotamiento por categoría de reservas de petróleo en miles de barriles por día. B) Pronóstico deal agotamiento por categoría de reservas de gas natural en millones de pies cúbicos por día. Fuente: ANH, 2022³.



³https://www.anh.gov.co/documents/14067/Presentaci%C3%B3n_Balance_de_Reservas_-_IRR2021_20-05-2022.pdf

Figura 3. Bloques de exploración recientes ofrecidos de Colombia en la ronda de licitaciones de 2021.
Fuente: ANH, 2022.



2. INSTRUMENTOS LEGALES Y LEGISLATIVOS RELEVANTES PARA EL MEDIO AMBIENTE Y EL PETRÓLEO Y EL GAS EN COLOMBIA

El Gobierno de Colombia regula las actividades petroleras en su jurisdicción y desarrollar políticas estratégicas para desarrollar sus recursos. Esto suele implicar una legislación especializada (como la ley del petróleo, el gas natural o los hidrocarburos), que opera con otra legislación pertinente, como las leyes ambientales. La Tabla 1 presenta una lista y el estado de las políticas pertinentes para el fortalecimiento de la gobernanza y la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas.

La Tabla 2 presenta el estado actual de Colombia con respecto a una lista de verificación de herramientas legislativas y reglamentarias que el PNUMA desarrolló para evaluar la gobernanza ambiental en el sector del petróleo y el gas, basándose en las mejores prácticas internacionales. Del mismo modo, la Tabla 3 da una perspectiva más amplia a la existencia de disposiciones legales a través de instrumentos legales y regulatorios relevantes que pueden abordar las áreas clave de preocupación para la gestión y gobernanza ambiental en relación con el desarrollo del petróleo y el gas.

Tabla 1. Políticas relevantes para el sector del petróleo y del gas.

Área temática/ Alcance	Título de las políticas relacionadas con el medio ambiente y el petróleo y el gas en Colombia	Año	Estado
Gobernanza del petróleo	Documento CONPES 3762 – Lineamientos de Política para el Desarrollo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos- Pines	2013	
	Documento CONPES 3990 – Colombia Potencia Bioceánica Sostenible 2030	2020	
Medio ambiente/ Biofísico	Política Nacional de Bosques	1996	
	Política Nacional de Biodiversidad	1995	
	Política Nacional o Manejo Integral de Servicios de Biodiversidad y Ecosistemas	2011	
Otros (socioeconómicos, etc.)	Documento CONPES 3990 – Colombia Potencia Bioceánica Sostenible 2030	2020	
	Documento CONPES 4075 - Política de Transición Energética	2022	
Gestión de desastres	Plan Nacional de Contingencia para el Derrame de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas - Decreto 1868	2021	
	Resolución 1209	2018	
	Resolución 1767	2016	

Leyenda
■ Disponible ■ En estado de borrador ■ Disponible, pero bajo revisión ■ No disponible/en proceso de formulación

Tabla 2. Legislación relevante para el sector del petróleo y del gas.

Leyes y regulaciones relevantes	Estado	Título completo del instrumento legal en Colombia	Año	Autoridad responsable
Disposiciones constitucionales		Constitución política de Colombia	1991	Congreso de la República
Ley marco ambiental		Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y Protección del Medio Ambiente (Decreto 2811/1974)	1974	Minambiente
		Ley 99/1993	1993	Minambiente
		Política Nacional Ambiental para el Desarrollo Sostenible de los Espacios Oceánicos y de las Zonas Costeras e Insulares de Colombia – PNAOCI	2000	Minambiente
		Decreto 1076 de 2015	2015	Minambiente
		Consejo Nacional de Política Económica y Social – CONPES 3990 “Colombia Potencia Bioceánica Sostenible 2030”	2020	Consejo Nacional de Política Económica y Social
		Consejo Nacional de Política Económica y Social – CONPES CONPES 4050 Política para la consolidación del Sistema Nacional de Áreas Protegidas –SINAP 2021	2021	Consejo Nacional de Política Económica y Social
Ley marco para el petróleo y el gas		Código Colombiano del Petróleo (Decreto 1056/1953)	1953	Ministerio de Minas y Energía (MME)
Marco sobre la gestión de los recursos hídricos		Decreto 1076/2015	2015	Minambiente
		Resolución 883/2018	2018	Minambiente
		Decreto 1120/2013 (compilado en el Decreto 1076/2015)	2013	Dirección General Marítima (DIMAR)
		Decreto Ley 1875/1979	1979	Ministerio de Agricultura
		Decreto 1640	2012	Minambiente
Ley marco de gestión de desastres		Ley 1523/2012	2012	UNGRD
		Ley 12 /1981	1981	Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, (UNGRD)
		Resolución 887/2019	2019	DIMAR
		Decreto 2157 de 2017	2017	UNGRD
		Decreto 1868/2021	2021	UNGRD
		Decreto 2157	2017	Departamento Administrativo de la Presidencia de la República
Marco sobre la planificación del uso del suelo		Decreto 2363/2015	2015	Agencia Nacional de Tierras (ANT) Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR)
Marco sobre la adquisición de tierras (incluido el reasentamiento)		Ley 1274/2009	2009	MME Juez Civil Municipal de la jurisdicción
Marco sobre áreas protegidas		Decreto 2372/2010 (compilado en el Decreto 1076/2015)	2010	Minambiente

Leyes y regulaciones relevantes	Estado	Título completo del instrumento legal en Colombia	Año	Autoridad responsable
Regulaciones sobre la protección de la biodiversidad		Ley 165/1995	1995	Minambiente
		Ley 17/1981	1981	Minambiente
		Ley 56/1987	1987	Minambiente
		Ley 1348/2009	2009	Minambiente
		Decreto 383/2010	2010	Minambiente
		Resolución 207/2010	2010	Minambiente
		Resolución 192/2014	2014	Minambiente
		Resolución 2724/2017	2017	Minambiente
		Resolución 1912/2017	2017	Minambiente
		Decreto 281/2021	2021	Minambiente
Regulaciones sobre Evaluación Ambiental Estratégica				
Regulaciones sobre Evaluación de Impacto Ambiental (incluido el reasentamiento)		Decreto 2041 de 2014 compilado en el Decreto 1076/2015	2015	Minambiente ANLA
Regulaciones sobre auditorias e inspecciones		Resolución 415/2010	2010	Minambiente
Regulaciones sobre la contaminación del agua		Ley 56 /1987	1987	Minambiente
		Ley 885/2004	2004	Minambiente
		Decretos 1640 de 2012 y 1541 de 1978, 3930 de 2010 y 1594 de 1984 compilados Decreto 1076/2015	2012	Minambiente
		Decreto 1120/2013 (compilado en Decreto 1076/2015)	2013	Minambiente
		Resolución 883.2018	2018	Minambiente
		Resolución 0477/2012	2012	DIMAR
		Resolución 0645/2014	2014	DIMAR
		Resolución 0004/2018	2018	DIMAR
		Resolución 1131/2019	2019	DIMAR
		Resolución 0229/2020	2020	DIMAR
		Resolución 0416/2020	2020	DIMAR
		Resolución 0510/2020	2020	DIMAR
Regulaciones sobre la gestión de residuos (residuos municipales/ sólidos/ líquidos)		Decreto 1077/2015	2015	Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio
Regulaciones sobre la gestión de residuos peligrosos		Decreto 4741 de 2005, compilado Decreto 1076/2015	2005	Minambiente
		Resolución 0645/2014	2014	DIMAR
		Resolución 0887/2019	2019	DIMAR

Leyes y regulaciones relevantes	Estado	Título completo del instrumento legal en Colombia	Año	Autoridad responsable
Regulaciones sobre la gestión del petróleo		Resolucion 181495 de 2009	2009	MME
		Agreement 4/2012	2012	MME
		Agreement 3/2014	2014	MME
		Decree 1073/2015	2015	MME
		Resolución 40048/2015	2015	MME
		Resolución 40295/2020	2020	MME
Regulaciones sobre depósitos no convencionales		Resolución 421/2014	2014	Minambiente
		Decreto 328/2020	2020	Presidencia, MME y otros Minambiente
		Resolución 821/2020	2020	Presidencia, MME y otros Minambiente
Regulaciones sobre gestión de productos químicos		Decreto 4741 de 2005, compilado Decreto 1076/2015	2015	Minambiente
		Decreto 1630/2021	2021	Ministerio del Trabajo Ministerio de Salud y Protección Social Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
Regulaciones sobre gestión del suelo/ contaminación		Resolución 699/2021	2021	Minambiente ANLA
Regulaciones sobre contaminación del aire		Resolución 627/2006	2006	Minambiente
		Resolución 909/2008	2008	Minambiente
		Decreto 948 de 1995, compilado Decreto 1076/2015	1995	Minambiente
		Resolución 2254/2017	2017	Minambiente
Regulaciones sobre contaminación acústica		Ley 8/1980	1980	Minambiente
		Resolución 627/2006	2006	Minambiente
Regulaciones sobre vibraciones				
Regulaciones sobre gestión de derrames de petróleo		Ley 12/1981	1981	DIMAR
		Decreto 50/2018	2018	Minambiente
		Resolución 0171/2022	2022	UNGRD
		Decreto 1868/2021	2021	Presidencia de la República
Regulaciones sobre el desmantelamiento y el abandono de infraestructura de petróleo y gas		Resolución 90341/2014	2014	MME
Regulaciones para operar en zonas protegidas		Decreto 2372 de 2010, compilado en Decreto 1076/2015	2015	Minambiente

Leyes y regulaciones relevantes	Estado	Título completo del instrumento legal en Colombia	Año	Autoridad responsable
Regulaciones sobre fluidos de perforación y recortes		Decreto 1895/1973	1973	MME
Normas sobre el vertido de aguas de producción		Ley 12/1981	1981	DIMAR
		Decreto 1076/2015	2015	Minambiente
		Resolución 631/2015	2015	Minambiente
		Resolución 883/2018	2018	Minambiente
		Resolución 699/2021 (al suelo)	2021	Minambiente
Normas sobre el uso de fuentes radioactivas en la industria del petróleo		Decreto 567/2000	2000	MME
		Decreto 70/2001	2001	MME
		Decreto 381/2012	2012	MME
Normas sobre consultas comunitarias		Directiva Presidencial 1/2010	2010	Ministerio del Interior y de Justicia, Departamento Nacional de Planificación (DNP) (Subdirección General de Descentralización y Desarrollo Territorial, Subdirección de Planificación y Desarrollo Territorial)
		Decreto 1397/1996	1996	Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR)
		Decreto 3770/2008	2008	Ministerio del Interior y de Justicia
		Decreto 2957/2010	2010	Ministerio del Interior y de Justicia
		Acuerdo No 2/2017	2017	ANH
Normas sobre el uso de dispersantes				
Normas de eliminación de residuos de catástrofes/ gestión de escombros		Decreto 1875/1979	1979	Ministerio de Agricultura
		Decreto 1076/2015	2015	Minambiente
Estándares de calidad ambiental para el agua		Decreto 1120/2013 (compilado en Decreto 1076/2015)	2013	Minambiente
		Resolución 631/2015	2015	Minambiente
Estándares de calidad ambiental para el aire		Resolución 627/2006	2006	Minambiente
		Resolución 909/2008	2008	Minambiente
		Decreto 948/1995, compilado en Decreto 1076/2015	1995	Minambiente
		Resolución 2254/2017	2017	Minambiente
Regulaciones sobre emisiones a la atmósfera, en particular emisiones de GEI/metano		Resolución 0909/2008	2008	Minambiente
		Resolución 2734/2010	2010	Minambiente
		Ley 1665/2013	2013	Minambiente
		Resolución 40066/2022	2022	MME

Leyes y regulaciones relevantes	Estado	Título completo del instrumento legal en Colombia	Año	Autoridad responsable
Política de transición energética		Ley 143/1994	1994	Minambiente
		Ley 697/2001	2001	MME
		Ley 1665/2013	2013	ANLA
		Ley 1715/2014	2014	MME
		Documento CONPES 4075 - Política de Transición Energética	2022	Consejo Nacional de Política Económica y Social

Leyenda

Disponible

En estado de borrador

Disponible, pero bajo revisión

No disponible/en proceso de formulación

Tabla 3. Disposiciones legales relevantes para abordar las áreas de preocupación claves para la gobernanza y gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas.

Disposiciones legales típicas necesarias para apoyar la gestión medioambiental en el sector del petróleo y el gas, con base en las mejores prácticas internacionales		Actividades petroleras y de gas - Título completo de las disposiciones legales en Colombia	Autoridades Responsables
	Estado		
Apertura de áreas para actividades, licencias/permisos		Decreto 1056/1953	MME
		Decreto 1895/1973	MME
		Decreto 2324/1984	MME
		Decreto 1616/2014	DIMAR
		Decreto 2106/2019	DAFP
Las responsabilidades del operador		Decreto 1056/1953	MME
		Decreto 1895/1973	MME, ANH
Principios ambientales generales como, por ejemplo, riesgo tan bajo como sea razonablemente posible (ALARP, por sus siglas en inglés), mejora continua, el método basado en el conocimiento, el principio de precaución, el que contamina paga, las mejores técnicas disponibles (MTD).		Decreto 1895/1973	MME
		Decreto 1875/1979	Ministerio de Agricultura
		Ley 99/1993	Minambiente
		Decreto especial 1124/1999	DIMAR
		Ley 508 /1999	ANLA
Control de la contaminación y obligación del operador de tomar medidas para prevenirla, detenerla y eliminarla		Decreto 1056/1953	MME
		Decreto 1895/1973	ANH
		Decreto 1875/1979	Ministerio de Agricultura
		Ley 99/1993	Minambiente
Sistema de gestión ambiental (operador)		Decreto 1299/2008	ANLA
Mapeo de sensibilidad		Decreto 1753 /1994	Minambiente
Estudios sísmicos		Resolución ejecutiva 0181/1968	MME
		Decreto 1895/1973	ANH
		Decreto 2324/1984	DIMAR
Evaluación y reducción de riesgos		Ley 1523/2012	UNGRD
		Decreto 2157/2017	UNGRD

Disposiciones legales típicas necesarias para apoyar la gestión medioambiental en el sector del petróleo y el gas, con base en las mejores prácticas internacionales	Estado	Actividades petroleras y de gas - Título completo de las disposiciones legales en Colombia	Autoridades Responsables
Evaluación ambiental de químicos		Ley 99 de 1993	Minambiente
		Decreto 1630/2021	Ministerio del Trabajo Ministerio de Salud y Protección Social Ministerio de Comercio, Industria y Turismo Minambiente
Uso, almacenamiento y vertido de productos químicos		Ley 12/1981	DIMAR
		Decreto 1630/2021	Ministerio del Trabajo Ministerio de Salud y Protección Social Ministerio de Comercio, Industria y Turismo Minambiente
Quema y venteo de gases		Resolución 40066/2022	MME
Acceso de la comunidad a las zonas de operación		Resolución 72145/2014	MME
		Resolución 0674/2012	DIMAR
Transporte (carreteras/tuberías/barcos)		Resolución 72145/2014	ANH
		Resolución 0674/2012	DIMAR
Mantenimiento de las instalaciones de petróleo y gas		Ley 1274/2009	MME
		Decreto 1073/2015	MME
Uso y producción de energía		Ley 1665/2013	MME
		Ley 1715/2014	MME
		Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022)	MME
		National Energy Generation Plan 2015 – 2050 (Plan Nacional de Generación de Energía)	MME
		Generation-Transmission 2016-2030 Reference Expansion Plan (Plan Referencial de Expansión de la Generación-Transmisión 2016-2030)	MME
		Indicative Action Plan (PAI) 2017-2022 to develop the Energy Rational and Efficient Use Programme (PROURE) - Plan de Acción Indicativo (PAI) 2017-2022 para desarrollar el Programa de Uso Racional de la Energía	MME
		Decreto 829/2020	Colombian Mining and Energy Planning Agency

Disposiciones legales típicas necesarias para apoyar la gestión medioambiental en el sector del petróleo y el gas, con base en las mejores prácticas internacionales	Estado	Actividades petroleras y de gas - Título completo de las disposiciones legales en Colombia	Autoridades Responsables
Pruebas de formación, pruebas de vástago de perforación		Decreto 1895/1973	MME
Monitoreo ambiental		Ley 12 /1981	DIMAR
		Decreto 1706/1999	ANLA
		Resolución 012/2007	ANH
Gestión y coordinación Environmental Data Management and Coordination		Ley 99/1993	Minambiente
		Decreto especial1124/1999	Minambiente
		Ley 508 /1999	MME
Tratamiento/separación/procesamiento de petróleo y gas		Decreto 1895/1973	MME
Desmantelamiento / abandono		Resolución 90341/2014	ANH MME
		Decreto 1076/2015	Minambiente
Obligaciones y daños/Compensación		Decreto 1875/1979	DIMAR
		Ley 491/1999	Minambiente
		Decreto 1073/2015	MME
		Acuerdo 08/2004	ANH
		Acuerdo 04/2012	ANH
Acuerdos de producción compartida		Acuerdo 02/2017	ANH
		Joint Operating Agreement 2018 - Acuerdo de Operación Compartida 2018)	ANH
Leyenda Disponible En estado de borrador Disponible, pero bajo revisión No disponible/en proceso de formulación			

Colombia es parte de varios convenios y acuerdos internacionales y regionales. La Tabla 4, que aparece a continuación, ofrece una perspectiva general del estado de implementación de los acuerdos y convenios internacionales y regionales relevantes para la gobernanza del petróleo y el gas en los que Colombia es Estado Parte.

Tabla 4: Acuerdos ambientales multilaterales que han entrado a las leyes colombianas.

Acuerdo ambiental multilateral	Ratificación/ implementación	Entrada en Vigor (internacional)	Se adoptó dentro de las leyes nacionales (Sí/No)
Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) 1992	1994	1994	
Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Protocolo de Kyoto) 1997	2001	2005	
Acuerdo de París 2015	2017	2016	
Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos Transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación 1989	1996	1992	
Convenio sobre Diversidad Biológica1992	1994	1992	
Protocolo de Cartagena sobre Seguridad de la Biotecnología del Convenio sobre la Diversidad Biológica 2000	2002	2003	
Convenio de Rotterdam sobre el procedimiento de consentimiento fundamentado previo 1998	2007	2004	
Convenio de Estocolmo sobre los contaminantes orgánicos persistentes 2001	2008	2004	
Convención de las Naciones Unidas para Combatir la Desertificación 1994	1998	1996	
Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono 1987	1992	1989	
Convenio de Viena para la protección de la capa de ozono 1985	1990	1988	
Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres 1973	1981	1975	
Convenio de Minamata sobre el Mercurio 2013	2018	2017	
Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (MARPOL) y protocolos 1973	1981	1983	

Acuerdo ambiental multilateral	Ratificación/ implementación	Entrada en Vigor (internacional)	Se adoptó dentro de las leyes nacionales (Sí/No)
Protocolo de Nagoya - Kuala Lumpur sobre responsabilidad y compensación suplementario al Protocolo de Cartagena sobre Seguridad de la Biotecnología 2010	2020	2018	
Convención sobre la conservación de las especies migratorias de animales silvestres1979	No ratificado / implementado	1986	
Convención Relativa a los humedales de Importancia Internacional 1971	1998	1975	
Convención sobre la Protección del Patrimonio Mundial Cultural y Natural de la UNESCO 1972	1983	1975	
Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar 1972	1982	1994	
Prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias	No ratificado / implementado	1975	
Protocolo del Convenio sobre la prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias (1972, revisado 1996)	No ratificado / implementado	2006	
Convenio internacional para el control y la gestión del agua de lastre y los sedimentos de los buques, 2004	No ratificado / implementado	2017	
Protocolo a la Cooperación para combatir los derrames de petróleo en la región del gran caribe	2001	1986	
Convenio para la protección y el desarrollo del medio ambiente marino de la Región del Gran Caribe	1987	1986	
Protocolo de Cooperación para combatir los derrames de hidrocarburos en la región del Gran Caribe 1983	1987	1986	
Acuerdo sobre la cooperación regional para el combate contra la contaminación del Pacífico Sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas en casos de emergencia	1985	1987	
Protocolo para la conservación y administración de las áreas marinas y costeras protegidas del pacífico sudeste	1996	1995	
Convenio internacional sobre responsabilidad civil por daños causados por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos	1989	1975	

Leyenda

Disponible

En estado de borrador

Disponble, pero bajo revisión

No disponible/en proceso de formulación

3. PROPÓSITO Y OBJETIVOS DE LA EVALUACIÓN DE LAS NECESIDADES DE CAPACIDAD

El propósito de la ENC es realizar una evaluación rápida que mapee las necesidades de capacidad de los ministerios, departamentos y agencias gubernamentales (MDA) clave con respecto a la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas. La evaluación no tenía la intención de ser exhaustiva, pero mantiene el objetivo de simplemente identificar los problemas estratégicos en base a una revisión rápida, por lo que se la conoce como un ENC ‘preliminar’, dirigido a una visión general y comprensión de los problemas emergentes/nuevos y desafíos actuales relacionados con las necesidades/ problemas de capacidad.

La ENC contribuye al desarrollo de una “hoja de ruta” nacional que describe las necesidades de capacidad estratégica de las instituciones gubernamentales para fortalecer la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas. Esto proporciona una base para seguir diseñando el componente ambiental del programa OfD en Colombia y para ayudar al gobierno a llegar a otros socios de desarrollo.

Los objetivos generales de la ENC son:

1. Preparar una descripción general breve y de alto nivel de las funciones, responsabilidades y capacidades de las instituciones clave y los marcos legales y regulatorios que son relevantes para la gestión de los problemas ambientales asociados con la industria petrolera;
2. Identificar cualquier brecha obvia con respecto a la gestión de los impactos ambientales del sector de petróleo y gas, incluso con respecto a las mejores prácticas internacionales para hacer frente a los desafíos emergentes de la gestión de la exploración y producción de petróleo y gas relacionados con el medio ambiente;
3. Identificar las posibles áreas clave de preocupación en las que podrían ser necesarios esfuerzos de creación de capacidad para garantizar una supervisión y gestión ambiental eficaz de la exploración y producción de petróleo y gas, y abordar los desafíos actuales y futuros; y,
4. Presentar los hallazgos al gobierno y a las partes interesadas clave para su revisión y validación de las preocupaciones clave identificadas.
5. Tras la retroalimentación del gobierno y las partes interesadas clave, para acordar las formas futuras en que los socios pueden continuar contribuyendo a respaldar las necesidades de capacidad en este importante sector.

4. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE NECESIDADES DE CAPACIDAD

Al adaptarse a las restricciones de COVID-19, los componentes de la ENC (y otros componentes contribuyentes) se redujeron en su profundidad de cobertura y se basaron ampliamente en reuniones remotas, conferencias telefónicas y talleres virtuales. En el Anexo 1 se presenta el cronograma de intervenciones, reuniones y otros eventos relacionados con los insumos que contribuyeron a este informe.

4.1 Revisión documental

La evaluación comenzó con una breve revisión documental de la información sobre políticas, legislación e información relevante para la industria del petróleo y el gas y la gestión ambiental. Este proceso continuó hasta la fase final de presentación de informes.

4.2 Cuestionario de evaluación de necesidades de capacidad y Taller de Consultas

Como parte del proceso de la ENC, el PNUMA, en colaboración con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente) emprendió diversas iniciativas para recabar la información presentada en este informe.

Cuestionario de evaluación de las necesidades de capacitación

El cuestionario de la ENC, desarrollado para su uso con otros países colaboradores de la OfD, comprende ocho áreas temáticas y un total de 105 preguntas a las que se les atribuye una puntuación y se proporcionan detalles y elaboración cuando sea pertinente. Diseñado como una técnica inicial de evaluación rápida, los ocho temas son:

1. Instituciones nacionales/capacidades institucionales relacionadas con el medio ambiente y la industria petrolera
2. Política nacional/marcos legales/regulatorios/ gobernanza
3. Capacidades técnicas nacionales (conocimientos y habilidades) relacionadas con la gestión ambiental de la industria del petróleo y el gas
4. ONG y sociedad civil/participación ciudadana
5. Academia
6. Medios impresos, visuales y sociales
7. Sector privado
8. Gestión de desastres/preparación para emergencias y respuesta a derrames de petróleo y emisiones accidentales

El cuestionario de la ENC se completó primero con base en los hallazgos de escritorio y a la experiencia obtenida durante la visita de preparación para el curso de Evaluación de sitios contaminados (ver 4.3 a continuación). Este primer borrador se compartió con un pequeño grupo de tres informantes clave en mayo de 2020. El 23 de junio de 2020, se organizó un taller virtual para afinar y validar las respuestas y puntajes, con el objetivo de recopilar comentarios de un grupo más amplio de nueve entidades gubernamentales y otras partes interesadas, incluidas la academia y la sociedad civil. Las discusiones resultantes permitieron al equipo del PNUMA comprender problemas más amplios asociados con el sector. El Anexo 2 proporciona detalles de los nombres e instituciones de las personas involucradas en el cuestionario de la ENC y el taller de validación en junio de 2020. Los resultados del cuestionario incluyen gráficos de radar de las puntuaciones y la narrativa para acompañar algunas de las preguntas y temas.

El borrador del Informe Preliminar de la ENC elaborado en enero de 2021 se adjunta a este informe (Anexo 4), con anotaciones en las secciones en las que se ha progresado desde entonces. Este borrador identificó inicialmente 29 áreas de preocupación claves, dentro de 15 áreas temáticas distintas relacionadas con la gestión ambiental del sector del petróleo y el gas en Colombia. Estas preocupaciones constituyeron la base del último proceso de validación, que tuvo lugar entre marzo y mayo de 2022, y que posteriormente dio lugar al proyecto de informe completo con recomendaciones. Este se compartió para su revisión y aportación final en octubre de 2022, antes de su finalización para que sirviera de base para futuros esfuerzos en el sector.

4.3 Preparación y curso en línea para la evaluación de sitios contaminados

Se realizó una visita a Bogotá entre el 19 y 22 de noviembre de 2019 para iniciar los contactos y reuniones con las instituciones participantes que apoyan el desarrollo del curso de Evaluación de Sitios de Contaminantes (CSA) con la reunión introductoria inicial a la que asistieron 12 participantes de diferentes instituciones. Tras el brote de COVID-19, el curso se adaptó y se dividió en dos partes, una como un taller en línea, que se llevó a cabo durante tres días y medio entre el 4 y el 6 de noviembre de 2020, y el componente de campo se organizará cuando las condiciones lo permitan.

El curso CSA contó con la asistencia de 40 participantes (ver Anexo 2) y brindó numerosas oportunidades para que los participantes compartieran experiencias, conocimientos, desafíos e inquietudes relacionadas con los sitios contaminados con petróleo y el sector de petróleo y gas en general. Se ha elaborado un informe de formación.

4.4 Proceso de priorización de las áreas de preocupación claves

En marzo de 2022, a través de un taller en línea, el Grupo de Trabajo Técnico (GTT) completó con éxito una primera selección de ocho áreas clave de preocupación para el desarrollo de capacidades, derivadas de los gráficos de araña de las puntuaciones (figura 4).

La selección dio como resultado una lista revisada de siete áreas clave de preocupación que han surgido como potencialmente la más alta prioridad en términos de necesidad de apoyo al desarrollo de capacidades. En abril de 2022, el GTT realizó individualmente un ejercicio de priorización similar, centrado en estos siete temas prioritarios revisados, como antes, seleccionando entre tres opciones: prioridad baja, media y alta. Además, para cada tema, se proporcionó una opción para una breve explicación que apoyara las elecciones realizadas para ayudar a reforzar la

justificación de las áreas finales de alta prioridad en las que se centran los esfuerzos futuros de este programa. La participación en este ejercicio en línea fue confidencial. El proceso de priorización final dio prioridad a cuatro áreas prioritarias (áreas clave de interés). En mayo de 2022, estas cuatro se debatieron en reuniones bilaterales celebradas con representantes de nueve instituciones para estudiar las recomendaciones. En octubre y noviembre de 2022, una nueva revisión y las aportaciones de expertos nacionales y extranjeros apoyaron la inclusión de un área temática prioritaria adicional, aumentando el enfoque final para futuras intervenciones de naturaleza de desarrollo de capacidades a cinco áreas prioritarias.

4.5 Participación de las partes interesadas

En total, 84 personas participaron en actividades relacionadas con la ENC, incluido el Curso CSA, que incluyó a 64 representantes de instituciones gubernamentales, ocho del sector privado (incluyendo cinco de Ecopetrol), diez de la academia y dos de la sociedad civil. Se revisó la información recopilada de las entrevistas, reuniones y cuestionarios para identificar las fortalezas y las brechas en las necesidades de capacidad dentro de las instituciones y entre las instituciones.

5. PRIORIZACIÓN DE LOS DESAFÍOS DE CAPACIDAD

5.1 Propósito del ejercicio de priorización

El propósito de este ejercicio era identificar las áreas prioritarias para los compromisos de desarrollo de capacidades y desarrollar recomendaciones más específicas para abordarlas. La atención se centró en los 29 problemas clave de interés identificados a través de la revisión y las consultas iniciales, dentro de las 15 áreas temáticas distintas (ver anexo 4). Estas preocupaciones constituyeron la base de este último proceso de validación, que posteriormente dio lugar a las recomendaciones incluidas en este informe, que pueden dar información para los esfuerzos en el futuro de fortalecer la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas en Colombia.

5.2 Panorama general

El alcance del proceso de priorización incluyó los siguientes pasos:

1. **Revisar el borrador del Informe Preliminar de la ENC** del PNUMA 2021 (ver Anexo 4).
2. Identificar las **áreas de necesidad de capacidad** más prioritarias, con base en las conclusiones preliminares, para más evaluación y análisis.
3. Convocar una **consulta nacional en línea con las partes interesadas para presentar el proyecto de informe de la ENC** y obtener un consenso sobre las tres o cuatro áreas prioritarias más importantes.
4. Llevar a cabo **reuniones bilaterales** adicionales con las partes interesadas seleccionadas y acordar recomendaciones para abordar las áreas prioritarias.

Las partes interesadas que participaron en este proceso fueron:

- Ministerios/Departamentos/Agencias del Gobierno Nacional.
- Gobiernos locales donde se desarrollan actividades petroleras y de gas.
- Universidades/academia
- El sector privado, incluidas las compañías petroleras nacionales, los profesionales en EIA y las empresas de consultoría que trabajan en el sector del petróleo y el gas.
- Organizaciones de la sociedad civil / ONG

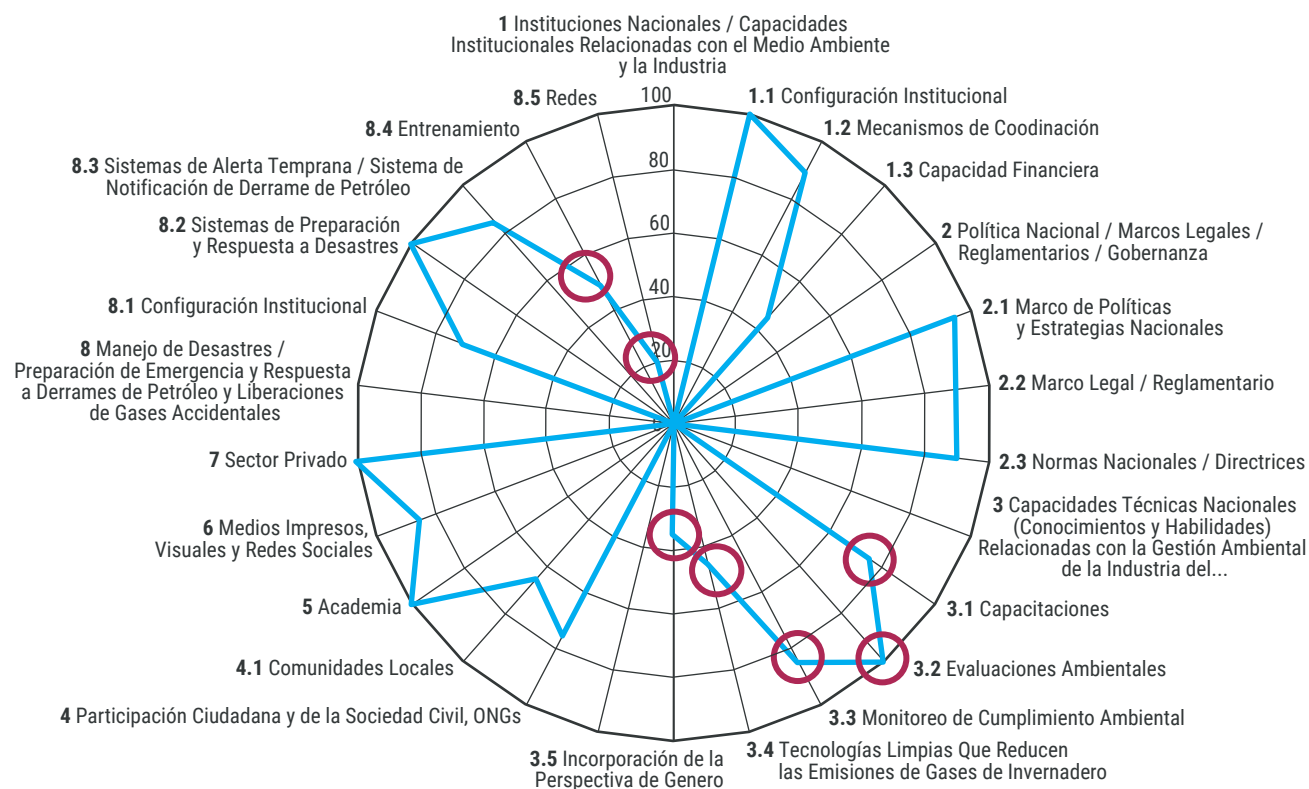
5.3 Proceso de priorización

Después de revisar los 29 problemas clave originales presentados en el anexo 4, combinada con los resultados del cuestionario de la ENC y los diagramas de araña de la matriz resultante (figura A1, anexo 4), se identificaron ocho áreas clave de interés para el desarrollo de capacidades (ver figura 4).

Estas ocho áreas clave de preocupación fueron seleccionadas por el GTT y posteriormente revisadas y reformuladas para resaltar la información obtenida del primer proceso de selección y mejorar el enfoque. El número se redujo a las siguientes siete Áreas de Preocupación Claves (A-G), para su reevaluación:

- A. Desarrollar un sistema de calificación para las entidades a cargo de los estudios de impacto ambiental.
- B. Fortalecer la capacidad técnica nacional (conocimientos y habilidades), también a nivel subnacional, en relación con las evaluaciones de impacto ambiental del sector petrolero. Centrarse en la industria del petróleo y el gas no convencional ("fracking"), la exploración y producción costa afuera, sus "pasivos" y en el monitoreo ambiental, pensando en los avances a futuro del sector.
- C. Fortalecer las capacidades y la legislación para promover y supervisar la reducción de emisiones y la quema de gases de efecto invernadero. Incluye establecer una base de referencia para apoyar la reducción, al igual que mecanismos de medición, de las emisiones y la quema de gases de efecto invernadero.
- D. Prevenir emergencias/desastres mediante el monitoreo de las exploraciones de petróleo no convencionales ("fracking"), la exploración y producción costa afuera, y de los oleoductos. Incluye una atención a los problemas socioeconómicos y ambientales que se puedan derivar y a la creación de capacidad.
- E. Evaluar las necesidades de los laboratorios acreditados. Llevar a cabo una evaluación de las necesidades de creación de capacidad en el país respecto a la acreditación de centros de análisis encargados de monitorear al sector del petróleo y el gas, pensando en los avances futuros del sector.

Figura 4. Gráfico de araña de los resultados del cuestionario detallado de la ENC de 2021 que muestra las ocho Áreas de Preocupación Claves que surgieron como posiblemente las de mayor prioridad para ser reevaluadas.



- F. Desarrollar una base de datos ambientales de acceso compartido, para utilizarla en la planificación y el seguimiento integrados del espacio, con el fin de abordar múltiples intereses ambientales, sociales y económicos que se afectan con el desarrollo del petróleo y el gas, incluso costa afuera.
- G. Realizar un análisis ambiental estratégico de la industria petrolera y del sector energético en su conjunto. Esto debería dar lugar a un plan de visión y mapeo de la industria petrolera que incluya la definición de las zonas geográficas más sensibles a la contaminación y, en cuanto a las exploraciones costa afuera, que guíe los estudios de impacto individuales.

5.4 Áreas prioritarias finales para el desarrollo de capacidad

El resultado del ejercicio final de priorización en abril de 2022, a través de una encuesta anónima en línea, dio como resultado la identificación de las cuatro áreas prioritarias de interés para el desarrollo de capacidades. Cada sección a continuación presenta cada una de las cuatro Áreas Prioritarias y una breve descripción del contexto tal como le concierne a Colombia, tomada principalmente del Anexo 4, y seguida de una breve sección de recomendaciones generales y una lista enfocada para las intervenciones. Estas recomendaciones fueron parte de los resultados de la

etapa final de las reuniones de revisión bilateral de las partes interesadas que se llevaron a cabo en mayo de 2022 y en las que participaron 22 representantes de nueve instituciones (ver Anexo 2).

Durante los meses de octubre y noviembre de 2022 se llevó a cabo un proceso final de revisión mediante el análisis del borrador de la ENC por parte de expertos del Minambiente, la ANLA, la ANH, la MME, la UNGRD y el Observatorio Internacional de Emisiones de Metano (OIEM). El resultado de estos aportes y discusiones dio lugar a importantes actualizaciones de ciertas secciones del informe, incluyendo la racionalización de las áreas de enfoque para las intervenciones y la inclusión de una quinta área prioritaria.

Las recomendaciones que siguen se basan en la comprensión adquirida por los consultores del PNUMA de los retos, los antecedentes y el contexto de las actividades de petróleo y gas en Colombia establecidos durante el período de casi tres años de estudio. Este estudio tiene limitaciones inevitables, de tiempo y alcance, y debe entenderse que las situaciones pueden cambiar a corto plazo y que los responsables del medio ambiente y de los sectores petroleros deben permanecer siempre atentos a la necesidad de adaptarse y reorientar la atención cuando surjan cuestiones prioritarias.

ÁREA PRIORITARIA 1

Fortalecer la capacidad técnica nacional (conocimientos y habilidades), también a nivel subnacional, en relación con el fortalecimiento de la gobernanza y la aplicación de la normativa de gestión ambiental en el sector petrolero para prevenir y minimizar los posibles impactos ambientales.

Contexto:

La creación de capacidad institucional implica el desarrollo del marco normativo, la infraestructura y la mano de obra necesarios, es decir, la introducción de nueva legislación e instituciones, junto con la mejora de las existentes. En la actualidad, las capacidades técnicas son desiguales en las corporaciones autónomas regionales de Colombia, y existe un solapamiento de funciones/actividades entre algunas de estas instituciones, especialmente en asuntos ambientales. La amenaza de larga data de los sitios contaminados en tierra y el legado de residuos asociados con las actividades de perforación y los oleoductos, incluidos los incidentes huérfanos o “pasivos” causados por hechos de terceros, exige, entre otras cosas, el fortalecimiento de las capacidades técnicas para abordar esta compleja cuestión.

Recomendaciones generales:

Se necesitan capacidades, estructuras y funciones institucionales nacionales para apoyar y gestionar el sector petrolero en Colombia en todos los niveles de gobierno, especialmente en las zonas del país donde se realizan o realizarán actividades. Esto requiere trabajar con los operadores petroleros de manera transparente y productiva para mantener los estándares internacionales y de mejores prácticas de la industria.

La coordinación eficaz de las diversas instituciones implicadas es fundamental para el rendimiento de la gestión medioambiental, y un área clave de cooperación es la supervisión y regulación de los impactos medioambientales y socioeconómicos.

En consonancia con el alto rendimiento de la gestión medioambiental, es necesario abordar las lagunas de capacidad para garantizar la aplicación de la nueva normativa relacionada con la quema y el venteo, incluida la vinculación con la mejora del seguimiento y las mediciones de las emisiones del sector; con la coordinación relativa a la concesión de licencias para la manipulación de residuos por parte de terceros del sector privado; con la mejora de la armonización entre la ANLA y las corporaciones regionales en cuestiones de seguimiento y control; con la reinyección del agua producida y la protección de los acuíferos; y con la gestión del agua producida en el mar.

Áreas de enfoque para la intervención

1.1 Formación de grupos de trabajo técnicos para resolver las barreras de implementación

Aunque Colombia cuenta con marcos legales y reglamentarios bien establecidos, el principal reto ha sido la implementación. Es necesario establecer grupos de trabajo técnico (GTT) formados por miembros de las instituciones pertinentes para que se centren en abordar los problemas y retos relacionados con la aplicación de la normativa existente. Por ejemplo, aunque existe un marco legal para la gestión de los residuos peligrosos y no peligrosos generados por el sector, la falta de aplicación de una gestión eficaz de los residuos se ha convertido en uno de los principales problemas de insatisfacción de la comunidad, y necesita acciones específicas para mejorar la gestión y reducir los problemas o riesgos medioambientales que genera.

Los GTT permitirían establecer un canal entre las instituciones pertinentes, especialmente Minambiente y el MME, para participar en iniciativas relacionadas con los aspectos medioambientales del sector del petróleo y el gas. Dichos grupos ayudarán a anticiparse a los retos de implementación y contribuirán a reforzar el cumplimiento y la supervisión de las actividades pertinentes.

Los GTT comenzarían por realizar un análisis detallado de las áreas de superposición de funciones, actividades y deficiencias en las condiciones operativas de seguimiento y monitoreo, por ejemplo entre la ANLA y las corporaciones autónomas regionales, que muchas veces es la encargada de monitorear a las empresas de servicios que se encargan de la disposición de los residuos en la cadena de gestión de los mismos, según la normativa del sector de hidrocarburos, según sea el caso. Este enfoque sigue ciñéndose a la normativa que exige que la empresa operadora sea responsable de toda la cadena de gestión de residuos, pero el GTT tratará de mejorar la coordinación interministerial y la claridad en la supervisión del cumplimiento y en el tratamiento de otros problemas y retos emergentes.

Los GTT podrían abordar importantes obstáculos a la aplicación de la normativa, como el acceso a los emplazamientos (en tierra y en alta mar) para realizar inspecciones de los mismos y controlar su cumplimiento, la resolución de problemas de seguridad, la falta de capacidades técnicas, la falta de directrices/procedimientos más específicos, la falta de presupuesto/recursos, etc. Se pueden identificar oportunidades para poner en común recursos y complementar conocimientos. Una vez identificados los retos y los

obstáculos a la aplicación, los miembros del GTT deberán formular propuestas concretas y precisas para abordarlos. Los GTT seguirán un análisis de los retos basado en hechos que conduzca a soluciones acordadas y a una mejor aplicación.

Las cuestiones iniciales que deben abordarse son las relacionadas con (a) la gestión de los residuos (incluidos los peligrosos) del sector del petróleo y el gas, que implica la concesión de licencias para la manipulación de los residuos por parte de terceros del sector privado; (b) la mejora de la armonización entre la ANLA y las corporaciones autónomas en materia de control y seguimiento, especialmente en lo que se refiere a la reinyección de las aguas producidas y los excedentes de gas y la protección de los acuíferos, y (c) la gestión de las aguas producidas en tierra y en el mar, donde intervienen diferentes instituciones en la concesión de permisos y en el control del cumplimiento y la presentación de informes. Otras cuestiones pueden desarrollarse con el tiempo y abordarse de forma similar mediante la convocatoria de un grupo de trabajo con un mandato claro.

1.2 Desarrollar una mayor capacidad entre las corporaciones autónomas

Es necesario fortalecer las capacidades técnicas de las corporaciones autónomas regionales para que conozcan los instrumentos regulatorios aplicables a las operaciones de petróleo y gas en su jurisdicción. Dependiendo de las corporaciones, las áreas relevantes en las que se debe centrar el desarrollo de capacidades incluyen el petróleo y el gas no convencionales (“fracking”), el manejo de los “pasivos” y la integridad y el monitoreo de los oleoductos; la comprensión de los aspectos ambientales y sociales importantes relacionados con la exploración y el desarrollo y las herramientas y técnicas utilizadas para su monitoreo, incluyendo las inspecciones de los sitios; y la capacitación para relacionarse con las comunidades dentro de las áreas de influencia de los proyectos de petróleo y gas.

Las corporaciones autónomas regionales necesitan un apoyo específico en materia de desarrollo de capacidades para cumplir sus mandatos y participar de forma proactiva en los procesos y la planificación medioambientales en el ciclo de vida de los proyectos. Esto es especialmente importante en las regiones costeras.

Los pasos iniciales incluirían la revisión y priorización de las corporaciones autónomas regionales más necesitadas de apoyo y el desarrollo de paquetes de formación adecuados y específicos para sus contextos operativos. Esta intervención se beneficiará de la elaboración de directrices específicas para la situación de cada corporación. La intervención seguirá de cerca a la intervención 1.1 (arriba), en la que los GTT están abordando los obstáculos a la aplicación de la normativa existente.

1.3 Mejora de la gestión de las actividades de exploración y desarrollo en alta mar

Se están desarrollando nuevas áreas de exploración en el alta mar, y varios bloques de exploración en el Caribe son ahora testigos de actividades de exploración y también se ofrecen bloques del Océano Pacífico para la concesión de licencias. Es necesario identificar primero dónde están las necesidades de gestión medioambiental (geográficas y técnicas) y luego abordarlas centrándose en la mejora de la capacidad y la comprensión institucional del cumplimiento de la normativa marítima; el refuerzo de los instrumentos normativos (sobre emisiones de gases, ruido, radiación y sustancias químicas); las directrices de seguimiento medioambiental de los impactos de las actividades petrolíferas en el medio marino (incluido el establecimiento de requisitos de referencia); mejora de la coordinación (entre instituciones como la ANH, la ANLA, el MME y la DIMAR); elaboración de orientaciones sobre la realización de EIA en la zona marítima/costera (incluida la preparación de los términos de referencia para las EIA); refuerzo de la cooperación entre las iniciativas de investigación y el mundo académico para garantizar el seguimiento de los posibles impactos en la vida marina (con una metodología común); y análisis estratégico de los mecanismos de participación y compromiso de las partes interesadas en el ámbito del desarrollo de proyectos de hidrocarburos en alta mar. [Véase la intervención 2.3 para los inspectores de salud y seguridad y los reguladores que realizan inspecciones en el mar]. Esta intervención seguirá de cerca a la Intervención 1.1 (arriba), en la que los GTT están abordando los obstáculos a la aplicación de la normativa existente.

1.4 Laboratorios y herramientas técnicas

Durante toda la cadena de valor, desde la exploración hasta la producción y la venta, el petróleo (y el gas) puede entrar accidentalmente en el medio ambiente natural de diversas maneras y en diferentes volúmenes. El análisis del aire, el agua y el suelo es un componente de control esencial que requiere laboratorios acreditados para proporcionar un análisis preciso de las muestras. En Colombia, sólo hay un laboratorio acreditado del sector privado, en Bogotá, para manejar el muestreo y el análisis ambiental para el sector del petróleo y el gas. Es necesario establecer más laboratorios acreditados y herramientas técnicas de control y seguimiento, equipados para el monitoreo ambiental de las actividades terrestres y marinas asociadas al sector petrolero. Tras una evaluación de las necesidades de las corporaciones autónomas regionales, identificar las zonas geográficas más necesitadas de estas instalaciones y equipos y desarrollar una asociación público-privada u otro incentivo para apoyar y fomentar la participación del sector privado.

ÁREA PRIORITARIA 2

Prevención de emergencias/desastres relacionados con la exploración de petróleo no convencional (“fracking”), la exploración y producción costa afuera y el monitoreo de oleoductos.

Contexto:

Las actividades de exploración siempre incluyen elementos de riesgo. Los accidentes pueden ocurrir y la preparación y la respuesta a las emergencias contribuyen en gran medida a mitigar los impactos sobre el medio ambiente y el personal. Se sabe que ocurren eventos accidentales que conducen a grandes derrames de petróleo (en tierra y en el mar), así como otros tipos de derrames, por ejemplo, químicos, e incendios en las plataformas marinas, así como colisiones de buques en el mar y encallamientos. Colombia ha revisado y actualizado el PNC en 2021, y aunque la visión del gobierno actual se centra más en la diversificación de las fuentes de energía, con un fuerte enfoque en las energías renovables, se sigue atrayendo a los inversores extranjeros a través de regulaciones que promueven industrias como el petróleo y el gas, incluso en las zonas de alta mar. Actualmente existe incertidumbre sobre cómo se desarrollará el fracking en Colombia; los riesgos asociados al fracking aún no son ampliamente conocidos por entidades ajenas a las compañías petroleras. Los pozos relámpago con tuberías antiguas también pueden plantear algunos riesgos en caso de accidente o emergencia. También existía un vacío normativo sobre la cuestión de los pozos huérfanos, con escasas inspecciones directas que controlen los riesgos de contaminación aguda en estos lugares. Sin embargo, el MME emitió recientemente la resolución 402030 de 2022 por la que se establecen los requisitos técnicos para el taponamiento y el abandono de los pozos suspendidos y abandonados.

Recomendaciones generales:

La institucionalización y el ejercicio del PNC de forma coordinada en todas las áreas relevantes de riesgo potencial, con la participación de todos los niveles de gobierno y junto a la industria, debe convertirse en una característica habitual del PNC. Cuando sea apropiado, ampliarlo para incluir a los países vecinos en la consideración de la preparación para los vertidos transfronterizos, especialmente en el medio marino.

Áreas de enfoque para la intervención

2.1 Formación y capacitación en materia de respuesta a emergencias

En el contexto de la exploración en alta mar y de las potenciales actividades no convencionales de petróleo y gas, es necesario fortalecer aún más los planes de contingencia de emergencia para los derrames de petróleo y otras formas de contaminación aguda. Si bien los esfuerzos de mapeo de la sensibilidad ambiental están en marcha en Colombia, es importante apoyar a las corporaciones autónomas nacionales y regionales pertinentes para obtener una mejor comprensión de las complejidades y sensibilidades ambientales, sociales y económicas de los sitios en su jurisdicción, especialmente en las áreas marinas y costeras donde se están llevando a cabo nuevas actividades de exploración. Deben elaborarse mapas de sensibilidad que sirvan de base para las estrategias de preparación y respuesta ante vertidos de hidrocarburos y contaminación aguda, así como para el posicionamiento previo de personal y equipos. Como componente de la respuesta de emergencia, los mapas de sensibilidad marina y costera para los derrames de petróleo deben desarrollarse en una plataforma sistema de información geográfica (SIG) e implicar a las autoridades de las corporaciones autónomas regionales pertinentes y a

los equipos de respuesta de emergencia, reconociendo que los derrames pueden tener su origen en los programas nacionales de exploración, o en incidentes en los que estén implicados petroleros u otros buques de carga.

Es necesario que las corporaciones autónomas regionales realicen periódicamente cursos de formación y ejercicios de preparación y respuesta ante derrames de hidrocarburos/contaminación aguda, y que los cursos se impartan de forma que incluyan a todos los equipos de respuesta a diferentes niveles. Las cuestiones relacionadas con la gestión de los residuos de los vertidos de petróleo, la evaluación y la limpieza del litoral y el análisis del impacto ambiental también deben abordarse como parte de la formación para informar mejor sobre las opciones de respuesta para reducir y mitigar los impactos ambientales y sociales de la respuesta.

2.2 Completar el procedimiento de respuesta de emergencia ante derrames de petróleo

Tras la reciente actualización del Plan Nacional de Contingencia, proporcionada por el MME, queda por completar la tarea del componente específico centrado en la aplicación de los procedimientos que

establecen las técnicas avanzadas de respuesta a los derrames. Todos los esfuerzos deben centrarse en completar ese proceso. Para ello será necesario resolver la coordinación y la colaboración entre las diferentes entidades implicadas en las actividades en alta mar para evitar el solapamiento de funciones. Deben realizarse evaluaciones periódicas de los riesgos de vertidos de petróleo y otras formas de emergencias potenciales (por ejemplo, vertidos químicos, colisión de buques y encallamiento), junto con formación sobre el Análisis de Beneficios Ambientales Netos (ABN) y sobre la tecnología de la información, y evaluarse junto con los mapas de sensibilidad, como parte de la actualización y formación continuas del Plan Nacional de Contingencias.

En consonancia con lo anterior, es necesario desarrollar una normativa sobre el uso de dispersantes, que suele constar de dos partes: a) una normativa de aprobación de productos dispersantes que describa qué dispersantes estarían aprobados para su uso en aguas nacionales, y que garantice que estos productos son eficaces y de una toxicidad relativamente baja en

comparación con el tipo de petróleo predominante; y b) una normativa de autorización de uso de dispersantes que defina dónde y cuándo se puede autorizar el uso de productos dispersantes aprobados en derrames de petróleo en aguas nacionales (marinas y lacustres).

2.3 Revisión de las normas de seguridad y salud para las actividades en alta mar

Establecer un panel de revisión calificado para examinar las regulaciones de salud y seguridad aplicables a los trabajadores e inspectores involucrados en las actividades costa afuera, incluyendo las inspecciones de seguridad de las plataformas y helicópteros costa afuera, y determinar si hay necesidad de revisiones y actualizaciones para corresponder a la naturaleza de las actividades que actualmente y probablemente en el futuro se realicen costa afuera en Colombia. Al hacerlo, los revisores también deben considerar cómo se pueden lograr las mejores prácticas de manera más eficiente mediante el uso de normas y guías técnicas fácilmente actualizadas, en lugar de desarrollar nuevas regulaciones que a menudo se vuelven rápidamente obsoletas

Se han desarrollado plataformas SIG personalizables para aumentar el uso de los datos espaciales en la elaboración de políticas y la toma de decisiones, que podrían implementarse fácilmente en el contexto colombiano a un costo relativamente bajo. Sin embargo, es necesario considerar una estrategia a largo plazo para mantener la plataforma, garantizar la capacidad de su uso y actualizar los conjuntos de datos de origen. Igualmente, habría que abordar los obstáculos no técnicos para el intercambio de datos.

El Plan Nacional de Contingencia necesita consolidar la información geográfica, los listados generales, las bases de datos y la normativa, entre otros, que pueden ser consolidados en el Sistema Nacional de Información para la Gestión del Riesgo de Desastres (SNIGRD).

capacidad en este ámbito. Las bases de datos ambientales que son de acceso para múltiples usuarios son importantes para fortalecer las revisiones de las EISA, contribuyen a la información de referencia ambiental y social, especialmente si pueden compartir en tiempo real la información generada por las diferentes instituciones.

Áreas de enfoque para la intervención

3.1 Desarrollar una base de datos medioambiental de acceso compartido

El diseño de bases de datos de acceso compartido es una tarea compleja que requiere la aportación de especialistas. Para que esto se desarrolle en Colombia será necesario involucrar a especialistas en datos para diseñar una geoplataforma común de intercambio de datos que reúna a los diferentes repositorios de datos y a las instituciones gubernamentales pertinentes para que contribuyan y compartan sus respectivos datos/bases de datos, o al menos un mecanismo que garantice la vinculación entre las diferentes bases de datos existentes. En esta plataforma pueden integrarse mecanismos para cruzar información de las principales actividades petroleras y gasísticas (públicas y privadas), es decir, instalaciones terrestres y marítimas (incluidos oleoductos y rutas de transporte), EIA y permisos, sensibilidades medioambientales. La recopilación de esta amplia gama de conjuntos de datos representa el primer paso en el desarrollo de una herramienta de planificación espacial integrada, que puede desarrollarse para el espacio marino (planificación espacial marina, o MSP) o para porciones o regiones del paisaje terrestre.

Esta herramienta de gestión está diseñada para ayudar y orientar el desarrollo integrando los recursos naturales, la geología, las infraestructuras y otras características para mejorar la comprensión del espacio analizado por parte de todos los interesados. Otro uso del conjunto de datos podría ser contribuir a la elaboración de EAE (véase la intervención 4.2).

3.2 Calidad y gestión de una base de datos medioambientales de acceso compartido

Cualquier plataforma que se diseñe para compartir datos debe incluir un mecanismo que garantice la uniformidad de escala en los datos que se recojan, potencialmente también el uso de un formulario estándar de recogida de datos que podría integrarse en una fase posterior. Evitar la duplicación y la redundancia de datos debe formar parte de los objetivos de gestión de la calidad. Deberían establecerse procedimientos para garantizar la calidad de los datos en tiempo real recogidos de las entidades contribuyentes, y para definir la responsabilidad del control del cumplimiento a nivel local/subnacional.

ÁREA PRIORITARIA 3

Desarrollar una base de datos ambientales de acceso compartido para su uso en la planificación espacial integrada y la supervisión para abordar múltiples asuntos ambientales, sociales y económicos en relación con el desarrollo del petróleo y el gas, incluidas las zonas costa afuera.

Contexto:

Las actividades de exploración petrolífera, tanto terrestres como costa afuera, dependen y están expuestas a un conjunto diverso de características biológicas, pesqueras, oceanográficas, climatológicas, socioeconómicas, geológicas y de otro tipo que pueden documentarse de varias formas. Es muy valioso contar con un conjunto completo de datos actualizados sobre el estado de estos entornos naturales, incluyendo la biodiversidad y los parámetros ambientales, y que la información esté alojada en una plataforma digital y sea accesible para todas las instituciones pertinentes.

En Colombia, existen varias bases de datos, alojadas por diversas instituciones públicas y privadas (por ejemplo, el portal del INVEMAR con la ANH, el Instituto Humboldt, los departamentos de ciencias naturales de las universidades nacionales, la plataforma de Transparencia y Acceso a la Información Pública del MME, y la DIMAR tiene una herramienta relacionada con los mapas de sensibilidad ambiental para los derrames de hidrocarburos para crear un índice de sensibilidad), y muchas otras relacionadas con la calidad del aire y la biodiversidad terrestre. Sin embargo, hasta ahora hay pocos indicios de una base de datos ambientales que pueda utilizarse para aumentar el uso de datos espaciales en la elaboración de políticas y la toma de decisiones, ni para el desarrollo de atlas de sensibilidad nacionales o regionales, especialmente para orientar las actividades de exploración costa afuera y que se pueda usar en caso de derrame de hidrocarburos.

Recomendaciones generales:

Las cuatro características importantes de los conjuntos de datos ambientales son su disponibilidad, su accesibilidad para los usuarios finales, la capacidad de los usuarios para trabajar con ellos, operar y beneficiarse de la información, y los medios y mecanismos para actualizarlos a medida que se haya nuevos datos disponibles. Últimamente, la industria petrolera se ha vuelto más proactiva a la hora de poner los conjuntos de datos a disposición del bien público, haciendo que los científicos locales ayuden a cerrar brechas de datos y contribuyan a la creación de

ÁREA
PRIORITARIA
4

Un análisis ambiental estratégico de la industria petrolera que dé como resultado un plan de visión y mapeo para informar a la industria petrolera, y del sector energético en su conjunto, que incluya una definición de las áreas geográficas más sensibles a la contaminación y, en cuanto a costa afuera, que oriente los estudios de impacto individuales.

Contexto:

Cada vez más, los gobiernos prefieren y preparan las EAE para guiar el desarrollo de las actividades del sector del petróleo y el gas, y de otros sectores, en un formato que incluye la alineación intersectorial sobre diversas cuestiones de desarrollo. Las EAE tienen en cuenta los impactos sociales y ambientales más amplios, que a menudo quedan excluidos del análisis en profundidad de los EIA específicas de cada proyecto y, por lo general, se llevan a cabo en una mayor escala para evaluar los impactos a nivel de paisaje terrestre y marino que son directos, indirectos y/o acumulativos.

La Comisión Neerlandesa para la Evaluación Ambiental (NCEA) ha proporcionado actividades de desarrollo de capacidades a las autoridades colombianas desde 2003, específicamente dirigidas a la EAE, a través de talleres nacionales, con la participación del Banco Mundial, y enfocadas en los subsectores de hidrocarburos, minería, energía, agricultura, infraestructura y transporte. La DIMAR también está trabajando en la planificación del espacio marino para tener en cuenta la energía eólica y establecer prioridades para las actividades en el espacio marítimo, buscando reducir la posibilidad de conflictos alrededor su uso por parte del creciente número de usuarios de sus recursos (petróleo y gas, energía eólica, pesca, turismo, etc.).

Los EIA individuales y específicos de cada proyecto siguen siendo un procedimiento y una herramienta de gestión ambiental vitales. Igualmente, las brechas identificadas en la Sección 1.2 del Anexo 4 y las recomendaciones al respecto siguen siendo pertinentes dentro del esfuerzo de seguir fortaleciendo los procesos de EIA en Colombia, especialmente respecto al espacio marítimo.

El Caribe representa una mayor prioridad en términos de intervenciones debido a las mayores perspectivas de actividades relacionadas con el petróleo y el gas en la región. La planificación del espacio marino, con la participación de todos los sectores pertinentes, contribuiría a resolver algunos de los problemas de aplicación relacionados con la reglamentación y la coordinación institucional.

En el desarrollo de una EAE para el sector del petróleo y el gas, uno de los elementos que normalmente se incluyen es la planificación espacial, para abordar posibles conflictos relacionados con el territorio entre los sectores allí ubicados. Tales planes requieren conjuntos de datos ambientales (ver área prioritaria 3).

Asimismo, para evaluar la sensibilidad del medio ambiente a todas estas presiones, se suelen utilizar atlas de sensibilidad (por ejemplo, TanSEA en Tanzania, ZansSEA en Zanzíbar y KenSEA para Kenia).

Recomendaciones generales:

Un análisis ambiental estratégico (o evaluación) representa una herramienta política estratégica para guiar el desarrollo del sector del petróleo y el gas, algo especialmente relevante para Colombia en zonas donde la exploración y la producción aún no han comenzado o lo han hecho apenas recientemente.

Una EAE ayuda a informar sobre las regulaciones ambientales, socioeconómicas, de salud y seguridad, al igual que sobre políticas, acuerdos de gobernanza y toma de decisiones relativas al sector frente a otros sectores socioeconómicos importantes, pensando tanto en los espacios terrestres como en los marinos. La cobertura geográfica se puede definir a escala nacional, regional, terrestre, marina o de cuenca de hidrocarburos.

Un documento de análisis estratégico basado en pruebas sólidas permitirá a un mayor número de sectores reconocer sus propios impactos ambientales y socioeconómicos dentro del panorama más amplio. Al poder demostrar sus impactos potenciales también se refuerza su posición entre las comunidades locales.

Áreas de enfoque para la intervención

4.1 Desarrollo de la legislación sobre la eae

Reconociendo la valiosa e importante contribución que una herramienta de este tipo tendría para mejorar la gestión ambiental de los proyectos en el sector, un primer paso es desarrollar el marco legal para promover y orientar el desarrollo de las EAE y una guía que informe específicamente sobre la necesidad, la conducta, el alcance y otros parámetros para las EAE.

4.2 Definición del alcance y desarrollo del proceso de evaluación

Un paso clave es emprender un análisis detallado para determinar la mejor manera de aplicar una herramienta de EAE en Colombia, cómo se habilitaría y desarrollaría con la participación del sector petrolero y las autoridades ambientales. Se debe definir el o los ámbitos geográficos y acordar cómo se debe formular, valorar e implementar. Es necesario que una institución lidere el proceso, es decir, que sea la “propietaria” de la iniciativa, normalmente adscrita al Ministerio responsable, con un comité técnico interministerial de apoyo que supervise el desarrollo y la aplicación de la EAE. El proceso incluye la identificación de cuestiones clave basadas en los riesgos y las oportunidades,

seguida de una priorización basada en criterios definidos (impactos potenciales (5-10 años), impactos significativos (duraderos, irreversibles, permanentes), área geográfica (huella), magnitud (escala)) y, como paso final, la identificación de los propietarios institucionales para la aplicación de las recomendaciones asociadas a las cuestiones clave. Reconociendo que una iniciativa de EAE a nivel nacional puede no ser factible, los análisis estratégicos podrían llevarse a cabo como un ejercicio piloto en las corporaciones autónomas regionales del país que sean más accesibles o estar centrados en la cuenca para las principales regiones productoras de petróleo. Las instituciones regionales pertinentes participarían entonces en el proceso.

Los esfuerzos requerirían la contratación de un especialista en EAE que apoye a nivel de gestión a la ANH, al MME y a las entidades ambientales para planificar y desarrollar dichas evaluaciones, al tiempo que se disponga de recursos para su ejecución. Las EAE pueden aplicarse ampliamente al sector de la energía, incluida la importancia del desarrollo de las energías renovables en tierra y en el mar, contribuyendo así a apoyar el cumplimiento de los objetivos y compromisos climáticos nacionales.

ÁREA
PRIORITARIA
5

Fortalecer las capacidades y la legislación para promover y supervisar la reducción de emisiones y la quema de gases de efecto invernadero.

Contexto:

En la COP26 de noviembre de 2021, Colombia se sumó al Compromiso Global de Metano y en febrero de 2022 firmó una resolución (Resolución 40066/22) para reducir el metano en el sector de los hidrocarburos. El OIEM del PNUMA ha impartido varios cursos de formación sobre las emisiones de metano en Colombia y está dispuesto a impartir más (incluso en persona). Además, la OIEM también está planeando una campaña de medición de metano a gran escala de la infraestructura de petróleo y gas en Colombia, dirigida por la Universidad de Carleton y con el apoyo de Ecopetrol, que podría servir como una estimación de las emisiones de referencia para el sector. La OIEM también está considerando la posibilidad de ampliar la campaña de medición para incluir todos los sectores en Colombia para proporcionar una línea de base completa.

Recomendaciones generales:

Existen buenas prácticas internacionales claras sobre la gestión del metano en las actividades de petróleo y gas. A través de las OGMP 2.0, el OIEM ha desarrollado documentos de orientación técnica que ayudan a los operadores a controlar y medir las emisiones de metano en la fuente, y las empresas miembros comparten el aprendizaje entre pares para apoyar aún más la transparencia hacia la reducción del metano.

Áreas de enfoque para la intervención

5.1 Fortalecimiento de las capacidades institucionales y de la coordinación en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

Fortalecer la capacidad de la ANLA y del Minambiente en materia de medición y cálculo de GEI, y de las mejores tecnologías de mitigación disponibles, en particular sobre la reducción de las emisiones de metano, para desempeñar eficazmente su función de evaluación de los EIA presentados para su aprobación y de expedición de licencias ambientales. Las EIA pueden utilizarse para establecer condiciones relacionadas con la reducción de emisiones cuando se emite una licencia ambiental para construir y operar instalaciones en toda la cadena de valor del petróleo y el gas, incluyendo la producción, el procesamiento, el transporte, la refinación y la petroquímica.

Reforzar la capacidad de la ANH y el MME en materia de medición y cálculo de GEI y de las mejores tecnologías de mitigación disponibles, en particular en lo que respecta a la reducción de las emisiones de metano, para que pueda desempeñar eficazmente su función de supervisión e inspección de los permisos de quema de gases concedidos a los operadores.

Al igual que el apoyo de la CCAC a la ANH, la ANLA también puede dotarse de una estructura administrativa que defina las funciones de cada uno de los departamentos implicados en las funciones de supervisión y cumplimiento. Dicha estructura también debería tener en cuenta la sede de la coordinación interministerial entre el MME y el Minambiente para facilitar la cooperación institucional entre los organismos reguladores que participan en el sector de los hidrocarburos.

Apoyar los esfuerzos para fortalecer las capacidades institucionales nacionales para el control del cumplimiento por parte de la ANH y la ANLA, incluyendo la realización de inspecciones en el lugar y campañas de auditoría relacionadas con las emisiones en el sector de la producción.

5.2 Cuantificación, seguimiento y mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero

Desarrollar mecanismos o métodos de cuantificación de las emisiones, revisión de las medidas de gestión y otros mecanismos para su control para incorporar o actualizar en los instrumentos normativos. En cuanto a las emisiones de metano, estos métodos deberían seguir las normas nacionales como la OGMP 2.0.

Con el aumento de la vigilancia, también es necesario contar con sistemas de gestión de datos que puedan manejar la cantidad de datos que se ponen en línea. La base de datos medioambiental de acceso compartido que se ha recomendado en este informe debería incluir también datos sobre las emisiones de metano procedentes de fugas, quema y venteo. Los datos que la OIEM está recopilando de las empresas miembros de la OGMP 2.0 (incluida Ecopetrol), los estudios científicos (incluido uno en Colombia) y los satélites pueden ser importantes complementos de estos datos.

Además de sus reglamentos, Colombia también puede considerar normas basadas en el rendimiento que establezcan límites de emisiones más amplios en todas las instalaciones y segmentos de la industria. Esto puede adoptar la forma de un objetivo de reducción de emisiones o de normas de rendimiento. Los objetivos de reducción de metano deben alinearse con lo que se necesita para lograr el Acuerdo de París: una reducción del 45% para 2025 y del 60-75% para 2030. La OIEM puede ayudar a las empresas y a los gobiernos a definir los objetivos y a determinar una línea de base de las emisiones y a seguir el progreso hacia los objetivos. También pueden elaborarse normativas medioambientales específicas para las emisiones en alta mar.

Hoy en día es totalmente factible que la producción de petróleo y gas se realice con emisiones de metano casi nulas (intensidad inferior al 0,20%); esto es mucho más sencillo y barato si se hace desde el principio. Por lo tanto, toda nueva producción debería diseñarse con el compromiso de alcanzar esta norma.

Al cuantificar los niveles de emisiones para su próximo inventario nacional de emisiones en el marco de su obligación ante la CMNUCC, Colombia puede considerar la posibilidad de utilizar los nuevos factores de emisión del IPCC (con un potencial de calentamiento global diferente) para el sector del petróleo y el gas actualizados en 2019, en lugar de la versión de 2006 que se utilizó en su última presentación del BUR en 2022. También se recomienda utilizar factores de emisión basados en mediciones cuando estén disponibles. Algunos operadores en Colombia están desarrollando estos factores para sus actividades a través del OGMP 2.0. Además, cualquier nueva base de referencia de emisiones de GEI debería incluir también las emisiones de los emplazamientos abandonados, ya que son uno de los principales emisores de GEI.

Se debe hacer hincapié en la mejora de la eficiencia de las antorchas existentes. Una intervención clave será promover las inversiones en la mejora de la tecnología y el control de la eficiencia de las antorchas para reducir de forma rápida y rentable las emisiones de metano procedentes de la producción de petróleo y gas. Mientras que la creencia estándar de la industria es que las antorchas funcionan con una eficiencia del 98%, un nuevo estudio (Plant et al., 2022) muestra que, de media, está más cerca del 91%. La diferencia es de millones de toneladas de CO2e. Mejorar la eficiencia de las antorchas es una forma rápida y barata de reducir los GEI en Colombia. El quemado y venteo podría promover un mayor aprovechamiento del gas asociado y establecer una eficiencia mínima de quemado o una meta clara de reducción.

6. CONCLUSIÓN Y PRÓXIMOS PASOS

En el transcurso de este breve análisis, la ENC preliminar ha identificado 29 preocupaciones clave, de 15 áreas temáticas distintas relacionadas con la gestión ambiental del sector de petróleo y gas en Colombia. Estas preocupaciones forman ahora la base de un futuro proceso de validación, que posteriormente conducirá a recomendaciones que informarán los esfuerzos futuros en el sector.

Las cinco áreas prioritarias en las que deben enfocar los esfuerzos de fortalecimiento de capacidad son las siguientes

Área prioritaria 1:
Capacidad técnica nacional (conocimientos y habilidades), incluso a nivel subnacional, en relación con el fortalecimiento de la gobernanza y la gestión medioambiental en el sector del petróleo para prevenir y minimizar los posibles impactos medioambientales.

Área prioritaria 2:
Prevención de emergencias/desastres relacionados con la exploración de petróleo no convencional ("fracking"), la exploración y producción costa afuera y la supervisión de oleoductos.

Área prioritaria 3:
Desarrollo de una base de datos ambientales de acceso compartido para su uso en la planificación y monitoreo espacial integrados para abordar todos los problemas ambientales, sociales y económicos relacionados con el desarrollo del petróleo y el gas, incluso costa afuera.

Área prioritaria 4:
Un análisis ambiental estratégico de la industria petrolera que dé lugar a un plan de visión y mapeo para informar a la industria petrolera, y del sector energético en su conjunto, que incluya la definición de las zonas geográficas más sensibles a la contaminación y, en cuanto a costa afuera, que oriente los estudios de impacto individuales.

Área prioritaria 5:
Fortalecer las capacidades y la legislación para promover y supervisar la reducción de emisiones y la quema de gases de efecto invernadero.

En una mayor escala, y pensando en las áreas de posible actividad de exploración de petróleo en el futuro cercano en Colombia, con tecnologías mejoradas de exploración de petróleo no convencional costa afuera, las preocupaciones más prominentes son aquellas asociadas con problemas ambientales, de salud y sociales vinculados a la gestión general del sector. Dos temas de importancia son la necesidad de un monitoreo cercano y continuo de los procesos de EIA que guían los programas individuales, incluido el monitoreo de la implementación del proyecto y el desmantelamiento para los programas de fracking en tierra y costa afuera. El segundo es la necesidad de una iniciativa de EAE y/o MSP del Mar Caribe acompañada de un atlas de sensibilidad costera, vinculado a una base de datos ambiental integral, para guiar el desarrollo del sector a medida que se expande costa afuera.

Asociado a estas dos áreas de enfoque se encuentra el fortalecimiento de la capacidad institucional que se requiere para permitir al personal técnico acompañar el desarrollo tecnológico de la industria y los riesgos ambientales y socioeconómicos asociados. La respuesta de emergencia costa afuera es una tercera y nueva área que ha surgido con fuerza como otra preocupación principal, seguida de cerca por la amenaza continua de los sitios contaminados en tierra y el legado de desechos asociados con las actividades de perforación y oleoductos, incluidos los incidentes huérfanos o pasivos causados por hechos de terceros. Responder a estas inquietudes mediante la formación de especialistas fortalecería la gestión y aumentaría la confianza a nivel institucional y con el público general, lo que contribuiría eventualmente al desarrollo de políticas y legislación adecuadas y reduciría las preocupaciones generales sobre el desarrollo futuro del sector.

Las pocas áreas en las que la ENC tuvo menos éxito a la hora de generar suficiente información y que todavía merecen más atención en el futuro son: el problema de las emisiones atmosféricas y la quema de gases, las relaciones entre los gobiernos nacionales y subnacionales y las capacidades limitadas aparentes a nivel municipal, y la acreditación de laboratorios nacionales para el análisis de muestras.

Los siguientes pasos normalmente incluirían lo siguiente:

1. Difundir el Informe de la ENC entre las instituciones pertinentes, así como a los funcionarios del gobierno subnacional;
2. Repasar las preocupaciones clave y llegar a un consenso sobre las más importantes;
3. Revisar las recomendaciones dentro de las instituciones y cuando sea necesario con los socios de desarrollo relevantes; y
4. Acordar que instituciones figuraran como propietarias para formular la estrategia y los planes de desarrollo, para implementar las recomendaciones sobre las cinco áreas de preocupación prioritarias (y otras), y así fortalecer la gestión ambiental en el sector de petróleo y gas.

La estrategia de desarrollo de capacidades resultante y el plan para fortalecer la gestión ambiental en el sector de petróleo y gas pueden contribuir a fortalecer la capacidad de las instituciones del Gobierno de Colombia para gestionar los aspectos ambientales y sociales relacionados con el sector de petróleo y gas.

Dado el aumento esperado de las actividades de petróleo y gas en Colombia durante la próxima década, sobre todo en entornos nuevos y más sensibles, para continuar operando un régimen de EIA eficaz y sostenible que pueda proporcionar el marco de gestión ambiental para abordar los desafíos planteados por el sector de petróleo y gas, es necesaria una voluntad política continua y más firme. Con eso en su lugar, se puede esperar que, en última instancia, el proceso de EIA y la implementación de las recomendaciones para abordar las cinco áreas prioritarias ayudarán al país a cumplir con sus prioridades de desarrollo sostenible.

REFERENCIAS Y DOCUMENTOS REVISADOS

Atlas de justicia ambiental. 2015. Exploración Hidrocarburos en San Andres Islas. Colombia. Disponible en: <https://ejatlas.org/conflict/exploracion-hidrocarburos-en-san-andres-islas-colombia>. (Consultado el 7 de julio de 2017).

BEIS, 2018. GUIDANCE NOTES. Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines. Department for Business, Energy & Industrial Strategy 122 pp.

Boza, M. & Rico, A.P.G. 2019. Duties and challenges of the regulation related to decommissioning and abandonment of oil wells in Colombia. J. World Energy Law & Business 12(5): 387–393.

Campetrol, 2020. https://campetrol.org/wp-content/uploads/2020/08/Informe_Taladros-jul_2020.pdf

Carrero, A.M.C. 2019. Involucrar la pluralidad de valores en la mejora de la Evaluación de Impacto Ambiental en Colombia ¿Cuál es el problema que representa el Proceso de Licencia Ambiental Colombiano? Tesis de maestría, Departamento de Desarrollo Urbano y Rural, Universidad Sueca de Ciencias Agrícolas.

CCAC Coalition, 2022. Sector, A First for the Region. <https://www.ccacoalition.org/en/news/colombia-mandates-methane-emissions-reductions-fossil-fuel-sector-first-region>.

Cordatec. 2017. En Colombia, el fracking amenaza el agua de Bogotá y el páramo más grande del mundo. Disponible en: <https://cordatec.blogspot.ch/2017/03/the-committee-for-defence-of-ecosystems.html>. (Consultado el 28 de junio de 2017).

Comisión Holandesa de Evaluación Ambiental (NCEA) 2019. Perfil de EIA de Colombia. Actualizado a: 09 de septiembre de 2019.

Díálogo Américas. 2015. Fuerzas Armadas de Colombia protegen oleoductos, medio ambiente. Disponible en: <https://dialogo-americas.com/en/articles/colombias-armed-forces-protect-oil-pipelines-environment>. (Consultado el 7 de julio de 2017).

EFFACE, 2012. Environmental pollution and degradation (deforestation, soil erosion) in Colombia by cocaine production in relation to the EU. European Union Action to Fight Environmental Crime. <http://efface.eu/environmental-pollution-and-degradation-deforestation-soil-erosion-colombia-cocaine-production> [Accessed 6 July 2017].

Freedom House. 2016. Colombia. Libertad de Prensa 2016. Disponible en: <https://freedomhouse.org/report/freedom-press/2016/colombia>. (Consultado el 19 de junio de 2017).

IPIECA, 2015. Dispersants: surface application. Good practice guidelines for incident management and emergency response personnel. IOGP Report 532. IPIECA-IOGP, 69 pp.

Jaramillo, JA 2018. Diagnóstico de la Aplicación de la Evaluación Ambiental Estratégica en Colombia. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniería Ambiental. Universidad Ingeniería Ambiental Envigado.

Lugo, JCZ y Ricciulli, CMC 2019. Colombia, Capítulo 8 en: Strong, C.B. (ed). The Oil and Gas Law Review, 6a Edición. Law Business Research Ltd, Londres.

Mongabay. 2016. The Top 10 Most Biodiverse Countries. Disponible en: <https://news.mongabay.com/2016/05/top-10-biodiverse-countries/>. (Consultado el 14 de junio de 2017).

News. 2014. Las bandas de minería de oro de Colombia contaminan ríos, talan bosques. Disponible en: <http://news.trust.org/item/20140319164732-6frt0/>. (Consultado el 6 de julio de 2017).

Oil and Gas, UK, 2017. Decommissioning Insight 2017. The UK Oil and Gas Industry Association Limited, trading as Oil & Gas UK. 44 pp.

Plant, G. et al. 2022. Inefficient and unlit natural gas flares both emit large quantities of methane. *Science*, 377(6614), pp. 1566–1571. Available at: <https://doi.org/10.1126/science.abq0385>.

Sánchez G. y col. 2013. ¡Basta ya! Colombia: Memorias de guerra y dignidad. Informe General Grupo de Memoria Histórica 2013. Disponible en: <https://www.centrodememoriahistorica.gov.co/descargas/informes2013/bastaYa/basta-ya-colombia-memorias-de-guerra-y-dignidad-2016.pdf>. (Consultado el 5 de junio de 2017).

Santos, JM 2016. La dimensión ambiental de la paz. Cumpliendo con la Agenda 2030 en Colombia. Nuestro planeta. Disponible en: <http://www.unep.org/ourplanet/may-2016/articles/environmental-dimension-peace>. (Consultado el 6 de junio de 2017).

Toro, J., Requena, I, y Zamorano, M. 2009. Environmental impact assessment in Colombia: Critical analysis and proposals for improvement. *Environmental Impact Assessment Review* doi:10.1016/j.eiar.2009.09.001

USAID, 2014. Informe de Evaluación Ambiental del Programa Env / Minería para el Subcontrato No. BR-SUBK-FP-031 Ambiental Consultores y Cía. Ltda. 4 de septiembre de 2014

Grupo del Banco Mundial. 2004. Regulación de quema y venteo de gas asociado: Una visión global y lecciones de la experiencia internacional. Informe No. 3 del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP).

Grupo del Banco Mundial. 2006. República de Colombia. Mitigar la degradación ambiental para fomentar el crecimiento y reducir la desigualdad. Informe No. 36345 - CO. 25 de febrero de 2006 Departamento de Desarrollo Sostenible Ambiental y Socialmente, Región de América Latina y el Caribe.

Grupo del Banco Mundial. 2015. Colombia. Diagnóstico sistemático del país. Disponible en: <http://documents.worldbank.org/curated/en/142801468188650003/Colombia-Systematic-country-diagnostic>. (Consultado el 7 de junio de 2017).

ANEXOS

Anexo 1.
Itinerario del proceso de la ENC

2019	1 de noviembre de 2019	El equipo de ONU Medio Ambiente (Matthew Richmond) comienza el borrador de la respuesta al cuestionario de la ENC basado en revisiones de escritorio
	16-21 de noviembre de 2019	El equipo de ONU Medio Ambiente (Matthew Richmond) llegó a Bogotá para la preparación de los procesos de CSA.
2020	20 de mayo de 2020	El cuestionario de la ENC se compartió con un pequeño grupo de tres informantes clave en Bogotá para comentarios y discusión.
	23 de junio de 2020	Revisión de múltiples partes interesadas y llenado del cuestionario de la ENC compartido con nueve informantes clave.
	4-6 de noviembre de 2020	Taller de capacitación teórica de CSA de tres días, al que asistieron ocho representantes gubernamentales de cuatro instituciones y un representante del Programa Petróleo para el Desarrollo.
	30 de noviembre de 2020	Borrador completo del informe de la ENC
2021	Enero de 2021	Copia electrónica del Informe preliminar de la ENC compartida con el punto focal para comentarios iniciales y definición del proceso de Validación.
2022	Marzo 2022	Taller de encuesta
	Abril 2022	Encuesta anónima en línea
	Maio 2022	Reuniones bilaterales
	Últimos pasos: noviembre-diciembre 2022	Proceso de validación
		Medio Ambiente ENC Borrador del Informe Final presentado para revisión y traducción.
		Actualización Informe ENC - Consulta de Seguimiento de Brechas de Información
		Aprobación final del Informe ENC por Minambiente

Anexo 2.
Lista de participantes e instituciones reunidas

Leyenda de medios de interacción: RIB = Reunión introductoria en Bogotá, noviembre de 2019; ENC = Cuestionario ENC, junio 2020; ESC = curso de evaluación de sitios contaminados, noviembre de 2020; TDE =Taller de encuesta, marzo 2022; RBL = Reuniones bilaterales, mayo, 2022. FIN = intercambios finales, noviembre 2022.

Institución	Participantes	Medios de intervención					
		RIB	ENC	ESC	TDE	RBL	FIN
GOBIERNO CENTRAL							
ANH	Eduardo Rodriguez						
	Santiago Román						
	Guillermo Acevedo						
	Mariana Estrada						
	Maria Iaza						
	Sandra M Luna						
	Ramiro Jaimes						
	Nelson Manrique						
	Helman Alberto Bermudez						
	Hugo Buitrago						
	John Escobar						
	Diana Martinez						
	Giovanny Molina Londono						
	Anelfi Balaguera Carrillo						
UNGRD	Nelson Hernandez						
	Jorge Enrique Gómez Florido						
	Yinneth Cumplido Botello						
ANLA	Nestor Fabio Garcia Merlano						
	Ana Katherine Arteta						
	Juan Alais Osorio Santana						
	Nelson Arturo M. Rodriguez						
	Jorge Andres Romero Martinez						
	David Rauchwerger Celis						
	Laura Constanza Hernández Ras						
	Diego Martínez						
	Diego Armando Ruiz Rojas						
DIMAR	Eduardo Santos						
	Libardo Rodriguez						
	Juan Lopez						

Institución	Participantes	Medios de intervención					
		RIB	ENC	ESC	TDE	RBL	FIN
Minambiente	Ernesto Romero Tobon						
	Jesus Miguel Sepulveda Escobar						
	Alma Isabel Ariza Ramirez						
	Magdalit Holguin						
	Astrid Reyes						
	Luisa Fernanda Carvajal						
	Olga Lucia Gomez Cená						
	Karen Viviana Lopez Aguilar						
	Ana Maria Gonzalez						
Ministerio de Minas y Energía (MME)	Sofía Roa Lozano						
	Luis Fabían Ocampo						
	Laura Paola Rincon González						
	Oscar Iván Suárez Murcia						
INVEMAR	Julián Mauricio Betancourt						
Ministerio de Trabajo	Daniela Aragon Salleg						
	Luz Cecilia Garcia Perez						
	Oscar Ernesto Amaris Montero						
	Fabio de Jesus E. Vargas Poveda						
	Jorge Enrique Fernandez Vargas						
GOBIERNO REGIONAL							
CARSUCRE	Brenda Chamorro						
	Tulio Ruíz						
CAS	Luis Fernando Velasco Martínez						
	Sabina Amaris						
	Xavier Antonio Palacio.						
CORMACARENA	Janía Andreyina Bonilla Moreno						
	Juan Carlos Sanchez Medina						
CORPOAMAZONIA	Yanina Andrea G. Mutumbajoy						
CORPOBOYACA	Erwin Ferney Córdoba Velosa						
	Edwin Harvey Toro León						
CORPONARIÑO	Fernando Paredes Coral						
	William Preciado Ángulo						
CORPONOR	Cesar Augusto Ortega Ortega						
	Hoswart Cristancho						
	Leidy Jhoanna Perez Castro						
CORPORINOQUIA	Martha Liliana Báez Díaz						

Institución	Participantes	Medios de intervención					
		RIB	ENC	ESC	TDE	RBL	FIN
SECTOR PRIVADO							
ECOPETROL	Sandra Janeth Pérez Gallardo						
	Miguel Angel Cortes						
	Judy Pedreros						
	Vera Navaro Santa						
	Juliana Giraldo						
UT IJP	Gabriel Riaño						
Independiente	Laura Hernández						
Independiente	Ana Yamile Correa						
ACADEMIA							
Uni. Nacional de Colombia	Leonardo Donado						
	Diego Cortés						
	Adriana Piña Fulano						
	Maria Jose Martinez Cordón						
	Carlos E Gonzalez						
	Camillo A Cortés						
Uni. Industrial de Santander	Dionisio Laverde						
	John Freddy Palacios						
ICP	Darwin Edgardo Velandia Castro						
	Marlon Serrano Gomez						
SOCIEDAD CIVIL							
ACGGP	Flover Rodríguez-Portillo						
	Juan Pablo Ramos						
PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE							
IMEQ, Paris	Meghan Demeter						
PNUMA Colombia	Mauricio Bedoya						
	Cristian Rojas Cifuentes						
	Juliana Ibarra Yomayusa						
UNEP Disasters & Conflicts	Devashree Pillai						
	Matthew Richmond						
	Marisol Estrela						
UNEP consultant	Olof Linden						
UNEP consultant	Geraint Williams						

Anexo 3.
Cuestionario para el análisis de las áreas prioritarias para el desarrollo de capacidad

El conjunto de preguntas a continuación tiene por objeto guiar el análisis inicial de las áreas prioritarias de preocupación relacionadas con las necesidades de capacidad para Colombia. El propósito de estas consultas bilaterales con las partes interesadas es comprender y triangular sus perspectivas en las siguientes áreas:

- Cuestiones clave, incluidas las preocupaciones presentes y emergentes/futuras, dentro de las áreas prioritarias
- Esfuerzos actuales de las instituciones respectivas para abordar estos problemas/desafíos clave
- Otros esfuerzos actuales en el país para abordar estas cuestiones/retos clave
- Lagunas/retos en el tratamiento de las cuestiones identificadas
- Oportunidades/recomendaciones para abordar las cuestiones identificadas
- Otras partes interesadas clave que deberían participar (tener en cuenta la representación de género, las posibles sensibilidades de los conflictos, los actores locales / del sector privado / no gubernamentales)

Comprender el alcance del problema:

1. Dentro de esta prioridad de preocupación identificada, ¿cuáles son los aspectos más importantes que justifican una mayor atención?
2. ¿Cómo percibe el alcance geográfico de esta preocupación en toda Colombia, desde el gobierno central hasta los 32 departamentos?
3. ¿Cómo percibe el alcance temporal (por ejemplo, estacional, futuro/emergente) de esta preocupación?

Entendiendo el papel de la institución en el tratamiento del problema, qué esfuerzos están en marcha:

4. ¿Quiénes son los más afectados por estos problemas?
5. ¿Cuál es el papel y/o el mandato (por ejemplo, en un documento político formal) de su institución para abordar esta preocupación?
6. ¿Cuál es la responsabilidad de su institución para abordar este problema?
7. ¿Qué importancia tiene este problema en su institución?
8. ¿Qué esfuerzos se están llevando a cabo en su institución para hacer frente a este problema?
9. ¿Qué otros esfuerzos conocen fuera de su institución para abordar esta preocupación?

Brechas y camino a seguir:

10. ¿Cuáles son las lagunas y/o limitaciones en los esfuerzos para abordar esta preocupación?
11. ¿Qué se necesita para subsanar estas deficiencias?
12. ¿Qué institución(es) considera más responsable(s) de abordar esta preocupación?
13. ¿Qué otras partes interesadas deberían participar en la solución de este problema?
14. ¿Cuál es su recomendación sobre cómo abordar este problema?

Anexo: Áreas prioritarias:

- I. Fortalecer la **capacidad técnica nacional** (conocimientos y habilidades), también a nivel subnacional, en relación con el fortalecimiento de la gobernanza y la gestión ambiental en el sector del petróleo para prevenir y minimizar los posibles impactos ambientales. Discutir los problemas de gobernanza y gestión ambiental relacionados con la industria del petróleo y el gas no convencional ("fracking"), la exploración y producción costa afuera, las "obligaciones" y el monitoreo ambiental teniendo en cuenta los desarrollos previstos a futuro en el sector.

- II. Prevención de **emergencias/desastres** relacionados con la exploración de petróleo no convencional ("fracking"), la exploración y producción costa afuera y el monitoreo de oleoductos. Incluye la atención a los problemas socioeconómicos y ambientales derivados y el desarrollo de capacidades.

- III. Desarrollar una **base de datos ambientales de acceso compartido**. Para su uso en la planificación y el monitoreo integrados del espacio con el fin de abordar múltiples problemas ambientales, sociales y económicos en relación con el desarrollo del petróleo y el gas, incluso costa afuera.

- IV. **Análisis ambiental estratégico** de la industria petrolera. Esto debería dar lugar a un plan de visión y mapeo para informar a la industria petrolera, que incluya la definición de las zonas geográficas más sensibles a la contaminación y, en cuanto a costa afuera, que oriente los estudios de impacto individuales.

Agenda de reuniones

Fecha	Institución
16 de Mayo de 2022	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)
	Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
17 de Mayo de 2022	Ministerio de Minas y Energía (MME)
18 de Mayo de 2022	Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras de Colombia (INVEMAR)
	Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD)
19 de Mayo de 2022	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente)
20 de Mayo de 2022	Universidad Nacional de Colombia
	Ministerio de Trabajo
23 de Mayo de 2022	Dirección General Marítima (DIMAR)

Anexo 4.

Hallazgos y resultados clave del informe preliminar de la ENC

Las conclusiones están organizadas en nueve áreas temáticas, que comprenden los ocho apartados del cuestionario más otro que comprende problemas nuevos o emergentes. Van acompañados de las principales recomendaciones para abordar los retos identificados.

1. Resultados del cuestionario de evaluación de las necesidades de capacidad

Como puede verse al examinar los gráficos de radar en la Figura A1, el Cuestionario de la ENC demuestra claramente que, en general, Colombia cuenta con la infraestructura institucional y legislativa para manejar los problemas ambientales asociados con el sector de petróleo y gas. Esto no es sorprendente, dados los más de cien años de experiencia de Colombia en esta industria, los altos niveles de formación académica y experiencia técnica en el país y la conciencia del medio ambiente y sus sensibilidades.

Sin embargo, del análisis surgen algunas áreas específicas que parecen requerir más atención. Estos se describen con más detalle en las secciones siguientes, según las áreas temáticas y subcategorías del cuestionario que arrojaron las puntuaciones más débiles. Teniendo en cuenta que los breves análisis anteriores se basan en una serie inicial de consultorías con un número limitado de representantes (de instituciones académicas, del sector privado, ANH, Minambiente, ANLA y UNGRD), el análisis sirve, no obstante, como una base importante a partir de la cual investigar más a fondo las debilidades e identificar preocupaciones o omisiones en la capacidad nacional para manejar temas ambientales relacionados con el sector de petróleo y gas en Colombia. Con ese fin, un resumen de los resultados del cuestionario se complementa con las conclusiones preliminares documentadas. En esta última parte se presentan también las conclusiones de la documentación sobre temas que no se capturaron en el cuestionario, pero que han surgido como preocupaciones a través de los diversos intercambios durante la preparación y ejecución de parte del curso de formación sobre ENC. Para cada categoría, se describen brevemente las “preocupaciones clave identificadas”.

1.1 Instituciones y capacidades nacionales relacionadas con el medio ambiente y la industria petrolera

Dentro de esta parte del cuestionario, el puntaje general del 80% sugiere que las instituciones nacionales tienen la capacidad para abordar los problemas ambientales relacionados con el sector del petróleo y el gas. Las tres posibles áreas de debilidad que surgieron estaban todas relacionadas con la subcategoría de capacidad financiera: a) si las instituciones ambientales tienen acceso a equipos (laboratorios, computadoras, vehículos) para realizar muestreos y análisis de campo; y b) si la existencia de un fondo o presupuesto para apoyar la coordinación interministerial relacionada con temas ambientales; y c) si el Minambiente y los ministerios relevantes cuentan con presupuestos adecuados para implementar los planes de monitoreo de cumplimiento ambiental.

Al evaluar la arquitectura institucional, el PNUMA concluyó que existe un marco institucional sólido en Colombia para abordar los temas relacionados con la gestión ambiental en el sector de petróleo y gas, según lo confirma el Cuestionario de la ENC. A partir de estos hallazgos y de la revisión, la configuración institucional y la comunicación entre las entidades pertinentes están bien establecidas y funcionan. No obstante, existen algunas preocupaciones.

Preocupación clave 1:

Medios financieros para equipar y hacer funcionar las instituciones responsables de analizar los datos presentados por los operadores.

Preocupación clave 2:

Presupuestos adecuados para los mecanismos de coordinación entre ministerios.

Preocupación clave 3:

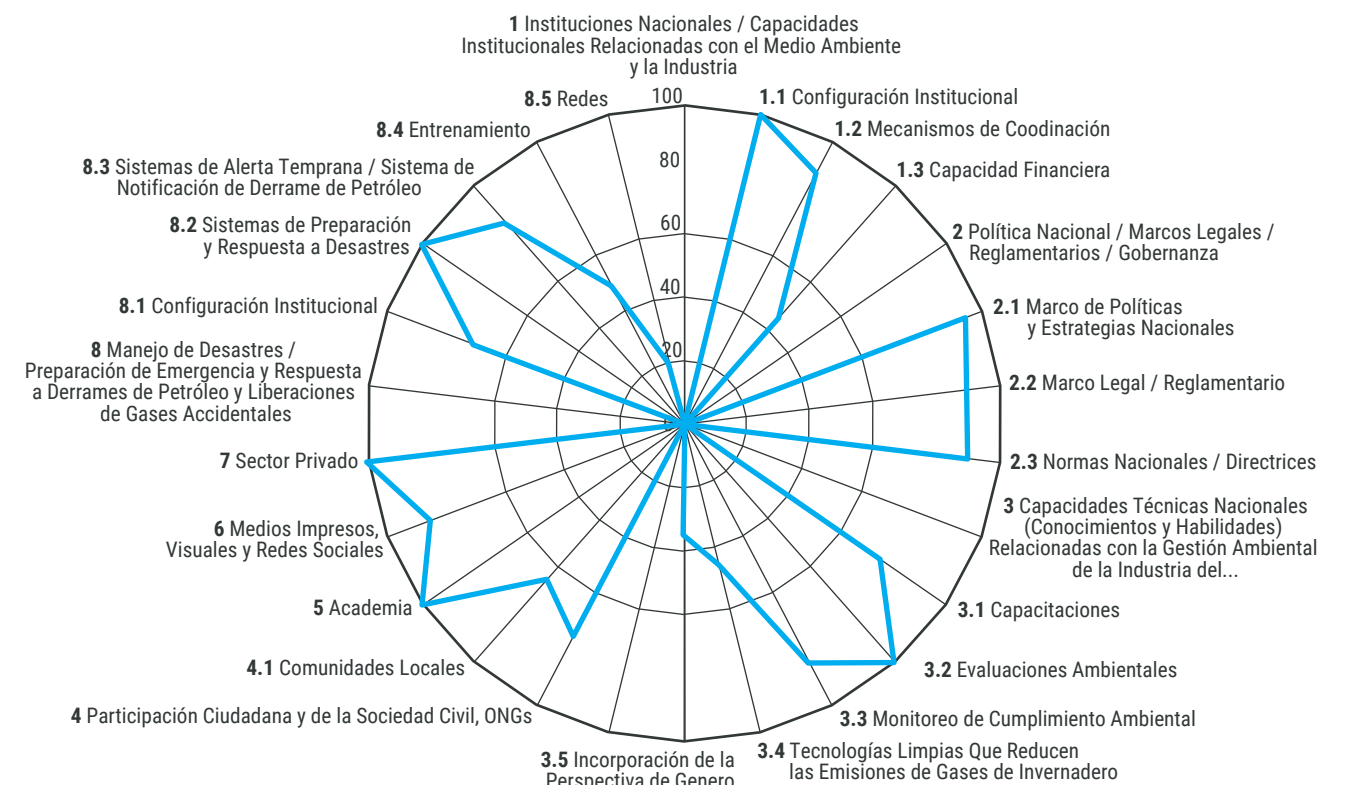
Presupuestos adecuados para implementar un monitoreo de cumplimiento ambiental.

Hay dos ministerios principales que cubren la mayor parte de los principales problemas ambientales asociados con el sector, el Ministerio de Minas y Energía y el de Ambiente, ambos descritos brevemente a continuación.

Ministerio de Minas y Energía (MME)

El MME es responsable de promover y desarrollar los recursos energéticos de Colombia. Es una autoridad importante en el gobierno central y depende directamente del presidente. Es el organismo responsable de dirigir la política nacional de infraestructura minera, hidrocarburos y energética en Colombia. También es responsable de administrar los recursos no renovables del país (USAID, 2014).

Figura A1. Gráficos de araña de los resultados del cuestionario de la ENC de 2021: resumen (parte superior) resultados detallados (parte inferior).



Seis agencias e instituciones principales están bajo la autoridad del MME:

- Unidad de Planificación Minera y Energética (UPME). Fundada en 1992, la UPME es la autoridad de planificación responsable de determinar las necesidades energéticas y las formas de satisfacer la demanda interna.
- La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). Creada en 1994 en sustitución de la Comisión de Regulación de Energía, la CREG tiene la misión de asegurar un suministro eficiente y oportuno de los servicios de electricidad y gas, en términos de calidad y costo.
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas a zonas no interconectadas (IPSE). Establecida en 1999, IPSE tiene como objetivo promover e implementar proyectos de energía en áreas donde la red nacional no proporciona energía (principalmente áreas rurales).
- La ANH es la agencia nacional del petróleo, rama técnica que se ocupa del sector del petróleo y el gas.
- La Agencia Nacional de Minería (ANM)
- El Servicio Geológico de Colombia (SGC). Responsable de la investigación sobre el potencial de los recursos geológicos, incluidos los hidrocarburos, y de informar a la UPME.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
(Minambiente)

La función principal del Minambiente es orientar y regular la gestión ambiental del territorio y definir las políticas y normativas a las que se aplica la recuperación, conservación, protección, gestión, uso y explotación sostenible de los recursos naturales renovables. El Ministerio define los criterios y metodologías para evaluar y monitorear los impactos ambientales de las actividades de producción y servicios. El Ministerio tiene el papel más importante en el apoyo a la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas. También es importante señalar que el sistema de supervisión de proyectos de la industria es llevado a cabo por los gestores de proyectos y a sus expensas.

Una de las funciones del Minambiente es diseñar y promover, dentro de los sectores productivos y de servicios (en este caso, petróleo y gas), estrategias para la adopción de mejores prácticas ambientales orientadas a mejorar la competitividad, productividad, autogestión e internalización de costos ambientales, así como instrumentos técnicos para la implementación de políticas ambientales en los sectores productivo y de servicios; basado en evaluaciones sistemáticas de las capacidades nacionales. Las siguientes son

las principales instituciones involucradas con los aspectos ambientales de las actividades upstream de petróleo y gas en Colombia:

- **Dirección de Asuntos Ambientales, Sectorial y Urbana**, dentro del Minambiente
- **Autoridad Nacional de Licencias Ambientales** (ANLA) es la autoridad nacional de licencias ambientales, y la entidad encargada de la evaluación, aseguramiento y supervisión ambiental de los proyectos de petróleo y gas en el país.
- **Dirección General Marítima** (DIMAR) tiene la misión de ejercer autoridad en la totalidad de los 2.900 km de costa (litoral Pacífico y Caribe y territorio marítimo, dirigiendo, coordinando y controlando las actividades marítimas, fluviales y costeras con seguridad integral y vocación de servicio, con el fin de contribuir al desarrollo de los intereses marítimos y fluviales de la nación.
- **Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras** (INVEMAR), es la institución nacional de investigación marina, encargada de realizar investigación básica y aplicada sobre los recursos naturales renovables y el medio ambiente en ecosistemas costeros, marinos y oceánicos de interés nacional.
- **Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres** (UNDGR) la institución nacional que se ocupa de la gestión de riesgos y desastres en el país, un actor clave, responsable después de los derrames.
- **Ministerio de Trabajo**
- **Gobiernos subnacionales:** hay varias autoridades ambientales que proporcionarían representantes, al igual que algunos municipios.
- **Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt:** creado por el Gobierno, pero actúa como una ONG; También se involucra en derrames de petróleo.

1.2 Política nacional/marcos legales/regulatorios/gobernanza

Datos generales

El estado actual de las disposiciones legales de Colombia, comparado con una lista de las herramientas legislativas y reglamentarias que el PNUMA elaboró para evaluar la gobernanza ambiental en el sector de la extracción de petróleo y gas, basándose en mejores prácticas internacionales, revela una cobertura casi exhaustiva en casi todas las áreas de preocupación claves relacionadas con los avances del petróleo y el gas (capítulo 2). Hay cinco omisiones significativas, que se refieren a las normas de eliminación de aguas producidas, a la gestión de residuos en el sector petrolero, al uso de dispersantes, a la regulación de los vertidos al mar y a la normativa sobre evaluaciones

ambientales estratégicas. Sobre el uso de dispersantes se prevé su inclusión en el PNC y la elaboración de un documento de coordinación institucional que está en preparación. Como recomienda IPIECA (2015), el uso de dispersantes es una técnica establecida y probada que forma parte del conjunto de herramientas de respuesta y puede contribuir de manera importante a minimizar los impactos ecológicos y socioeconómicos de los derrames marinos de petróleo. Los países deberían elaborar reglamentos sobre el uso de dispersantes, que normalmente constan de dos partes: a) Reglamentos de aprobación de productos dispersantes que describan qué dispersantes estarían aprobados para su uso en aguas nacionales, y que garanticen que estos productos son eficaces y de una toxicidad relativamente baja en comparación con el tipo de petróleo predominante; y b) Reglamentos de autorización del uso de dispersantes que definan dónde y cuándo se pueden autorizar los productos dispersantes aprobados, incluida la autorización previa, para su uso en el petróleo derramado en aguas nacionales. Colombia también es parte de varias convenciones y acuerdos internacionales y regionales relevantes para la gobernanza del petróleo y el gas, con sólo tres omisiones importantes: la inclusión en la ley de los requisitos de la Convención de Especies Migratorias, el protocolo del Convenio sobre la prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias, y los requisitos del Convenio Internacional para el Control y la Gestión del Agua de Lastre y los Sedimentos de los Buques.

El puntaje general del cuestionario de la ENC para esta categoría de 90% demuestra una cobertura adecuada de los instrumentos legales para abordar los problemas ambientales en el sector. La única subcategoría que demandaba atención fue la respectiva a la presencia de procedimientos operativos estándar dentro del gobierno para abordar el incumplimiento por parte de las industrias de petróleo/gas y si estos se han puesto en práctica.

En relación con la gestión de las aguas de producción y los flujos de residuos, se observa que la producción de petróleo genera más de 12-14 barriles de agua de producción por cada barril de petróleo, un residuo que requiere procedimientos de gestión específicos. En cuanto a la gestión de los residuos peligrosos y no peligrosos generados por el sector, ésta está siendo insuficiente, no abordando uno de los principales problemas de insatisfacción en las comunidades afectadas, y requiere de acciones específicas para mejorar la gestión y reducir los problemas o riesgos ambientales que genera. Es necesario reforzar el marco jurídico de estos dos tipos de residuos de la producción de petróleo en lo que respecta a la regulación,

gestión y la participación del sector del petróleo y gas. De acuerdo con la Constitución colombiana, todos los reservorios naturales de hidrocarburos existentes dentro del territorio colombiano, incluidos los que se encuentran dentro de los límites nacionales y bajo el lecho territorial del mar, la plataforma continental y dentro de la zona económica exclusiva (ZEE), son propiedad del Estado colombiano. Estos reservorios se consideran bienes de dominio público y, por tanto, son inalienables.

Cabe destacar que la regulación del gas está separada de manera significativa de la regulación del petróleo. Teniendo en cuenta las definiciones técnicas, la normativa de gas engloba aspectos que van desde las relaciones contractuales, normas técnicas, condiciones de transporte, plazos de venta, distribución, consumos y jefes de poder para regular aún más tales materias (Lugo y Ricciulli, 2019). La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la principal entidad gubernamental que regula estos aspectos. El gas se considera directamente vinculado a los servicios públicos y a los derechos constitucionales fundamentales. La creencia de que el gas pertenece a un mercado más local ha llevado a este conjunto de reglas por separado (Lugo y Ricciulli, 2019).

En materia de derecho ambiental, Colombia se convirtió en uno de los primeros países de América Latina en implementar un marco legislativo ambiental relacionado con la industria petrolera. La Constitución de 1991 tiene capítulos completos sobre la protección del medio ambiente y los recursos naturales. El artículo 80 establece que el Estado planificará el manejo y explotación de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, conservación, restauración o sustitución. La Constitución también otorga al Fiscal General la autoridad para defender los derechos colectivos, incluido el derecho a un medio ambiente sano. Después de la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro en 1992, se creó el Ministerio de Medio Ambiente de Colombia en 1993. La misma legislación también determinó que las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) son la herramienta básica para la planificación ambiental y la toma de decisiones en Colombia.

Preocupación clave 4:
La aparente falta de base legal para la realización de Evaluaciones Ambientales Estratégicas (EAE).

Si bien las EIA identifican los impactos ambientales asociados con las actividades de petróleo y gas propuestas, generalmente se limitan a los problemas técnicos y operativos a nivel de proyecto. Cada vez más, las Evaluaciones Ambientales Estratégicas (EAE), preferidas y preparadas por los gobiernos para guiar

el desarrollo de las actividades del sector de petróleo y gas, y otros sectores, en un formato que incluye la alineación intersectorial sobre diversos temas de desarrollo. Las EAE consideran impactos sociales y ambientales más amplios, que a menudo se excluyen del análisis en profundidad de las EIA de proyectos individuales y generalmente se llevan a cabo a una escala más amplia para evaluar los impactos a nivel del paisaje marino y del paisaje que son directos, indirectos y/o acumulativos. Las conclusiones de la EAE son directamente pertinentes para la ordenación del espacio marítimo (OEM), ya que permiten comprender las limitaciones medioambientales que reforzarán el proceso de OEM, especialmente en lo que respecta a los impactos acumulativos.

En Colombia, actualmente no existe un requisito legal para la EAE dentro de las leyes ambientales o sectoriales, aunque el MINAMBIENTE promueve la inclusión de la EAE como estrategia para incorporar la dimensión ambiental en el proceso de planificación sectorial o territorial. Actualmente, los sectores elaboran EAE de forma voluntaria, con la ayuda del MINAMBIENTE (NCEA, 2019). No existen regulaciones que requieran SEA para políticas, planes y programas ni procedimientos oficiales, alcances y competencias para las instituciones SEA. En 2006 se definieron lineamientos generales para la formulación de EAE de planes y programas del sector agropecuario (diez en total). El Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 también siguió los lineamientos previstos en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006. Desde 2006, el sistema de EAE en Colombia se ha desarrollado continuamente a través de talleres, eventos, publicaciones, etc. Para 2019, se han completado 20 EAE (Jaramillo, 2018). La Ley de Minería N ° 1382 de 2010 estipula en su artículo 40: El Plan Nacional de Manejo Minero (NMMP), elaborado por el Ministerio de Minas y Energía, debe coordinarse con el Minambiente, dados los efectos sobre el medio

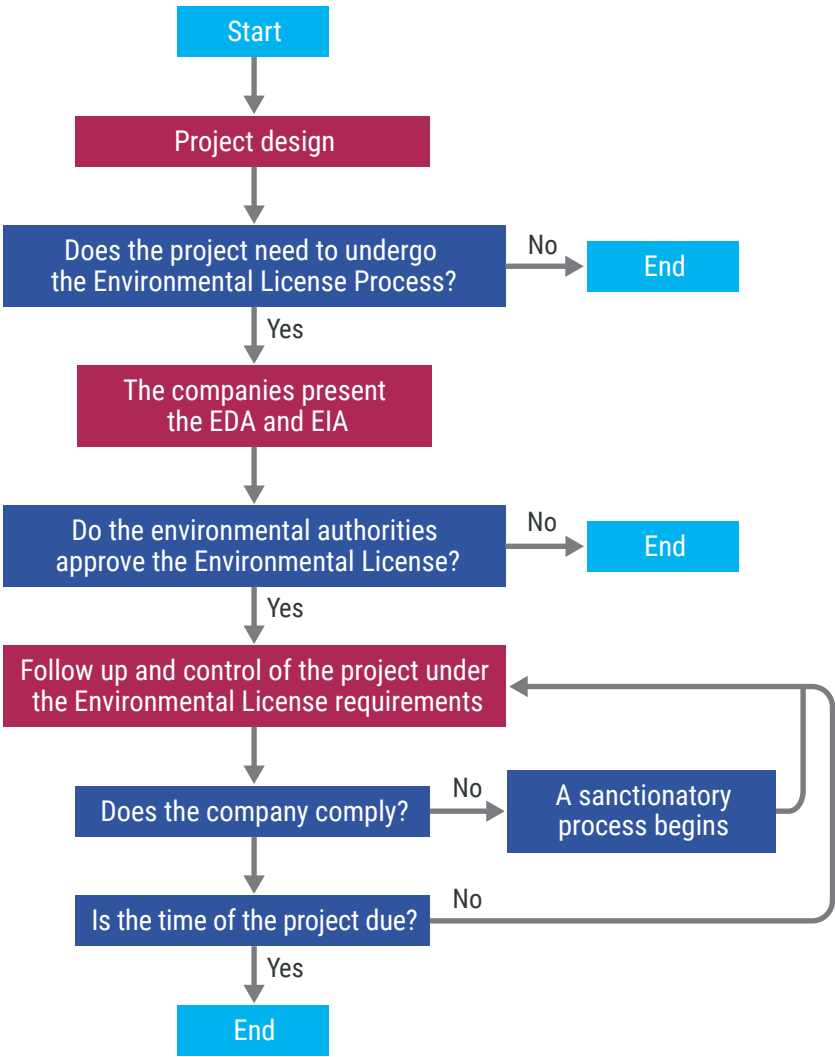
ambiente, la ubicación de la población y las posibilidades ambientales de uso del suelo. Este NMMP está diseñado con una visión amplia que va más allá de las consideraciones espaciales y pretende integrar la Política General de Ordenamiento Territorial (actualmente en construcción) y superar las barreras de coordinación interinstitucional, los impedimentos de estructura y normativa de la industria y el intercambio de información, la obstaculización del capital humano y la innovación a la que actualmente se enfrenta la industria minera en Colombia (DG, Unidad de Planeación Minero Energética, MME).

Estudos de Impacto Ambiental

El Ministerio de Ambiente es responsable de supervisar el sistema de los EIA en Colombia, como se describe en la Figura A2 y se detalla en el Cuadro 1. El Decreto 2041 de 2014 La ley especifica cuáles son los casos que requieren una licencia ambiental por parte de la ANLA – la institución estatal responsable de otorgar o rechazar solicitudes de licencias ambientales para proyectos que tengan un gran impacto en los recursos naturales y el paisaje.

Las empresas de hidrocarburos en Colombia están obligadas a presentar un EIA para obtener la licencia ambiental obligatoria para iniciar sus actividades de exploración y/o producción. Los permisos ambientales son en su mayoría emitidos por autoridades regionales. Entre 1994 y 1999, el Ministerio de Medio Ambiente recibió 1.535 declaraciones ambientales, de las cuales casi la mitad estaban relacionadas con el sector de hidrocarburos. Durante ese período de cinco años, probablemente se perforaron de 50 a 100 pozos cada año, aprobados a partir de EIA que se realizan por áreas de interés, en varias de estas se comprenden grupos de pozos, para bloques de exploración completos, incluidos estudios sísmicos e instalación de tuberías, u otros tipos de configuración de exploración.

Figura A2. El proceso de EIA en Colombia
(Fuente: Carrero (2019) con base en Diario Oficial del Gobierno Colombiano (2014)



Cuadro 1. Resumen del paso en el proceso de EIA en Colombia

Ley EIA: Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1753 de 2015 (Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018)
Regulaciones de EIA: Decreto 2041 de 2014
Proyectos que requieren EIA: Proyectos gubernamentales y proyectos privados
Evaluaciones abreviadas: No
Mejores prácticas en lugar de EIA: No
Quién realiza la evaluación: Gobierno. Quién realiza los detalles de la evaluación: Decreto 2041 de 2014, Art. 23
Criterios de evaluación: Lista o apéndice de tipos de proyectos o actividades; El proyecto o la actividad propuestos pueden causar un impacto ambiental significativo
Criterios para los detalles de la evaluación: Solo los proyectos, obras y actividades que se enumeran en los artículos 8 y 9 del Decreto 2041 estarán sujetos al procedimiento de licencia ambiental. Decreto 2041, Art. 7
Quién prepara la EIA: Proponente del proyecto (con o sin contratista)
Quién paga la EIA: Proponente del proyecto
Calificaciones del contratista de EIA: Sí. Art. 224 del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1450 de 2011) requiere que el gobierno nacional establezca calificaciones para las personas o corporaciones que realicen estudios de impacto ambiental, evaluaciones ambientales de alternativas y planes de manejo ambiental. Sin embargo, aún no se ha implementado el sistema de calificación y registro.
Términos de referencia: Sí. Los TdR son pautas generales que la autoridad ambiental establece para la preparación y ejecución de los estudios ambientales. Ley 1753, Art. 178; Decreto 2041, Art.
Días para la revisión del tomador de decisiones: 90 días
Aprobación automática: No
Decisión escrita: Sí. Desglose de la decisión por escrito: La emisión de una licencia ambiental es un acto administrativo; por lo tanto, debe ser por escrito.
Autoridad que impone condiciones: Sí. Decreto 2041 de 2014, Art. 28 (6)
Caducidad de la decisión: Indefinido. “El permiso ambiental se otorga por la vigencia del proyecto, obra o actividad y cubre todas las fases de construcción, instalación, operación, mantenimiento, desmantelamiento, restauración definitiva, abandono y/o terminación”. Decreto 2041 de 2014, Art. 6
Autoridad que impone condiciones: Sí. Decreto 2041 de 2014, Art. 28 (6)

Garantías financieras o fianza: Algún tiempo. Las garantías financieras son obligatorias para todas las actividades humanas que puedan causar daños al medio ambiente y que requieran licencia ambiental, de acuerdo con la ley y los reglamentos. En la práctica, sin embargo, la ley no se aplica bien. Ley 491 de 1999, Art. 3.
Equipo interdisciplinario: Sí. En la práctica, los documentos de EIA son preparados por un equipo interdisciplinario, aunque no es un requisito específico de la ley y los reglamentos de EIA.
Gama de alternativas: Sí. El Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) “tiene como objetivo brindar información para evaluar y comparar las distintas opciones que presenta el proponente, bajo las cuales es posible desarrollar un proyecto, obra o actividad. Las diferentes opciones deben tener en cuenta el análisis geográfico, biótico, abiótico y socioeconómico, comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad, así como las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas”. Decreto 2041 de 2014, Art. 17.
Alternativa sin acción: No
Detalle de alternativa sin acción: La evaluación de una alternativa de no acción no se discute en la ley.
Tipo(s) de análisis de impacto: Impactos ambientales directos, impactos sociales, impactos culturales, impactos en la salud, impactos económicos
Mitigación: Sí. Detalle de mitigación: Decreto 2041 de 2014, Art. 21
Planes de seguimiento: Sí. Detalle de los planes de seguimiento: Decreto 2041 de 2014, Art. 21
Aviso público del borrador de la EIA: No
Borrador de EIA disponible: No
Ubicaciones del borrador de la EIA: No disponible
Aviso público de la EIA final: Sí
Aviso público del detalle final de la EIA: Al recibir una solicitud de licencia ambiental y EIA, la autoridad ambiental debe publicar inmediatamente un aviso en el boletín. Decreto 2041 de 2014, Art. 25
Borrador de EIA disponible: No
EIA final disponible: Sí
Ubicaciones finales de la EIA: Internet, Oficina de agencia o ministerio, Oficina del gobierno local, Otro
Tarifa para ver documentos de la EIA: No
Tarifa para obtener documentos de la EIA: No

Disponibilidad de estudios de referencia: Sí. Se podrán solicitar estudios de referencia y documentación acreditativa en base al derecho de acceso a la información consagrado en la Constitución. Además, el art. 49 del Decreto 2041 establece que el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), pondrá a disposición la información ambiental para la toma de decisiones que se haya generado como parte de los estudios y las actividades de monitoreo y evaluación dentro del proceso de licenciamiento ambiental. Las autoridades ambientales deben brindar información periódica sobre el asunto recibido o generado por ellas mismas, de acuerdo con los lineamientos establecidos por el IDEAM.
Aviso público de decisión final: Sí. El aviso se publica en el boletín ambiental, más el diario oficial. Además, la decisión se da a conocer a los grupos de interés, como el desarrollador del proyecto, las Corporaciones Autónomas Regionales, los líderes locales municipales o comunales regionales, los involucrados, entre otros que han solicitado la notificación de los hechos. Ley 99, Art. 71.
Alcance público: Sí. Existe un proceso de determinación del alcance, pero es limitado porque la autoridad es principalmente responsable de determinar el alcance de la EIA. Ver Decreto 2041 de 2014, Art. 15
Revisión pública de TDR: Sí. Aunque la ley no establece claramente que el público pueda tener la oportunidad de revisar los términos de referencia, una interpretación favorable del art. 15 del Decreto 2041 de 2014 indica que es posible.
Oportunidades de participación pública: Alcance, Términos de referencia, Reuniones públicas y/o audiencias públicas, Revisión de la EIA final
Reuniones públicas: Si Bajo el art. 5 del Decreto 330 de 2007, la audiencia pública ambiental podrá ser solicitada por “la Procuraduría General de la República o el Delegado de Asuntos Agrarios y Ambientales, la Defensoría del Pueblo, el Ministro de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, los Directores Generales de las demás autoridades ambientales, gobernadores, alcaldes o al menos cien (100) personas o tres (3) entidades sin fines de lucro”. Decreto 330 de 2007, Art. 5. Ver también el art. 72 de la Ley 99 de 1993.
Comentarios del público en la reunión: Sí. Los miembros del público pueden participar en la audiencia con registro previo. Decreto 330 de 2007, Art. 12
Criterios para realizar reunión pública: Los miembros del público deben solicitar una reunión y/o audiencia; El proyecto propuesto excede un cierto tamaño o costo
Días para que el público revise el borrador de la EIA: No especificado
Días para que el público revise la EIA final: No especificado

Comentarios públicos sobre el borrador de la EIA: No
Comentarios públicos sobre la EIA final: Sí
Comentarios públicos sobre el detalle final de la EIA: Decreto 330 de 2007
Respuesta a los comentarios públicos: Sí. Las opiniones, información y documentos recibidos en la audiencia pública deben ser tenidos en cuenta por la autoridad ambiental competente al tomar decisiones. Decreto 330 de 2007, Art. 2
Facilitación de la participación pública: Sí. Art. 15 del Decreto 2041 de 2014 requiere específicamente la consulta previa de los pueblos indígenas y afrodescendientes. Las normas y la jurisprudencia reconocen desde hace mucho tiempo el derecho de participación de estas comunidades y pueblos.
Revisión administrativa ciudadana: Sí. Se encuentran disponibles recursos administrativos ordinarios. Decreto 2041 de 2014, Art. 25
Revisión judicial ciudadana: Sí. La acción de nulidad procede contra los actos administrativos mediante los cuales se expide, modifica o cancela un permiso, autorización, concesión o licencia ambiental de una actividad que afecte o pueda afectar el medio ambiente. Ley 99, Art. 73. También hay acciones populares y acciones de protección que están disponibles para proteger el medio ambiente. Ley 9 de 1989, Art. 8.
Seguimiento del proyecto: Sí. El proponente del proyecto debe cumplir con el plan de manejo ambiental y demás obligaciones establecidas en la Licencia ambiental. Decreto 2041 de 2014, Art. 40. “Los proyectos, obras o actividades sujetos a una licencia ambiental o plan de manejo ambiental, serán objeto de control y seguimiento por parte de las autoridades ambientales”.
Ejecución de la EIA: Sí. Ejecución de los detalles de la EIA: Las acciones populares y las acciones de protección que están disponibles para proteger el medio ambiente pueden invocarse para hacer cumplir la EIA. Ley 9 de 1989, Art. 8.
Ejecución del permiso: Sí. La acción de nulidad procede contra los actos administrativos mediante los cuales se expide, modifica o cancela un permiso, autorización, concesión o licencia ambiental de una actividad que afecte o pueda afectar el medio ambiente. Ley 99, Art. 73. También hay acciones populares y acciones de protección que están disponibles para proteger el medio ambiente. Art. 8, Ley 9 de 1989.
Fuente URL: https://elaw.org/eialaw/colombia Modificado: 8 de junio de 2020

El estudio de Toro *et al.* (2009) evaluó el sistema de EIA en Colombia utilizando una serie de criterios basados en los Principios de las Mejores Prácticas de EIA. Los resultados destacan tanto sus fortalezas como sus debilidades, de donde se concluye que la mera existencia de un cuerpo legislativo, así como un marco administrativo, uno de los puntos fuertes innegables del sistema de EIA en Colombia, no es suficiente por sí mismo para hacer el sistema efectivo.

A partir de los resultados y la revisión, surgieron tres preocupaciones relacionadas con el proceso de EIA en Colombia.

Preocupación clave 5:

Incertidumbre sobre la existencia de procedimientos operativos para hacer frente al incumplimiento de operarios a los que se les han concedido licencias ambientales gracias a una evaluación de impacto ambiental (EIA) aprobada y saber si se han efectuado cambios acordes en la operación. Nota: En las revisiones finales se confirmó que existen procedimientos de control medioambiental y que se imponen sanciones a las empresas responsables por algún incumplimiento de las obligaciones medioambientales.

Preocupación clave 6:

Determinar si el procedimiento de mejores prácticas de las auditorías ambientales se estaba poniendo en práctica tras la finalización de los proyectos.

Preocupación clave 7:

No se ha especificado el periodo para compartir la EIA final con el público para su revisión.

Los problemas surgen debido al alcance limitado de las medidas legales y el apoyo administrativo. Otras debilidades residen en los procedimientos para el diseño e implementación de EIA, así como en los mecanismos de seguimiento y control. Se argumenta que esta situación está afectando negativamente al medio ambiente, el cual debe ser protegido por su fragilidad, riqueza biológica y alto número de especies endémicas. Como resultado, muchos de los sectores productivos del país están exentos del proceso de EIA, y las empresas públicas y privadas muestran muy poca responsabilidad social y ambiental, y no participan voluntariamente en las EIA (Carrero, 2019; Toro *et al.*, 2010).

La revisión más reciente de Carrero (2019) examinó cuatro aspectos principales del proceso de licencia ambiental en Colombia: las estructuras del proceso, el proceso de evaluación de impacto ambiental, el proceso de toma de decisiones y el cumplimiento de las responsabilidades de los profesionales. Un hallazgo

es que existe la necesidad de una rendición de cuentas más transparente. Sin embargo, se confirma por ANLA que en los trabajos de vigilancia ambiental que realizan, existen procedimientos de verificación del cumplimiento, con equipos de profesionales de múltiples disciplinas que llevan a cabo esta labor. En los trabajos de vigilancia, se formulan requerimientos si se observa algún incumplimiento o falta de cumplimiento de las obligaciones medioambientales, y si es el caso, se imponen sanciones a las empresas. Otros hallazgos incluyen que se prioriza la letra de la ley sobre el espíritu de la ley, cómo se percibe actualmente la participación pública en el proceso y la falta de gobernanza en algunas regiones del país que afecta la implementación de cualquier medida a tomar. No se ha encontrado ninguna referencia a una auditoría posterior a la actividad.

De acuerdo con las regulaciones pertinentes, sólo ciertas actividades de exploración y producción de petróleo y gas dentro de una lista están obligadas a contar con una licencia ambiental previa. Las actividades que no requieren una licencia ambiental (incluida la exploración sísmica, que no requiere pistas) pueden requerir permisos ambientales locales asociados con el uso de recursos naturales específicos caso por caso, y además, los operadores deben revisar cuidadosamente las restricciones sobre las operaciones derivadas de la clasificación de áreas protegidas o excluidas, zonificación normativa y el creciente número de planes y programas de gestión de cuencas (Lugo y Ricciulli, 2019). Bajo la ley colombiana, las autorizaciones ambientales no se consideran derechos adquiridos y pueden sufrir modificaciones o limitaciones a lo largo del curso de un proyecto (Lugo y Ricciulli, 2019).

Desmantelamiento

El desmantelamiento se está volviendo cada vez más común en todo el mundo, a medida que la infraestructura de petróleo y gas alcanza su vida útil de 30 a 40 años, con numerosas pautas desarrolladas, como se describe en Oil & Gas UK (2017) y BEIS (2018). En ausencia de pautas claras, se hace mayor énfasis en que los organismos reguladores revisen cuidadosamente, y posteriormente aprueben, cualquier plan, por ejemplo, para el desmantelamiento de pozos para garantizar que lograrán la integridad del pozo a largo plazo.

Preocupación clave 8:

Existencia de evaluaciones de riesgos ambientales o socioeconómicos relacionados con el desmantelamiento de pozos e infraestructura de petróleo y gas, incluso en relación con proyectos más antiguos en los que la ubicación de los pozos perforados puede no conocerse con precisión.

En Colombia, las licencias ambientales incluyen el plan de abandono y desmantelamiento (Lugo y Ricciulli, 2019), con los operadores obligados a brindar garantías que aseguren que el desmantelamiento se llevará a cabo de manera adecuada (Boza y Rico, 2019). Este es un requisito tanto de las leyes ambientales como de los acuerdos subyacentes. Un fondo de desmantelamiento debe garantizar la disponibilidad de recursos para desarrollar el programa de desmantelamiento, a través de cualquier instrumento económico aprobado por la ANH (es decir, fideicomisos, garantía bancaria). Dicha provisión se determina principalmente bajo contrato, donde ANH determina las condiciones del fondo de desmantelamiento. También es importante señalar que las licencias ambientales están compuestas por el EIA, los planes de gestión ambiental, plan de seguimiento y monitoreo, el plan de contingencia así como el plan de abandono y desmantelamiento (Lugo y Ricciulli, 2019).

Ciertos procedimientos también deben aplicarse cuando un pozo petrolero está seco (un 'plumero') o debe ser abandonado por problemas mecánicos, en cuyo caso se deben cumplir los pasos de abandono físico, desmantelamiento y restauración. Esto puede ocurrir en cualquiera de las fases del contrato, dando lugar a una variación en las obligaciones por parte del concesionario de acuerdo a las actividades que deba realizar en cada fase (Boza y Rico, 2019). A pesar de estos procedimientos informados, no está claro si existe una disposición para abordar los riesgos ambientales o socioeconómicos asociados con la infraestructura de petróleo y gas destinada al desmantelamiento o qué instituciones deben abordar los desafíos del desmantelamiento en caso de que surjan.

1.3 Capacidades técnicas nacionales en gestión ambiental del sector de petróleo y gas

La demanda de gestión ambiental de las actividades de petróleo y gas se ha mantenido estable durante muchas décadas en Colombia. Los reguladores han estado completando revisiones de evaluaciones de impacto, seguimiento de cumplimiento y auditorías evaluadas. Sin embargo, esta categoría se centró principalmente en las capacidades técnicas (conocimientos y habilidades) dentro de las instituciones nacionales en la gestión de los problemas ambientales relacionados con el sector de petróleo y gas, y de aquí surgió una preocupación.

Preocupación clave 9:

Ausencia de capacitación regular e institucionalizada del personal para mantenerse al día con los cambios en las tecnologías de petróleo y gas y los riesgos ambientales asociados, a nivel central y regional.

El nivel de capacidades técnicas obtuvo el segundo puntaje más bajo en general, 68%, en el cuestionario de la ENC, aunque las subcategorías sobre evaluaciones ambientales y monitoreo de cumplimiento (que reflejan sistemas en funcionamiento con monitoreo realizado por operadores) se consideraron satisfactorias, con puntajes superiores al 90%, el primer La categoría se relaciona con la formación. Si bien existe capacidad técnica básica en las instituciones pertinentes y se han llevado a cabo y se llevan a cabo programas de capacitación, sigue siendo necesario un régimen de capacitación más regular e institucionalizado. Los encuestados indicaron que tanto los gobiernos nacionales como regionales no cuentan con el equipo (incluido el software) y el personal adecuadamente capacitado, especialmente en temas y tecnologías actuales.

Promoviendo tecnologías limpias

La segunda subcategoría que surgió como necesidad de fortalecimiento, y por tanto de preocupación, es el uso de tecnologías limpias, donde aparentemente se había logrado muy poco con respecto al desarrollo de directrices nacionales, o incluso a promover la prevención y el control de la contaminación en los sitios petroleros, la eficiencia de los recursos y las tecnologías limpias. Existe el reto de cómo generar los incentivos necesarios para que la industria desarrolle nuevas técnicas en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, centradas en la descarbonización de las operaciones. Por ejemplo, las actividades geotérmicas, si bien ya se expidieron los requerimientos técnicos, el gobierno debe pensar cómo hacer que estas nuevas fuentes de energía no convencional sean impulsadas.

Preocupación clave 10:

La ausencia de una iniciativa o lineamientos para promover tecnologías limpias.

Desde que se redactó el informe preliminar de la EAE en enero de 2021, el gobierno colombiano publicó en agosto de 2022 una resolución que establece las normas, requisitos y condiciones para los procedimientos de licitación de áreas marinas, en los que los promotores de energía eólica competirán por permisos temporales para ocupar una zona de costa afuera. La autoridad marítima nacional DIMAR ha seleccionado áreas marinas de los departamentos de Bolívar y Atlántico para la primera ronda de arrendamiento, donde se podrán construir parques eólicos con una capacidad instalada de al menos 200 MW. La tecnología de energía costa afuera podría implementarse para reducir las emisiones de dióxido de carbono en el país, ayudando a Colombia a cumplir el objetivo de reducir el 20% de las emisiones de dióxido de carbono para 2050 (Hernández *et al.*, 2015 citado en Arce y Bayne, 2020). El reto en el futuro será asegurar una implementación efectiva.

Incorporación de la perspectiva de género

La capacitación general relacionada con la gestión ambiental en el sector de petróleo y gas solo aborda parcialmente la transversalización de género, los aspectos de género solo se incorporan parcialmente en las EIA y el monitoreo de los impactos ambientales (y socioeconómicos) generalmente no proporciona datos diferenciados por género.

Preocupación clave 11:

Incertidumbres sobre el fortalecimiento de la inclusión de datos diferenciados por género en las EIA y el seguimiento de los impactos ambientales (y socioeconómicos). Por último, la igualdad de género en este sector obtuvo una puntuación global muy débil, inferior al 40 %, con margen de mejora en varios aspectos. Sin embargo, esto no fue señalado como motivo de preocupación posteriormente por el GTT en 2022.

El MEM presentó por primera vez una hoja de ruta para formular lineamientos de política para la equidad de género en la industria. Las pautas incluyen: a) Vincular a las mujeres en empleos directos e indirectos, puestos de toma de decisiones, escenarios de participación comunitaria y en la cadena de valor del sector; b) Cultura para la igualdad de género en el sector; c) Articulación y coordinación de acciones diferenciadas para el sector de manera interinstitucional e intersectorial; d) Prevención de la violencia de género en la industria y la comunidad de influencia; y (e) Prevención de diferentes tipos de violencia contra la mujer en la industria y comunidad de influencia. A pesar de este desarrollo positivo, solo hay esfuerzos parciales para la transversalización de género en el sector. En las revisiones finales, la ANLA confirmó que la proporción de personal femenino es ahora superior al 53%, lo que refleja un resultado positivo para este indicador. Por lo tanto, en general, la cuestión de la igualdad de género sigue necesitando cierta atención y seguimiento en Colombia, centrados en la incorporación de los aspectos de género en las EIA y en la inclusión de datos diferenciados por género en el seguimiento de los impactos ambientales (y socioeconómicos).

1.4 Organizaciones no gubernamentales y sociedad civil

En general, las organizaciones no gubernamentales (ONG) están presentes, representan al público y tienen una voz que se compromete con los problemas ambientales. La puntuación global de este parámetro fue del 75%.

Acceso a áreas de operación

Preocupación clave 12:

Claridad sobre cómo se permite a las ONG/ comunidades el acceso a las áreas de operación que afectan los medios de vida locales.

Con mucho, la única área claramente débil del tema fue la subcategoría sobre si las ONG/comunidades locales tienen acceso a las áreas de operación de la industria petrolera para visitar los sitios de derrames o tomar muestras si es necesario, donde la conclusión fue categóricamente negativa.

Los resultados del Cuestionario de la ENC sobre participación de la sociedad civil sugirieron que existía incertidumbre en la forma en que la sociedad civil accede a la información y participa en los temas ambientales asociados al sector, en algunos casos siendo simplemente consultada en lugar de participar activamente y tener influencia en la toma de decisiones. Aunque se acordó que hoy en día, la sociedad civil tiene mayor y mejor acceso a la información, pero aún podría estar mejor informada. Hubo algunas diferencias entre los encuestados relacionadas con lo que se considera participación de la sociedad civil versus lo que es simplemente compartir información con la sociedad civil, y los encuestados señalaron que la participación de la sociedad civil a menudo está sometida a muchas influencias.

Actualmente, la mayoría de las organizaciones de la sociedad civil (OSC), incluidas las ONG, son independientes y tienen poca conexión con el gobierno. Sin embargo, Freedom House (2015) calificó a Colombia con 4 de 7 en libertades civiles y 3 de 7 en derechos políticos parcialmente libres.

Hay varias ONG asociadas con temas relacionados con el sector del petróleo y el gas, algunas de las cuales se asocian con la ANH para fomentar las mejores prácticas entre los productores de petróleo y gas. Los cinco principales son:

- **USO - El sindicato de trabajadores petroleros** - Fundada de forma clandestina en 1922.
- **Corporación Social para la Asesoría y Capacitación Comunitaria (COS-PACC)** - Creado en 2002.
- **Ministerio de Justicia** - Creado en 2005.
- **Equitable Origin** - Presente en Colombia desde 2013.
- **Alianza por una Colombia libre de fracking** - Una coalición de 40 organizaciones medioambientales.
- **Corporación Defensora del Agua, Territorio y Ecosistemas (CORDATEC).**

1.5 Participación de la comunidad local

En el cuestionario de la ENC esta categoría compartió la puntuación más baja, con un 65%, y las cinco subcategorías obtuvieron una puntuación baja. Surgieron dos áreas de preocupación.

Preocupación clave 13:

Necesidad de un marco que permita mejorar la participación de las ONG y las comunidades locales, al igual que el diálogo bidireccional sobre problemas ambientales.

Preocupación clave 14:

Claridad sobre cómo se reconocen formalmente los procedimientos de reclamación y cómo se les hace seguimiento hasta su resolución.

Las comunidades locales solo participan parcialmente en los procesos de consulta/toma de decisiones relacionados con la industria del petróleo y el gas. De manera similar, se podría hacer más para que las comunidades locales sean más activas en la presentación de preocupaciones ambientales relacionadas con la industria del petróleo y el gas. El acceso a mecanismos formales de reclamación existe y se utiliza, aunque no en su totalidad, y las comunidades locales solo pueden resolver parcialmente las reclamaciones formales planteadas.

Según un estudio del Instituto Cinara en 2016 (<http://cinara.univalle.edu.co/>), 115 conflictos socioambientales estaban activos en Colombia, el 80% de ellos ubicados en áreas rurales y 12,5 millones de colombianos potencialmente impactados. En el 54% de los casos, las comunidades más afectadas son indígenas, afrocolombianos y campesinos. El sector extractivo fue el principal sector industrial involucrado en esos conflictos.

Con respecto a las quejas y reclamos de las comunidades locales, hubo acuerdo entre los participantes en que estos se consideran, y muchas veces se resuelven, pero hay margen para mejorar la forma en que se resuelven y se les da seguimiento, así como en la necesidad de fortalecer la capacidad de las comunidades (y ONG asociadas). Entre estos últimos, el enfoque debe estar en la mejora en términos de comunicación, para fortalecer el diálogo bidireccional y la participación en el proceso de toma de decisiones, y en el acceso a los sitios cuando hay disputas.

1.6 Academia

Con una puntuación del 100%, los participantes confirmaron que la academia ha participado plenamente en temas ambientales asociados al sector de petróleo y gas, incluido el apoyo a la capacitación y calificación formal del personal del sector y reguladores, y la prestación de servicios de consultoría al sector.

La participación de la academia se produce a nivel nacional, regional y local, y a pesar de lograr una máxima participación en el sector, surgió una preocupación.

Preocupación clave 15: Necesidad de cursos de postgrado dedicados a los futuros aspectos tecnológicos, geológicos y medioambientales relacionados con la exploración de petróleo no convencional, costa afuera y mejorada.

Existen limitaciones para que el mundo académico se comprometa en aquellos casos en los que las entidades públicas no han recopilado información y datos (por ejemplo, de la cuenca del Magdalena Medio, que ha sido explorada durante más de 100 años). En algunas áreas muy técnicas, hay también una falta de experiencia en el país al momento de implementarlas, sobre todo teniendo en cuenta el tamaño, la historia y la importancia del sector. Cuando se produjo el boom del petróleo en la década del 2000, Colombia no tenía suficiente mano de obra cualificada. En consecuencia, muchos puestos de expertos en petróleo fueron ocupados por venezolanos, que emigraron desde 2005 tras una ola masiva de despidos en la compañía petrolera nacional de Venezuela. Desde entonces, las universidades colombianas empezaron a suplir el déficit de producción de profesionales cualificados, con unos 500 estudiantes que se gradúan cada año en Ingeniería del Petróleo.

Colombia tiene 35 universidades públicas y casi 50 instituciones privadas de educación superior. Las cuatro instituciones que brindan capacitación en campos relacionados con los sectores de petróleo y gas son:

Universidad Nacional de Colombia: la universidad pública más antigua, prestigiosa y más grande que ofrece un programa de posgrado, así como una Maestría en Ingeniería de Petróleos y participa en estudios hidrogeológicos y remediación de agua producida a partir de la producción de petróleo, y en biorremediación.

Universidad de Industria de Santander (UIS): una universidad pública estrechamente asociada con la industria petrolera, que capacita a estudiantes y personal técnico en refinerías, ingeniería petrolera y geología, y contribuye al mapeo de “pasivos” (ver Sección 2.1 de este Anexo 4), y en enfoques de remediación.

Universidad de América: institución privada que ofrece programas sobre petróleo no convencional, así como separación y tratamiento de crudo.

Universidad Surcolombiana: una universidad privada relativamente nueva que abrió un programa de ingeniería petrolera, luego del auge petrolero en Colombia y la creciente demanda de profesionales altamente calificados en el sector de hidrocarburos.

Existen limitaciones para la participación de la academia cuando las entidades públicas no han recopilado información y datos (por ejemplo, de la cuenca del Magdalena Medio, que se ha explorado durante más de 100 años). En algunas áreas muy técnicas en lo que respecta a la implementación, también hay falta de experiencia en el país, especialmente considerando el tamaño, la historia y la importancia del sector. Cuando ocurrió el boom petrolero en la década de 2000, Colombia no contaba con suficiente mano de obra calificada. Como resultado, muchos expertos en aceite Los puestos fueron ocupados por venezolanos, que emigraron desde 2005 luego de una ola masiva de despidos en la empresa petrolera nacional de Venezuela. Desde entonces, las universidades colombianas comenzaron a compensar el déficit en la producción de profesionales calificados, con aproximadamente 500 estudiantes que se gradúan con un título en Ingeniería de Petróleo cada año.

1.7 Medios impresos, visuales y redes sociales

En general, las plataformas de medios están activas y funcionan, con un puntaje general del 85% asignado por los participantes del cuestionario ENC. Sin embargo, de las cinco subcategorías, una se destaca por mejorar: la falta de expertos con conocimientos sobre la industria petrolera y los problemas ambientales relacionados en Colombia. En general, el nivel científico o acceso a profesionales se limita a aquellos de las asociaciones profesionales de la industria que han mejorado su capacidad de dar respuesta a los medios de comunicación. En consecuencia, en cuanto al papel de los medios de comunicación en la promoción de los aspectos ambientales del sector de petróleo y gas, se considera limitado en general en términos de la conciencia general de los medios de comunicación sobre los temas pertinentes dentro del sector petrolero. Este hallazgo llevó a una preocupación sobre este tema.

Preocupación clave 16:

Necesidad de formación técnica y sensibilización de los medios de comunicación sobre aspectos actuales y futuros, como la tecnología de exploración de petróleo no convencional, de costa afuera y mejorada, y los problemas socioeconómicos y ambientales que de ahí derivan.

El Índice Mundial de Libertad de Prensa 2017 clasificó a Colombia en el puesto 129 en términos de libertad de información, de un total de 180 países. El último informe disponible sobre libertad de prensa (2016) incluye el estado de libertad de prensa de Colombia con una puntuación de 56 sobre 100 (0 es el mejor, 100 el peor).

La televisión es la principal fuente de noticias, información y entretenimiento tanto en las zonas urbanas como rurales. En contraste, la radio es el

medio de mayor penetración en el territorio nacional, siendo particularmente importante para las noticias locales en áreas rurales, con casi todas las partes de Colombia cubiertas por la radio local. Los medios impresos son de propiedad privada, con tres empresas que controlan el 57% del mercado impreso, así como las estaciones de radio y televisión. Los periódicos se venden y leen principalmente en las grandes ciudades y no circulan mucho en las zonas rurales. Hay unas 50 publicaciones periódicas en circulación en Colombia. El uso de Internet está muy extendido entre las clases medias y altas de Colombia y está creciendo rápidamente, a pesar de estar entre los más caros del mundo. Los medios de comunicación nacionales representan a los grupos económicos dominantes con intereses políticos, mientras que los medios de comunicación locales no tienen un entorno propicio en cuestiones de seguridad para informar sobre situaciones sociales y ambientales relevantes.

En resumen, la inmediatez de las noticias rara vez permite respuestas oportunas en profundidad con aportes científicos profesionales imparciales, y la mayoría de los informes de los medios simplemente responden a emergencias ambientales. Por lo tanto, la industria podría beneficiarse de un mayor conocimiento sobre iniciativas de gestión, como proyectos piloto para fracking, y tecnologías y problemas futuros.

1.8 Sector privado

Con una puntuación del 100% en el cuestionario de la ENC, el sector privado claramente se ha integrado completamente en el sector de petróleo y gas en Colombia. Las empresas privadas trabajan en EIA, temas de contaminación y manejo de desechos, reflejando la suficiente disponibilidad/oferta de consultores nacionales con conocimientos adecuados sobre temas ambientales (beneficiándose de la infraestructura académica descrita anteriormente). Los profesionales del sector tienen experiencia regional e internacional vinculada a la industria petrolera y se dedican habitualmente a cuestiones ambientales.

Con base en lo anterior, la única preocupación clave se refiere a la idoneidad de los profesionales que llevan a cabo las EIA, y especialmente a sus conocimientos y experiencia pertinentes.

Preocupación clave 17:

Incertidumbre sobre la preparación de las personas y firmas que realizan los EIAs.

El sector petrolero está dominado por las partes interesadas nacionales, a saber, Ecopetrol, que recientemente se privatizó parcialmente, con casi el 15% de sus acciones en manos de inversionistas privados. Ecopetrol ha sido, hasta 2003, socio obligado de empresas privadas, así como ente regulador y gestor de los recursos petroleros. El sector petrolero

está dominado por los actores nacionales, en concreto Ecopetrol, que recientemente ha sido parcialmente privatizado, con casi un 15% de sus acciones en manos de inversores privados. Ecopetrol ha sido, hasta 2003, socio obligatorio de las empresas privadas, así como regulador y gestor de los recursos petrolíferos. Las empresas extranjeras ya no tienen que asociarse a Ecopetrol. Desde la creación de la ANH en 2003, los contratos de Exploración y Producción permiten que cualquier empresa que cumpla con los requisitos y participe en el proceso pueda adjudicarse un área de exploración, participando también Ecopetrol en este proceso. Ecopetrol representa alrededor del 60% de la producción total de petróleo y gas del país en 2014 y posee las cinco principales refinerías de los países. Según la Superintendencia de Industria y Comercio, Ecopetrol también posee y opera el 80% de los ductos en Colombia.

Las empresas privadas también han jugado un papel histórico en el descubrimiento de yacimientos petrolíferos a principios del siglo XX. Su presencia en Colombia ha fluctuado mucho, dependiendo en gran medida de las medidas del Gobierno para atraer inversores. En la actualidad, más de 100 empresas internacionales de petróleo y gas operan en Colombia, a menudo en empresas conjuntas con Ecopetrol u otros operadores. El papel del sector privado en la implementación de nuevas tecnologías que reduzcan los impactos es un área potencial de cooperación que debe ser apoyada.

1.9 Preparación y respuesta ante emergencias

Respuesta a emergencias y reducción del riesgo de desastres

En el cuestionario de la ENC, esta categoría obtuvo la puntuación más baja, 65%, con dos de las cinco subcategorías que reducen la puntuación general. En general, existe una infraestructura institucional de respuesta, con roles y responsabilidades asignados, sistemas y acuerdos establecidos. Las áreas débiles son los sistemas de alerta temprana y la capacitación del personal, donde en ambos casos existe muy poco y se podría hacer mucho más para mejorar la situación, especialmente en relación con las emergencias en alta mar.

Como se describió anteriormente, un gran desafío para la industria del petróleo y el gas en Colombia radica en sus vínculos con el conflicto civil, el ataque a los oleoductos por parte de los grupos guerrilleros, lo que ocasionalmente lleva a cortes de producción durante varios meses. En 2012, las FARC volaron el oleoducto trasandino en la ciudad de Tumaco, dejando a 160.000 habitantes sin agua potable durante casi tres semanas y provocando la contaminación de tres cuencas hidrográficas locales. Los ataques a oleoductos colombianos durante los últimos 35 años han resultado en 4,1 millones de barriles derramados, equivalentes a

16 desastres del Exxon Valdez, según el Departamento Nacional de Planeación. Esto generó una contaminación masiva de arroyos y ríos en las áreas afectadas, así como la contaminación del suelo, con consecuencias sobre la biodiversidad (Diálogo Américas, 2015). Entre 2009 y 2013, 787 fuentes de agua se vieron afectadas y se estima que hasta un 60% de las fuentes de agua de Colombia podrían estar contaminadas por la extracción ilegal de minerales y derrames de petróleo (Plan Nacional Departamental, 2016). Muchos incidentes también son causados por fallas en el equipo y mala administración. Desafortunadamente, la mayoría de los vertidos de petróleo en Colombia no se denuncian porque son el resultado de actividades llevadas a cabo por grupos ilegales. Sin embargo, los coordinadores de la PNC deben brindar apoyo a terceros para cualquier tipo de emergencia y también estarán disponibles para atender emergencias de derrames primarios aun cuando no se conozca la responsabilidad definida.

Desde 1999, Colombia tiene un PNC para responder a derrames de petróleo, productos y sustancias nocivas en el mar y aguas continentales. La revisión del PNC, que llevaba mucho tiempo en marcha, se completó finalmente en 2021. Sin embargo, la actualización más reciente del estado de la PNC, facilitada por el MME, confirma que la tarea de aplicar el procedimiento que establece las técnicas avanzadas de respuesta a los vertidos sigue sin completarse.

Preocupación clave 18:

Completar la actualización de 2021 del Plan Nacional de Contingencia finalizando el procedimiento que establece las técnicas avanzadas de respuesta a derrames e incluyendo la evaluación del riesgo de conflicto.

En particular, desde que se redactó la ENC preliminar, el PNC se actualizó completamente en 2021 y tiene tres componentes básicos: estratégico, operativo y basado en datos. El PNC revisado se elaboró con la cooperación de la UNGRD, el MME, la ANH, el Minambiente, la ANLA, la Dirección de Marina (DIMAR), el Ministerio de Transporte, la defensa nacional, los servicios de bomberos y las empresas petroleras públicas y privadas. En el marco del PNC, se ha implementado un procedimiento de notificación, alerta y reporte de incidentes que permite a las autoridades locales, autoridades ambientales (regionales y nacionales) y autoridades de gestión del riesgo de desastres estar informadas de manera oportuna sobre la ocurrencia de un evento y las acciones de respuesta. Existe un Sistema Nacional de Información para la gestión del riesgo de catástrofes naturales, en el que partes de la información se hacen públicas y otras sólo son de acceso solo para las autoridades. Se ha actualizado de acuerdo con el nuevo PNC.

Hasta hace poco, el país no estaba preparado para grandes emergencias (por ejemplo, los recientes incidentes de Río Mayo y Lizama en Santander) (Figura A3), pero se han aprendido muchas lecciones. Queda por ver si el PNC revisado y sus modalidades responderán eficazmente a los incidentes en tierra y mar. La preocupación que surgió sobre el sistema de respuesta puede seguir siendo relevante.

Preocupación clave 19: Se tiene que prestar atención al sistema de alerta temprana y a la preparación para emergencias/desastres costa afuera.

En 2012, el Banco Mundial publicó un estudio sobre la gestión del riesgo de desastres (GRD) en Colombia, analizando el marco institucional y las políticas nacionales y locales en materia de GRD. En conclusión, el estudio señaló que existe un aumento del riesgo de desastres por una gestión inadecuada, por cuatro razones principales:

- Dificultad para incorporar los avances conceptuales acerca de la relación entre riesgo y desarrollo como política nacional.
- Ausencia de gestión de riesgos en los planes de ordenamiento territorial y medioambientales.
- Falta de incorporación de la gestión de riesgos en los planes sectoriales, incluidos el transporte y la energía.
- Visión predominante de que la responsabilidad es únicamente del Gobierno, desalentando la participación de la sociedad, en particular del sector privado.

Las reformas de 2012 sobre la GRD intentaron abordar estos problemas, en particular con un enfoque más integral, estableciendo un vínculo claro entre la gestión del medio ambiente, el uso de la tierra y la gestión de riesgos. Se creó el Sistema Nacional de Gestión de Riesgos de Desastres y en 2016 se promulgó el Plan Nacional de Gestión de Riesgos. El sistema está compuesto por cinco entidades centrales en coordinación, junto con equipos a nivel local, de la siguiente manera:

- Consejo Nacional de Gestión de Riesgos
- Unidad Nacional de Gestión del Riesgo de atención de Desastres.
- Comité Nacional para el Conocimiento del Riesgo
- Comité Nacional de Reducción de Riesgos
- Comité Nacional para la Gestión de Desastres
- Consejos departamentales y municipales de Gestión de Riesgos

Sin embargo, aún quedan brechas en la GRD en Colombia, como la necesidad de integrar un enfoque de amenazas múltiples e incluir la dimensión del

Figura A3: Derrame de crudo del pozo La Lizama en un afluente del río Magdalena. Crédito: René Dávila



conflicto en las políticas y estrategias de gestión de riesgos. Existe una propuesta para actualizar el PNC a medida que se mejora el Sistema Nacional de Información para la Gestión de Desastres e integrar un sistema nacional de alerta temprana para el sector del petróleo y el gas.

Actualmente, el trámite utiliza como canal la Plataforma VITAL, administrada por la Minambiente. Los sistemas de alerta para el sector del petróleo y el gas se han probado o se prueban regularmente, basándose más en reaccionar ante eventos de emergencia reales que en la planificación de la preparación, debido a los numerosos incidentes de derrames.

Capacidad de respuesta ante emergencias

En Colombia, todas las organizaciones públicas y privadas que manejan hidrocarburos están obligadas a contar con planes de contingencia Disaster Risk Management Plans for Public and Private Entities - PGRDEPP que se ajusten a los criterios desarrollados en el marco del PNC. Actualmente, cada empresa debe responder con sus recursos o en el marco de mecanismos de apoyo mutuo con otras empresas. También pueden responder a través de terceros, es decir, a través de empresas especializadas en respuesta a derrames que subcontratan para atender los incidentes que se produzcan. La mayoría de las empresas responsables de estas actividades tienden a planificar

y ejecutar cronogramas anuales de ejercicios de simulación y simulacros, con diferentes niveles de activación, involucrando a las comunidades y autoridades municipales, departamentales y nacionales, según cada caso. Por lo tanto, cuando se trata de emergencias en tierra por parte de empresas conocidas, la situación se considera manejable, pero para las emergencias huérfanas o “pasivos” (sección siguiente), el país carece de la capacidad para hacer frente a ellos. Respecto a las cuestiones relacionadas con el mar, los encuestados no creían que el país estuviera preparado para afrontar emergencias/desastres.

Preocupación clave 20: Programas de formación de capacidad que reflejen las necesidades nacionales de capacidad, pensando en la tecnología de exploración de petróleo no convencional, costa afuera y mejorada, así como los problemas socioeconómicos y ambientales derivados.

Además de las emergencias, existe el problema respecto a la capacidad necesaria para mantener la integridad de las tuberías y los equipos para evitar derrames y accidentes. En este sentido el país ha avanzado significativamente. Mientras tanto, recientemente se ha abordado la actualización/ revisión periódica de los programas de capacitación del gobierno para reflejar las necesidades de capacidad nacional, con miras a actualizar el PNC, a fin de mejorar las habilidades de los funcionarios de las autoridades ambientales (ANLA y Minambiente), entidades operativas (Departamento de Bomberos de Colombia, Armada Nacional) y seguimiento y control (DIMAR).

2 Otras áreas de relevancia

2.1 Sitios contaminados y su remediación

Como se describe en la sección anterior, existen sitios contaminados por extracción ilegal de minerales y derrames de petróleo y fuentes de agua afectadas. El estudio en curso entre la ANH y la UIS documenta los “pasivos” sitios contaminados fuera de la jurisdicción de compañías petroleras o mineras, que representan una amenaza para la salud humana y/o el medio ambiente. Es ampliamente reconocido que la mayoría de los “pasivos” están de hecho relacionados con eventos de terceros como consecuencia del conflicto interno del país que ha afectado la infraestructura petrolera. En relación con esto, hay dos preocupaciones que probablemente sigan siendo relevantes.

Preocupación clave 21: Apoyar el mapeo exhaustivo continuo de los lugares de contaminación huérfanos (o “pasivos”) y priorizar la remediación.

Preocupación clave 22: Necesidad de capacitación en técnicas de remediación en sitios contaminados apropiadas para el contexto colombiano.

Hasta el 2020, se habían identificado y georreferenciado 5.925 sitios contaminados o con posibilidad de configurar un pasivo ambiental, con un 40% de petróleo contaminado y un 50% relacionado con la minería. La ley exige que los derrames de petróleo sean notificados, pero otras contaminaciones (por ejemplo, pesticidas) no están documentadas, muchos sitios contaminados con sustancias químicas no visibles aún no se informan y algunas áreas no se inspeccionan debido a restricciones de seguridad.

Las leyes de protección ambiental generalmente están relacionadas con actividades a las que se otorgan permisos, con poca atención legal a los sitios heredados/ contaminación que resulta en daño ambiental o contaminación, incluso en “pasivos”. Por lo tanto, algunas cuestiones ambientales no se recogen adecuadamente en la legislación existente. Ecopetrol confirmó que muchos sitios fuera de la jurisdicción de la empresa (por ejemplo, de sabotajes, refinerías ilegales, etc.) necesitan atención, que se carece de conocimiento sobre la rehabilitación de sitios contaminados y que las empresas también necesitan asistencia con la rehabilitación.

2.2 Emisiones y quema de gas

El Gobierno de Colombia presentó oficialmente su Contribución Nacionalmente Determinada (CND) revisada el 29 de diciembre de 2020. La CND de Colombia se considera una de las más ambiciosas de la región de América Latina y el Caribe hasta el momento y está mucho más alineada con el objetivo del país de lograr la neutralidad de carbono para 2050. Colombia es miembro de la Coalición por el Clima y el Aire Limpio desde 2012 y Ecopetrol, la mayor empresa petrolera de Colombia, es miembro de la Alianza del Metano del Petróleo y el Gas 2.0.

Su objetivo es reducir los gases de efecto invernadero en un 51% (169,4 MtCO₂e) y las emisiones de carbono negro en un 40% en 2030 en comparación con los niveles de 2014. El nuevo objetivo de 2030 para las emisiones de GEI (169 millones de tCO₂e) es inferior a los 265 millones de tCO₂e de la NDC original presentada en 2018. Las emisiones debidas a la gasolina, el queroseno, el combustible para aviones, el ACPM y el fueloil representan alrededor del 27% de las emisiones totales del país, es decir, unos 51 millones de toneladas de CO₂ equivalente⁴.

⁴ABC del impuesto al carbono (Minambiente, 2022)

De acuerdo con el Portafolio de Medidas Sectoriales de Mitigación del Cambio Climático en el marco de la CDN revisada de Colombia 2020, las acciones específicas de reducción de emisiones de GEI incluyen:

1. En CO2, CH4 y N2O: Aumento de la eficiencia energética (Fortalecimiento del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía o PROURE) con un potencial de mitigación modelado entre 1,21MtCO2e (PIGCCme⁵) y 0,956 MtCO2e
- a. Promover la definición de objetivos, acciones y estrategias en el PROURE con sus respectivos porcentajes de mejora de la eficiencia energética, reducción de emisiones y beneficios asociados.
- b. Identificar lineamientos para optimizar el despacho de energía eléctrica, con el fin de promover un incremento en la eficiencia de las centrales eléctricas que permita la reducción de emisiones de GEI, sin afectar las condiciones del mercado eléctrico
2. Sobre el CH4: Promover la gestión adecuada de las emisiones fugitivas asociadas a la cadena de producción de hidrocarburos y aprovechar el gas natural capturado para otros fines con un potencial de mitigación modelado entre 3,24MtCO2e (PIGCCme) y 0,39 MtCO2e
- a. Obtener y validar información sobre la generación de emisiones fugitivas, siendo ésta una herramienta fundamental para la definición de propuestas de acuerdos sectoriales de mitigación y límites máximos condicionantes de las emisiones. Asimismo, permite determinar la línea base, el potencial de reducción y el mantenimiento del sistema de información
- b. Integrar un conjunto de medidas orientadas a la reducción de las emisiones fugitivas generadas por las actividades de extracción, procesamiento, producción, almacenamiento y distribución de productos de hidrocarburos (petróleo y gas), como herramienta necesaria para monitorear y controlar la incertidumbre de la mitigación acumulada en las emisiones fugitivas.

El Tercer Informe Bienal de Actualización (2022) de Colombia ante la CMNUCC incluye un inventario nacional de gases de efecto invernadero para el período 1990-2018 (ver figure A4), así como el inventario nacional anual de GEI para el año 2018⁶. Para el año 2018, se ha reportado un total de 302.974 Gg de GEI directos CO2eq, de los cuales: 70,2% corresponde a

CO2, 24,3% a CH4, 4,4% a N2O, 1. 1% a HFC-PFC y 0,1% a SF6⁷. Del sector del petróleo y el gas, las emisiones directas globales de CO2 registran 2.671,08 Gg CO2e, las de CH4 2.876,70 Gg CO2e y las de N2O 10,30 Gg CO2e.

Para las emisiones de GEI durante 1990 a 2018 del sector del petróleo y el gas, el CO2 y el CH4 participan proporcionalmente, con un 48,4% y un 51,4% respectivamente, la participación del N2O es marginal.

El metano es el segundo GEI antropogénico más abundante después del CO2, representando alrededor del 20% de las emisiones mundiales. Aunque el metano está en la atmósfera durante un periodo de tiempo más corto y se emite en menores cantidades que el CO2 , su potencial de calentamiento global es 28-34 veces mayor. El metano también representa la mayor oportunidad a corto plazo con el mayor potencial de reducción de emisiones del 35% resultante de actividades sin coste. En la COP26 de noviembre de 2021, Colombia se unió al Compromiso Global de Metano y en febrero de 2022 firmó una resolución (Resolución 40066/22) para reducir el metano en el sector de los hidrocarburos. El objetivo es reducir las emisiones en 11,2 toneladas de CO2e para 2030.

Los operadores en Colombia pueden, de acuerdo con las disposiciones de la autoridad ambiental competente en el marco de una licencia ambiental, quemar el gas recuperado en la superficie como resultado de las operaciones de control de pozos y de las pruebas iniciales de producción durante el desarrollo de perforaciones exploratorias. La ANH y el MME expidieron la Resolución 40066/22⁸ para aumentar la eficiencia operativa y reducir las emisiones fugitivas mediante la cual se establecen requisitos técnicos para la detección y reparación de fugas, el uso, la quema y el venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. También pretende reducir los residuos de gas natural y contribuir a las medidas de mitigación del cambio climático mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por las fugas y la quema y venteo de gas natural.

Con esta resolución se establecen criterios técnicos claros para los permisos de venteo de gas, indicando cómo presentar las solicitudes, de qué volúmenes se trata, cómo se cuantifican y justifican estos volúmenes, normalizando el proceso. También se prohíbe todo venteo durante la exploración, excepto por seguridad

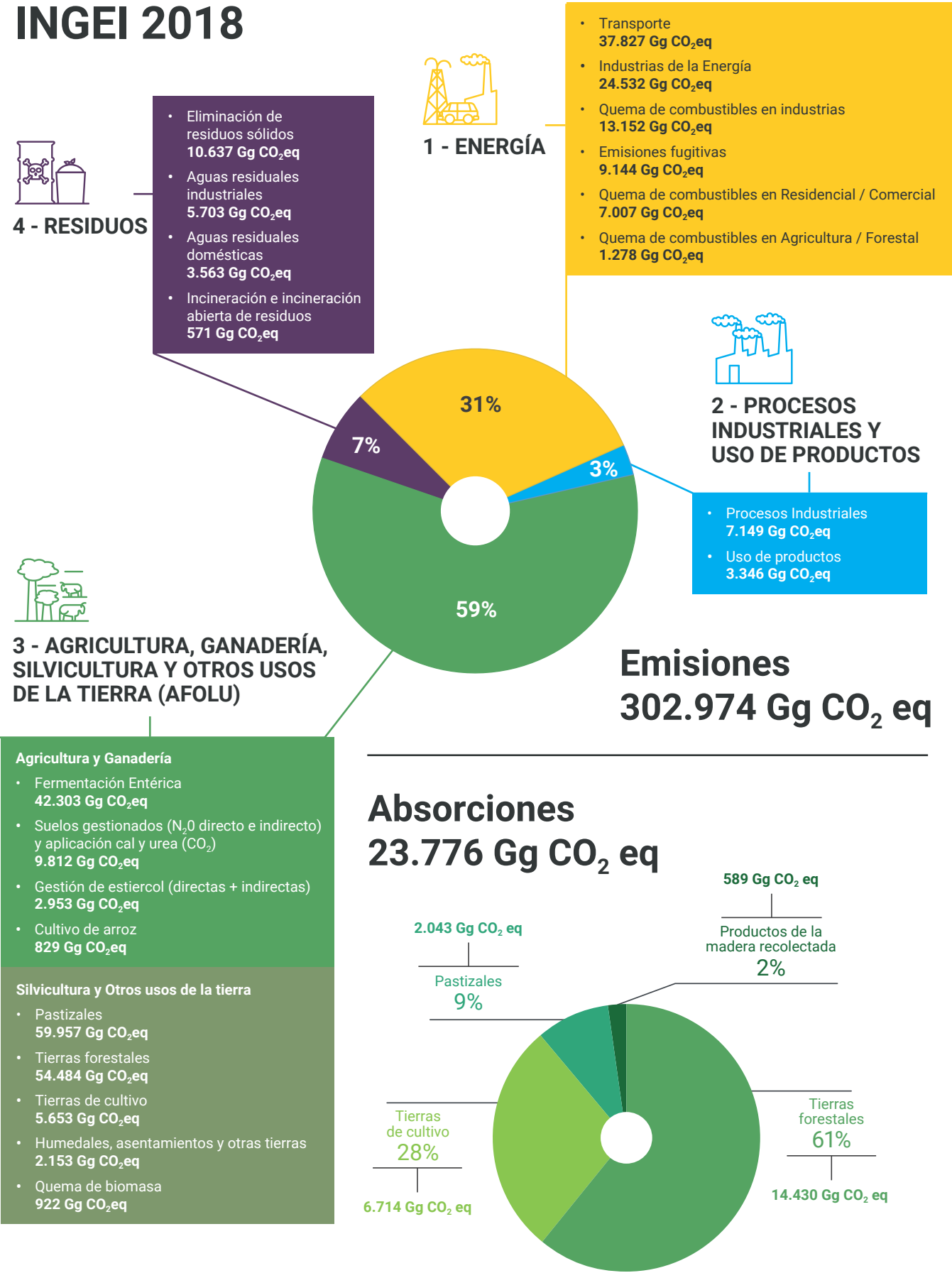
⁵Plan integral de gestión del cambio climático para el sector minero y energético [Comprehensive Climate Change Management Plan for the Mining and Energy Sector (PIGCCme)]

⁶En el caso de las emisiones procedentes del petróleo y del gas natural, los factores de emisión para el CO2, el CH4 y el N2O corresponden a los valores por defecto indicados en el IPCC 2006.

⁷Por otro lado, las absorciones de CO2 corresponden a -23.776 Gg de CO2eq. Como resultado, las emisiones netas (balance neto) para 2018 se estiman en 279.198 Gg de CO2eq.

⁸Deroga y sustituye la Resolución 40687/2017 del MME

Figura A4: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Fuente: BUR3, 2022.



y como parte de las actividades de perforación, mientras que se prohíbe todo venteo durante la producción. En todos los casos, es necesario informar de los volúmenes venteados y de las razones subyacentes al venteo. La resolución también señala la necesidad de detectar y reparar las fugas de gas natural en las instalaciones.

Toda quema requiere la aprobación previa de la ANH según la Circular 18/2014 de la ANH. Los operadores también están obligados a reportar los volúmenes de gas total producido; el gas asociado utilizado para generar electricidad, hacer funcionar los compresores o reinyectar; y el gas quemado dentro de los primeros siete días de cada mes. Del mismo modo, la nueva resolución también obliga a informar sobre el gas que se ventea y exige la cuantificación del gas capturado para evitar el venteo, así como la verificación cada año, a través de un tercero, de que las antorchas funcionan de forma eficiente.

En el caso de la quema, la Resolución 40066/22 hace referencia al uso de cámaras de infrarrojos para determinar la generación de humo de la quema de hidrocarburos líquidos o de drones de medición de emisiones para comprobar el estado del sistema de encendido de los pilotos o equipos similares. En el caso del venteo, la medición diaria de dichos volúmenes debe realizarse a través de instrumentos calibrados y certificados por laboratorios de calibración acreditados bajo la Norma ISO/IEC 17025 por la ONAC, o por un organismo de acreditación miembro de los acuerdos de reconocimiento de la ILAC. Para la medición de gases en tanques de techo flotante, se debe implementar el uso de cámaras o equipos similares disponibles en la industria. Para cumplir con los requisitos de medición se podrán utilizar métodos distintos a las mediciones directas, como las estimaciones de ingeniería, en casos especiales y previa autorización de la autoridad de control (Resolución 41251/2016 del MME). La Resolución también enumera los tipos de equipos que pueden utilizarse para la detección y cuantificación de las emisiones de gas natural⁹.

También se exige a los operadores que recojan el gas asociado y lo utilicen en cualquiera de las operaciones de la cadena de proceso (autogeneración, consumo, inyección o venta), mediante la aplicación de equipos, tecnología y de acuerdo con las buenas prácticas que deben aplicarse. Los operadores deben cuantificar los

volúmenes de gas asociado, a fin de evaluar técnica y económicamente las alternativas y tecnologías que pueden aplicarse, para planificar, realizar los procedimientos y modificaciones necesarias para la implementación de dicho aprovechamiento. Las instalaciones de producción que se encuentren en operación a la entrada en vigencia de la presente resolución y que no cuenten con las conexiones necesarias para el aprovechamiento del gas asociado están obligadas a realizar las adecuaciones requeridas para tal fin en un plazo de 24 meses a partir de la fecha de expedición de la Resolución 40066/22.

La Resolución 948/2022 expedida por la ANH adoptó los lineamientos que deben seguir los operadores encargados de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos para presentar a la ANH: (i) el Programa de Detección y Reparación de Fugas de Gas Natural (el “PDRF”) y (ii) la Línea Base de Emisiones necesaria para la cuantificación de estas fugas (la “Línea Base”).

La Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), gestionada por el Observatorio Internacional de Emisiones de Metano (OIEM) del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, ofrece un marco de información sobre las emisiones de metano basado en mediciones (del que EcoPetrol es miembro), proporciona una plataforma para que las empresas informen de forma creíble sobre su rendimiento en materia de emisiones de metano, de modo que las partes interesadas puedan verificar y utilizar esta información para la toma de decisiones. En el marco del OGMP 2.0, las empresas informan sobre todas las fuentes materiales de emisiones de metano de toda la cadena de valor del petróleo y el gas, incluidos los activos operados y no operados.

El OIEM también está planificando una campaña de medición de metano a gran escala de la infraestructura de petróleo y gas en Colombia, dirigida por la Universidad de Carleton y con el apoyo de Ecopetrol, que podría servir como estimación de las emisiones de referencia para el sector OIEM también está considerando ampliar la campaña de medición para incluir todos los sectores en Colombia para proporcionar una línea de base completa.

La Coalición Clima y Aire Limpios está apoyando actualmente al MME en la aplicación de su reglamento sobre el metano para el sector del petróleo y el gas con el fin de lograr lo siguiente

1. Desarrollar y finalizar los formatos/plantillas de reporte relacionados con los lineamientos para la regulación de la Detección y Reparación de Fugas (LDAR), incluyendo la provisión de insumos para el borrador de “Reglas para la publicación del Programa de Detección y Reparación de Fugas” que ha sido preparado por la ANH.
2. Trazar la estructura administrativa con los roles de cada departamento necesarios para la implementación de la regulación.
3. Taller nacional para operadores con el fin de familiarizarlos con las Reglas del PDRF publicadas por la ANH y los formatos de captura de la información, con el fin de brindar más detalles a los operadores sobre el alcance de la información requerida en la Línea Base así como en el PDRF.
4. Revisión de los requerimientos humanos, técnicos y tecnológicos tanto de los inspectores (de campo) como de los analistas de datos (evaluadores) de la ANH con el fin de desarrollar un documento final que proporcione una evaluación tecnológica y una propuesta de perfil técnico para que los auditores de la ANH en campo y los analistas puedan evaluar el desempeño en emisiones a través del tiempo.

El Minambiente también está actualizando los términos de referencia de las EIA para incluir específicamente medidas de seguimiento de las emisiones de GEI del sector del petróleo y el gas. Las salvaguardias ambientales que se establecerán a través de estas directrices actualizadas harán que la Resolución 40066/2022 del MME sea más eficaz para reducir las emisiones del sector del petróleo y el gas.

Preocupación clave 23:
Necesidad de monitorear la quema y otras emisiones relacionadas con el sector.

Con base en estos desarrollos recientes, puede haber pocos motivos de preocupación relacionados con la quema de gas en Colombia. Sin embargo, se necesita todavía asegurar que el monitoreo se lleva a cabo activamente, basado en mediciones de emisiones reales, con un proceso certificable y de verificación, para evaluar si es necesario hacer cambios o modificaciones a la regulación existente para mejorar el cumplimiento. El cumplimiento por parte de la industria de las emisiones de gases de efecto invernadero es supervisado parcialmente o no por las agencias gubernamentales, por lo que las emisiones de gases asociados, las fugas de metano y las emisiones de otros compuestos orgánicos volátiles (COV) también requieren atención.

2.3 Laboratorios acreditados

En laboratorios certificados, especialmente relevantes para el análisis de suelos y aguas contaminadas, el principal desafío reportado es que la principal entidad certificadora Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) carece de capacidad técnica para el muestreo y análisis de hidrocarburos. Persiste una preocupación que una vez resuelta permitiría formar una estrategia clara para abordar la acreditación de las instalaciones de análisis.

Preocupación clave 24:
Llevar a cabo una evaluación de las necesidades de creación de capacidad en el país en relación con la acreditación de instalaciones analíticas para la supervisión del sector del petróleo y el gas, pensando en la evolución a futuro del sector.

Se establece al menos un laboratorio internacional, AGQ Labs, que está acreditado para varios análisis relevantes para el sector del petróleo y el gas. Un enfoque sugerido sería que las partes interesadas formen un consorcio para financiar y administrar un laboratorio certificado. Actualmente, el Minambiente también está involucrado en un estudio comparativo de laboratorios químicos con respecto a la acreditación. En IUS existe un Laboratorio de Cromatografía, equipado para realizar la mayoría de los análisis, pero existe incertidumbre sobre si los técnicos, técnicas y equipos están acreditados.

2.4 Fracking

El fracking se usa para extraer reservas de hidrocarburos de pozos existentes donde las bajas de presión natural han dejado de llevar petróleo a la superficie, pero también se usa en nuevos pozos en áreas no exploradas previamente, donde las reservas se consideran “estrechas” y no accesibles con técnicas tradicionales. Aunque existe un consenso general sobre la necesidad de prohibir el fracking en Colombia, el MME y Minambiente están debatiendo actualmente la definición exacta de fracking antes de promulgar un decreto que lo prohíba.

Preocupación clave 25:
Necesidad de una evaluación de riesgos a nivel nacional para determinar las áreas de alto riesgo relacionadas con las técnicas de exploración no convencionales, para alimentar un proceso de planificación espacial/EAE.

Con el Gobierno actual, el ritmo de desarrollo del fracking sigue siendo incierto, siendo consciente de las solicitudes de moratoria sobre el fracking, sobre los posibles impactos ambientales y de salud pública.

⁹Para la detección de las emisiones de gas natural, se puede utilizar el Instrumento de Visualización Óptica de Gases (OGI), el Detector de Fugas por Láser, la Detección de Soluciones Jabonosas, los Analizadores de Vapores Orgánicos (OVAs) o los Analizadores de Vapores Tóxicos (TVAs), la Detección Acústica de Fugas, el Detector Electrónico de Gases u otro instrumento debidamente autorizado. Mientras que para la cuantificación de dichas emisiones, se podrá utilizar el Instrumento de Visualización Óptica de Gases (QOGI), Medición de Bolsas Calibradas, Muestreador de Alto Volumen, Anemómetro de Palas, Anemómetro de Hilo Caliente, Medidor de Turbina, Detector Acústico, Medidor de Orificios u otro instrumento debidamente autorizado. El uso de instrumentos se complementará con la inspección técnica y visual y en algunos casos, si es posible, con el uso de aeronaves, satélites, drones, robots, vehículos, escaneos de área, cámaras infrarrojas estacionarias, entre otros.

El MME de Colombia se encuentra en las etapas finales del establecimiento de un marco normativo para los proyectos de fracking, los cuales están exentos de una moratoria sobre perforaciones de petróleo y gas no convencionales. Actualmente existen dos proyectos piloto de fracking en Colombia, Platero y Kalé, ambos en el municipio de Puerto Wilches, en el departamento de Santander, al noreste del país. Dirigidos por ExxonMobil y Ecopetrol, los proyectos, que también se solapan en la cuenca del río Magdalena, están actualmente en suspenso mientras se revisa la legislación. También hay otros siete contratos para la extracción de petróleo y gas no convencional. Todos ellos han suscitado preocupación por esta técnica de producción que consume mucha agua para extraer petróleo y gas. Sin embargo, bajo el actual gobierno, un proyecto de ley contra el fracking pasó por su primer debate en el parlamento a mediados de agosto de 2022 y aún debe pasar por otras tres rondas antes de someterse a votación. Según la ACP, las iniciativas en las cuencas del Magdalena Medio y Cesar-Ranchería podrían llegar a producir 450.000 bdp/d y atraer USD 5.000 millones en inversiones anuales, lo que ayudaría a reemplazar las menguantes reservas de hidrocarburos de Colombia. A pesar del atractivo de la inversión, persiste la preocupación por la capacidad de las autoridades locales para llevar a cabo el monitoreo ambiental de este sector emergente.

Preocupación clave 26:

Necesidades de creación de capacidad en el país en relación con la exploración no convencional del sector del petróleo y el gas y el monitoreo ambiental, pensando en los avances futuros del sector.

En las provincias de Cesar y Cundinamarca, donde comenzó la perforación exploratoria de fracking, siguieron manifestaciones y protestas, lideradas por ONG. CORDATEC (2017) estimó que 300 municipios podrían verse afectados en general, advirtiendo del riesgo de contaminar el sistema de abastecimiento de agua de millones de habitantes. Además, las áreas de exploración de hidrocarburos no convencionales también se superponen con territorios de comunidades indígenas, como los pueblos Yupka, Wiwa y Wayúu. Los problemas relacionados con la explotación no convencional, como los riesgos de contaminación de los recursos hidrológicos (aguas superficiales y acuíferos), siguen siendo motivo de especial preocupación y fueron planteados repetidamente por los encuestados y las partes interesadas consultadas.

2.5 Exploración costa afuera

Al igual que las operaciones en alta mar en todas las partes del mundo, las que tienen lugar en Colombia en el Mar Caribe suponen potencialmente una seria amenaza para los ecosistemas marinos y costeros.

La evaluación de la viabilidad ambiental sobre la exploración y producción es un proceso complejo, en el que se siguen procedimientos legales para obtener el visto bueno sobre la viabilidad de las actividades de hidrocarburos en un medio en el que es necesario contar con instrumentos adicionales a la sola viabilidad ambiental. El Ministerio con el acompañamiento de otras entidades ha venido trabajando en la formulación de lineamientos para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, y ha contado con insumos provenientes de entidades noruegas, con gran experiencia en el tema. No obstante, falta camino por recorrer y por este motivo desde el Ministerio de ambiente y conscientes de la importancia que representa la regulación de las actividades en el país, continúa trabajando para lograrlo. En este contexto, existe una preocupación relacionada con la supervisión, porque de momento no hay claridad en las funciones de seguimiento a temas de seguridad en cuanto a infraestructura y/o equipos fijos en alta mar. Esto es más dirigido a las actividades de producción y transporte de hidrocarburos.

Preocupación clave 27:

Falta de habilidades y de alineación entre las instituciones de supervisión relacionadas con las actividades de petróleo y gas costa afuera y el control de riesgos.

Un punto de concentración importante de biodiversidad marina es el Archipiélago de San Andrés, una cadena de islas del Caribe que alberga más de las tres cuartas partes de los arrecifes de coral de Colombia y una Reserva de la Biosfera de la UNESCO. Los planes de Ecopetrol, Repsol e YPF de iniciar la exploración y producción se paralizaron en 2011, cuando el Tribunal Administrativo de San Andrés, a solicitud de organismos y autoridades ambientales locales ordenó a la ANH suspender la firma de contratos de explotación y producción con las empresas de hidrocarburos (Atlas de justicia ambiental, 2015).

Como incentivo que busca la promoción de actividades de petróleo y gas costa afuera, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emitieron el Decreto 2147 de 2016, que permite la declaración de zonas francas costa afuera, permanentes. En definitiva, estas zonas francas permiten a las empresas que operan en el exterior beneficiarse de una importante reducción fiscal y un régimen aduanero más favorable. (Lugo y Ricciulli, 2019). Entidades como DIMAR y el instituto de investigaciones ambientales INVEMAR tienen un papel de supervisión cada vez más importante en el entorno en alta mar (Lugo y Ricciulli, 2019), pero a pesar de su presencia, los desafíos reconocidos incluyen, entre otros, el manejo de químicos dispersantes, la quema in situ y resolución de conflictos.

Aunque la visión del gobierno actual se centra más en la diversificación de las fuentes de energía, con un fuerte enfoque en las energías renovables, se sigue atrayendo a los inversores extranjeros a través de regulaciones que promueven industrias como el petróleo y el gas, incluso en zonas costa afuera. A finales de 2021 la cuarta ronda de licitaciones de la ANH incluyó cuatro bloques costa afuera en el Pacífico, en las cuencas del Chocó y Tumaco (Figura 2); además, las cuencas costa afuera del Caribe colombiano han atraído intereses extranjeros desde 2019, con planes de más perforaciones costa afuera en 2022.

2.6 Datos ambientales relevantes para el sector del petróleo y el gas

No se puede subestimar el valor de tener un conjunto completo de datos actualizados sobre la condición del medio ambiente marino y terrestre, incluida la biodiversidad y los parámetros ambientales, alojados en una plataforma digital y accesibles a todas las entidades pertinentes. Las tres características principales de los conjuntos de datos ambientales son su disponibilidad, su accesibilidad para los usuarios finales y la capacidad de los usuarios para trabajar, operar y beneficiarse de la información.

Preocupación clave 28:

Falta de una base de datos ambientales para su uso en la planificación espacial integrada para abordar los múltiples intereses ambientales, sociales y económicos para el desarrollo del petróleo y el gas.

En Colombia, existen varias bases de datos, alojadas por diversas instituciones públicas y privadas (por ejemplo, el portal del INVEMAR con la ANH, el Instituto Humboldt, los departamentos de ciencias naturales de las universidades nacionales, y la DIMAR tiene una herramienta relacionada con los mapas de sensibilidad ambiental para los derrames de hidrocarburos para crear un índice de sensibilidad), con muchos otros relacionados con la calidad del aire y la biodiversidad terrestre. El MME, bajo la Ley 1712 del 6 de marzo de 2014, y la Resolución 1519 del 24 de agosto de 2020, pone ahora a disposición de los ciudadanos, la nueva sección de Transparencia y Acceso a la Información Pública, para una serie de tipos de información

relevantes para el sector. Sin embargo, hasta ahora hay poca evidencia de una base de datos ambiental que pueda utilizarse para aumentar el uso de datos espaciales en la toma de decisiones y políticas, ni para el desarrollo de atlas de sensibilidad, especialmente para guiar las actividades de exploración costa afuera y para su uso en caso de un derrame de petróleo.

Se han desarrollado plataformas GIS personalizables¹⁰ aumentar el uso de datos espaciales en políticas y toma de decisiones y podría implementarse inmediatamente en el contexto de Colombia a un costo relativamente bajo. Sin embargo, se debe considerar una estrategia a largo plazo para mantener la plataforma, garantizar la capacidad para su uso y actualizar los conjuntos de datos de origen. Del mismo modo, sería necesario abordar las barreras no técnicas para el intercambio de datos.

Preocupación clave 29:

La falta de un atlas de sensibilidad a los derrames de petróleo para la costa del Mar Caribe de Colombia donde se realizan actividades de exploración y producción de petróleo y gas, aunque actualmente se está tratando de abordar esta carencia.

Como se describe en la Sección 1.2 de este Anexo 4, en el desarrollo de una EAE para el sector de petróleo y gas, uno de los elementos típicos incluidos es la planificación espacial para abordar posibles conflictos basados en áreas entre sectores. Tales planes requieren conjuntos de datos ambientales. De manera similar, para evaluar la sensibilidad del entorno a estas múltiples presiones, se utilizan comúnmente atlas de sensibilidad (por ejemplo, TanSEA¹¹ en Tanzania, Zansei¹² en Zanzibar y KenSea¹³ para Kenia).

Es importante destacar que el INVEMAR y la DIMAR han avanzado en el mapa de sensibilidad ambiental costera para todo el Caribe colombiano. De igual manera, el INVEMAR, a través de convenios firmados desde 2007, ha realizado un levantamiento de línea base general de los ecosistemas marinos. Los próximos pasos serían compilar los datos de estas y otras entidades y clasificar geo-espacialmente la sensibilidad de los ecosistemas costeros y las características socioeconómicas a los derrames de petróleo.

¹⁰Un ejemplo de este tipo de plataformas GIS adaptables y de acceso abierto es la plataforma MapX del PNUMA: <https://www.mapx.org/>

¹¹TanSEA: Atlas de sensibilidad costera de Tanzania, disponible en <http://www.tansei.org/zansei-conference/>

¹²ZANSEA: Atlas socioambiental de Zanzibar, disponible en <https://www.suza.ac.tz/zansei-website/index.php>

¹³KenSea: Atlas de sensibilidad ambiental para el área costera de Kenia, disponible en <https://www.oceandocs.org/handle/1834/7655>

Anexo 5.
Movilización de recursos

Introducción

El Programa Petróleo para el Desarrollo (OfD, por sus siglas en inglés) de Noruega ha estado ofreciendo apoyo para el desarrollo de capacidades en gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas a países de África, Asia, Oriente Medio y América Latina desde 2005. En el marco de este Programa OfD, el Gobierno de Noruega y el PNUMA han elaborado un programa de asociación que ofrece asistencia técnica y capacitación a estos países apoyados por OfD.

Alcance

Para promover este programa, el PNUMA ha encargado una evaluación rápida de las necesidades de capacidad institucional (ENC) en seis países, con el fin de crear un perfil preliminar de las instituciones gubernamentales, los marcos jurídicos, normativos y reglamentarios y las capacidades técnicas existentes que contribuyen a la gobernanza ambiental en los sectores del petróleo y el gas. Estas ENC se están alistando para identificar problemas en el desarrollo estratégico de capacidades y, de acuerdo con eso, crear una hoja de ruta que detalle los futuros esfuerzos en cuanto a movilización de recursos para las capacidades en gestión ambiental en estos países. Las ENC incluirán una revisión de los socios potenciales de desarrollo en el país con los que el gobierno colombiano puede establecer una cooperación.

Por tanto, se crea este informe para facilitar una lista de socios potenciales en Colombia con quienes las instituciones gubernamentales pueden colaborar para apoyar los esfuerzos nacionales que buscan fortalecer la gobernanza y la gestión ambiental en el sector del petróleo y el gas.

Metodología

Se adoptó una metodología de investigación cualitativa para compilar un documento inicial de Excel con datos secundarios disponibles sobre socios potenciales que participan en proyectos diferentes relacionados con el medio ambiente, la energía y la contaminación. Estos socios se pueden clasificar en:

- Públicos: Organismos bilaterales/organismos de ayuda; organismos de las Naciones Unidas, instituciones financieras internacionales; Gobiernos Nacionales; y autoridades regionales y locales.
- Privados: Socios corporativos y sus fundaciones vinculadas; asociaciones de empresas / del sector privado, Cámaras de comercio, etc.

- Organizaciones nacionales e internacionales, incluidas las ONG.
- Otras organizaciones bilaterales.
- Académicos: Instituciones públicas y privadas.
- Otras instituciones de formación.

Con base en el documento de Excel, se redactó la siguiente revisión documental en la que se detallan todos los posibles socios de desarrollo para Colombia. Esta revisión incluye descripciones concisas y enlaces relevantes de:

- Socios potenciales de desarrollo, tanto **internacionales** como **nacionales**, del sector público (agencias de ayuda, fundaciones, sociedad civil / ONG, etc.) o del sector privado (asociaciones de petróleo y gas, asociaciones empresariales, Cámaras de comercio, etc.), o incluso de la academia.
- Programas existentes de capacitación o desarrollo de capacidades emprendidos por socios en el país, relacionados con el medio ambiente y/o problemas del petróleo y el gas o la energía.
- Otras iniciativas y proyectos emprendidos por socios relacionados con asuntos medioambientales y/o de petróleo y gas o energía.
- Posibles instituciones de capacitación en el país con las que el gobierno puede asociarse para la sostenibilidad de sus programas de capacitación.

Los socios aparte de los mencionados en este informe y los detalles de sus proyectos relevantes están disponibles en el documento de Excel adjunto para su posterior consulta.

Lista de socios potenciales de desarrollo para Colombia

El petróleo es el principal contribuyente a las finanzas de Colombia y representa el 55,4% de las exportaciones totales. Desde 1999, una serie de reformas de la política petrolera han permitido la firma de más de 60 contratos de asociación y la reactivación de la actividad exploratoria en el país. Se estima que el país tiene un potencial petrolero (crudo y gas natural) de más de 37.000 millones de barriles equivalentes distribuidos en 18 cuencas sedimentarias. Alrededor del 89% de estas cuencas están disponibles para realizar exploraciones de petróleo y gas natural y, entre ellas, la mayor parte de las actividades de exploración se realizan en: los valles alto y medio de Magdalena, Catatumbo, La Guajira, Cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales. El gobierno colombiano espera que el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo permita al país ser autosuficiente en materia energética en el futuro.

1. Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO)

Proyecto	Periodo
Programa de Resiliencia de Colombia	Completado 2017-2020
Breve descripción	Fondos disponibles
El programa de resiliencia tiene como objetivo proteger al sector agrícola del conflicto y los desastres naturales mediante:	140 millones de dólares
- El fortalecimiento de las capacidades técnicas de las instituciones y las comunidades para proteger los medios de subsistencia en caso de desastre natural o crisis.	
- Gestión de crisis agroclimáticas y sociales.	
- Apoyo a las comunidades rurales vulnerables, ayudándolas a realizar análisis de riesgos, adaptando al mismo tiempo sus esquemas productivos a la variabilidad climática.	
- Permitir la inclusión de pequeños agricultores vulnerables en los mercados de agricultura familiar.	
- Fomentar los métodos tradicionales de producción y consumo.	
- Garantizar el derecho humano a la alimentación mediante un modelo adaptado a su situación y centrado en la dignidad de las actividades agrícolas.	
- Reforzar la cohesión social mediante el uso de metodologías de capacitación basadas en una participación activa, que fomenten los esfuerzos conjuntos de las comunidades.	

2. Gobierno de Canadá/Asuntos Globales de Canadá

El departamento de Asuntos Globales de Canadá ofrece resultados sobre los compromisos del Gobierno de Canadá en cuanto a diplomacia, comercio, seguridad, desarrollo, servicios consulares y asistencia humanitaria y, por lo tanto, financia múltiples proyectos relacionados con los temas de agricultura, cambio climático y minería y extracción.

Proyecto	Periodo
Iniciativa Regional Andina – Promoviendo Alianzas Efectivas para el Desarrollo Local - Colombia	En curso 24 de marzo de 2011 - 2023
Breve descripción	Fondos disponibles
El proyecto tiene como objetivo mejorar el bienestar social y económico de las comunidades cercanas a las zonas de extracción mediante:	2022-23: 408 mil dólares (presupuestado)
- Desarrollo de la capacidad institucional para ayudar a los gobiernos locales a planificar, gestionar e implementar inversiones en desarrollo sostenible y servicios públicos con base en las necesidades de la comunidad.	2017-18: 115 mil dólares (desembolsado)
- Intercambio de conocimientos sobre métodos de responsabilidad social corporativa y mejores prácticas.	2016-17: 593 mil dólares (desembolsado)
- Fondos locales que apoyen iniciativas locales que busquen promover el desarrollo comunitario sostenible en asociación con el sector privado / empresas extractivas.	2015-16: 865 mil dólares (desembolsado)
	2014-15: 1,7 millones de dólares (desembolsado)
	2013-14: 1,5 millones de dólares (desembolsado)
	2012-13: 1,6 millones de dólares (presupuestado)
	2011-12: 1,5 millones de dólares (presupuestado)
	2010-11: 6,1 millones de dólares (compromiso)
	Para: Colombia (100%)

Proyecto	Periodo
Programa desafío de cambio climático, agricultura y seguridad alimentaria (CCFAS, por sus siglas en inglés) - 2010	Completado 3 de marzo de 2010 – 31 de diciembre de 2013
Breve descripción	Fondos disponibles
- Canadá apoya el programa de investigación del CGIAR (Consortio del Centro Internacional de Investigación Agrícola) sobre CCAFS.	2009-10: 5,5 millones de dólares desembolsados
- CCAFS es liderado por el Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT) en Colombia.	Para: África (60%), América (10%), Asia (30%).
- Sus actividades incluyen el desarrollo y la evaluación de opciones para adaptarse a un clima cambiante para informar sobre el desarrollo de la agricultura, la política de seguridad alimentaria y las estrategias de inversión de los donantes; y ayudar a los agricultores, los responsables de la formulación de políticas, los investigadores y los donantes a supervisar, evaluar y ajustar sus acciones como respuesta a un clima cambiante.	

Proyecto Instituto Canadiense de Recursos Internacionales y Desarrollo (CIRDI, por sus siglas en inglés)	Periodo En curso 24 de junio de 2013 – 2021
Breve descripción El proyecto creó CIRDI en 2013, que es una coalición de la Universidad de Columbia Británica, la Universidad Simon Fraser y la École Polytechnique de Montréal. - El instituto busca ayudar a los países en desarrollo a fortalecer su gobernanza de los recursos naturales a través de políticas, legislación, desarrollo e implementación de regulaciones, capacitación, asistencia técnica e investigación aplicada. - Algunos de sus proyectos incluyen la transformación de la minería artesanal y de pequeña escala en Ecuador y Colombia.	Fondos disponibles 2019-20: 2.2 millones de dólares (desembolsado) 2018-19: 1.4 millones de dólares (desembolsado) 2017-18: 4.4 millones de dólares (desembolsado) 2016-17: 4.7 millones de dólares (desembolsado) 2015-16: 5 millones de dólares (desembolsado) 2014-15: 2.2 millones de dólares (desembolsado) 2013-14: 2.4 millones de dólares (presupuestado) Para: Para: África (35%), América (35%), Asia (30%).

3. Gobierno del Reino Unido (UK)

El Gobierno del Reino Unido tiene muchos programas innovadores en Colombia, como el Fondo Internacional para el Clima y el Fondo Newton-Caldas.

I. Fondo Internacional para el Clima

Proyecto Fondo Internacional para el Clima (ICF, por sus siglas en inglés)	Periodo En curso 2010-2022
Breve descripción El ICF trabaja en tres áreas programáticas: bosques y prácticas de uso de la tierra; infraestructura sostenible; y asistencia técnica.	Fondos disponibles Fondo total del ICF: 165 millones de dólares
I. Prácticas forestales y de uso de la tierra	
1. <i>Declaración de intenciones conjunta con los gobiernos de Noruega y Alemania:</i> La declaración anunciada en 2015 apoya al Gobierno colombiano para lograr la deforestación cero en la Amazonía colombiana.	
i) <i>Programa Early Movers:</i> Este programa ayuda a prevenir la deforestación a través de la gobernanza forestal; el desarrollo y la planificación sectoriales sostenibles; desarrollo agroambiental; autogobierno ambiental; y el fortalecimiento institucional.	38,7 millones de dólares
ii) <i>Fondo de Biocarbono:</i> Este fondo contribuye a pagos para recompensar las emisiones verificadas para promover la silvicultura sostenible y reducir las emisiones causadas por las actividades agrícolas y forestales en la región del Orinoco.	26 millones de dólares
2. <i>Alianza de Bosques Tropicales 2020 (TFA, en inglés, 2020)</i>	NA 9 millones de dólares
3. <i>Asociación para los Bosques (PAF, en inglés)</i> Lanzado en 2019, el programa cataliza las inversiones de los sectores público y privado, ayudando a la sociedad civil y las comunidades locales a lograr un beneficio compartido de la gestión sostenible del bosque y sus usos.	19.6 millones de dólares 2017-2019
4. <i>Programa de Sistemas Silvo-Pastoriles (Ganadería Sostenible):</i> Este programa apoya a los ganaderos colombianos para que adopten técnicas mixtas de pastoreo agrícola y ganadero para mejorar y convertir los pastos de pastoreo de ganado en ambientes más ricos que ayuden a conservar los bosques existentes, capturar carbono, mejorar la biodiversidad e impulsar la productividad.	40 millones de dólares (inversión prevista)

II. Programa de Infraestructura Sostenible (SIP) El programa busca apoyar a los receptores para movilizar la inversión privada en proyectos de infraestructura con bajas emisiones de carbono; proporcionar asistencia técnica y financiación en condiciones favorables; y alentar al Gobierno a que aumente la capacidad de generación de energía renovable no convencional y el transporte con bajas emisiones de carbono.	Primera ronda de financiación: 6.8 millones de dólares Se financiaron 13 proyectos y 3 acciones de habilidades Segunda ronda de financiación: 9.6 millones de dólares Se financiaron 15 proyectos.
III. Asociación para la transición climática acelerada (UK PACT) UK PACT es el programa insignia de desarrollo de capacidad dentro de la Asociación Reino Unido-Colombia para el Crecimiento Sostenible. - El programa convoca propuestas que apoyen de la mejor manera las prioridades climáticas de Colombia en cinco sectores: finanzas verdes, movilidad sostenible, política climática, energía y bosques y uso de la tierra. - Los proyectos exitosos reciben 686 mil dólares cada uno y trabajarán con beneficiarios gubernamentales con el apoyo de 32 organizaciones líderes y socios de la academia, empresas del sector privado y ONG del Reino Unido, Colombia y otros países del mundo. La lista completa de proyectos se encuentra en el Anexo I.	

II. Fondo Newton-Caldas

Proyecto Fondo Newton-Caldas	Periodo En curso 2014-2021
Breve descripción El fondo tiene como objetivo desarrollar la capacidad de investigación e innovación en el país para su desarrollo económico y bienestar social.	Fondos disponibles Presupuesto: 78,4 millones de dólares (50% Gobierno del Reino Unido y 50% Cofinanciamiento)
1. <i>Colombia Bio:</i> es uno de los proyectos del fondo que busca promover el conocimiento, la conservación, la evaluación, el manejo y el uso sostenible de la biodiversidad de Colombia en un contexto de posconflicto. El programa se centra en tres componentes principales: expediciones científicas sobre biodiversidad; investigación y desarrollo para la toma de decisiones; y la bioinnovación para el desarrollo de productos y servicios de valor añadido.	Fondos disponibles 26.1 millones de dólares

4. Fondo Verde para el Clima

Proyecto Pagos basados en resultados de REDD+ en Colombia para el período 2015-2016	Periodo En curso 21 de julio de 2021 - 21 de julio de 2026
Breve descripción Los resultados de REDD+ de Colombia para 2015-16 mostraron reducciones de emisiones de 5,5. MtCo2eq cuando se presentaron ante el GCF para el pago basado en resultados (RBP, por sus siglas en inglés). Colombia utilizará los ingresos recibidos del RBP para invertir en actividades que apoyen la implementación de su Estrategia Integral de Control a la Deforestación y Gestión de los Bosques (EICDGB). Esto ayudará a: - Fortalecer las capacidades nacionales y locales de monitorear y controlar la deforestación. - Mejorar la gestión sostenible de las zonas forestales y fortalecer la gobernanza territorial de los pueblos indígenas para gestionar y preservar los bosques.	Fondos disponibles 28.2 millones de dólares

Proyecto Ampliación de las prácticas de gestión del agua resistentes al clima para las comunidades vulnerables de La Mojana	Periodo En curso 29 de mayo de 2018 - 29 de mayo de 2026
Breve descripción El proyecto tiene como objetivo mejorar la resiliencia climática de las comunidades vulnerables en la región colombiana de Humedales de La Mojana, a través de la gestión de los recursos hídricos. Esto incluirá: - Gestión sistematizada del conocimiento de los impactos del cambio climático en la gestión del agua. - Infraestructura de recursos hídricos y restauración de ecosistemas. - Sistemas de alerta temprana para la resiliencia climática. - Agroecosistemas resilientes al clima para mejorar los medios de subsistencia rurales.	Fondos disponibles 117,2 millones de dólares (32,8% de financiación del GCF y 67,2% de cofinanciación)

5. Fundación Interamericana

La Fundación Interamericana (IAF, por sus siglas en inglés) lleva otorgadas más de 397 subvenciones por un valor de 59,1 millones de dólares a organizaciones locales en Colombia desde 1972. La IAF apoya una gran cantidad de proyectos que presentan soluciones lideradas por las comunidades para proteger el ambiente, brinda oportunidades económicas para las poblaciones locales, y busca fortalecer una gobernanza natural en Colombia. Algunos de estos proyectos aparecen en la tabla de abajo. Se pueden encontrar más proyectos en el documento de Excel adjunto.

Proyecto Creación y Operación de Emerger - Fondo Socioambiental Colombia	Periodo En curso 2020-2022
Breve descripción Socio beneficiario: Asociación Ambiente y Sociedad (AAS) La AAS está trabajando con fuentes de financiamiento internacionales y nacionales para crear el Fondo Socioambiental Emerger (Fondo Emerger), un fondo social-ambiental inspirado en los principios de la filantropía comunitaria. – Este fondo apoyará las iniciativas planteadas por organizaciones comunitarias y movimientos sociales para avanzar en la gestión sostenible de territorios, de recursos naturales de propiedad común y de medios de subsistencia.	Fondos disponibles Financiación de la subvención de la IAF: 160 mil dólares Compromiso de contraparte: 201 mil dólares

Proyecto Cultivando la paz a través de una agricultura familiar, campesina y comunitaria	Periodo En curso 2020-2022
Breve descripción Socio: Corporación Buen Ambiente (Corambiente) Corambiente apoya a más de 70 organizaciones en los departamentos de Santander y Valle del Cauca para fortalecer la producción, la comercialización y el consumo de alimentos amigables con el medio ambiente. Su objetivo es promover la agricultura y producción de alimentos a pequeña escala, para mejorar la seguridad alimentaria y garantizar oportunidades para que las comunidades prosperen.	Fondos disponibles Financiación de la subvención de la IAF: 143 mil dólares Compromiso de contraparte: 99 mil dólares

Proyecto Educación ambiental y fortalecimiento organizacional para proteger los recursos naturales en la Serranía de Minas (Oporapa, Huila)	Periodo En curso 2019-2021
Breve descripción Socio beneficiario: Cooperativa Multiactiva Agropecuaria Regional San Roque Oporapa (Cooagrosanroque) Cooagrosanroque tiene como objetivo proteger los recursos hídricos vitales para la región con la creación de una conciencia ambiental entre los niños y jóvenes de la Serranía de las Minas; la prestación de asistencia técnica a los agricultores sobre prácticas agrícolas sostenibles; y el fortalecimiento de la capacidad de las organizaciones locales para hacer frente a los problemas ambientales.	Fondos disponibles Financiación de la subvención de la IAF: 53 mil dólares Compromiso de contraparte: 19 mil dólares

Proyecto Un enfoque integrado para lograr ecosistemas sostenibles	Periodo En curso 2019-2021
Breve descripción Socio beneficiario: Fundación Ambiental DapaViva DapaViva busca promover ecosistemas y medios de subsistencia sostenibles en cuatro comunidades de Yumbo, Valle del Cauca. Dentro de sus métodos está buscar la participación de escuelas, ciudadanos, empresas locales, organizaciones comunitarias, y las autoridades municipales de conservación dentro de la conservación de su ambiente a través de educación aplicada, ecoturismo, y mejores sistemas de supervisión.	Fondos disponibles Financiación de la subvención de la IAF: 132 mil dólares Compromiso de contraparte: 137 mil dólares

6. Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

El Banco de Información Petrolera (BIP) es el repositorio oficial de Colombia y recibe, conserva, carga, custodia y administra toda la información técnica de las actividades nacionales de exploración y producción de hidrocarburos. Bajo la administración de la ANH, este es el único repositorio oficial que ofrece estos servicios. Esta información la usan geocientíficos e inversionistas potenciales que llevan a cabo proyectos de investigación e inversión en exploración y producción de hidrocarburos.

El BIP consta de tres unidades operativas:

- (i) **El EPIS (Servicio de Exploración y Producción)**, que gestiona la información digital; presta servicios de suministro a empresas del sector Hidrocarburos para el desarrollo de sus proyectos y estudios regionales; y monitorea los contratos petroleros y la estructuración técnica de las oportunidades de exploración de hidrocarburos.
- (ii) **La Litoteca Nacional** es un centro de almacenamiento para todos los productos y núcleos de perforación desde donde se promueve su estudio sistémico para la exploración y uso sostenible de los recursos hidrocarburíferos y la investigación del proceso geológico natural.
- (iii) **El Fondo de Medios (Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla)** es otro espacio de almacenamiento para todo el material físico (analógico y digital) producido por empresas operarias/ANH que han sido recibidos, catalogados, verificados y subidos al EPIS.

7. Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID, por sus siglas en inglés)

Proyecto Numerosos proyectos	Periodo (A partir de 2019)
Breve descripción USAID financia varios proyectos en Colombia que apoyan programas de asistencia en caso de desastres, derechos de recursos, asistencia humanitaria y producción agrícola.	Fondos disponibles 801 millones de dólares

8. Banco Mundial y Fondo para el Medio Ambiente Mundial

Proyecto Proyecto de Conservación y Sostenibilidad Forestal en el Corazón de la Amazonía Colombiana	Periodo Completado 2015
Breve descripción El Banco Mundial aprobó una donación del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (FMAM), que tiene como objetivo reducir la deforestación y conservar la biodiversidad en casi nueve millones de hectáreas en los departamentos de Caquetá y Guaviare de la Amazonía colombiana. - Este proyecto se centró en la implementación de sistemas de producción agroforestal y la transferencia de conocimientos sobre técnicas de conservación forestal, y benefició a unos 3.500 indígenas de siete reservas indígenas.	Fondos disponibles 10.4 millones de dólares
Proyecto Proyecto de Conservación y Sostenibilidad Forestal en el Corazón de la Amazonía Colombiana	Periodo Completado 2017
Breve descripción Se renovó el fondo del FMAM, y estos nuevos recursos apoyaron la expansión de las áreas protegidas (aproximadamente 1,3 millones de hectáreas) y la consolidación de las 3,4 millones de hectáreas existentes en la Amazonia.	Fondos disponibles 12 millones de dólares
Proyecto Proyecto de Conservación y Sostenibilidad Forestal en el Corazón de la Amazonía Colombiana	Periodo En curso 2021
Breve descripción Además de reducir la deforestación en la Amazonía colombiana, esta nueva subvención ampliará el proyecto actual para mejorar la gobernanza forestal, institucional y comunitaria y promover el uso sostenible de la tierra.	Fondos disponibles 18,4 millones de dólares

Otros socios potenciales

Este estudio documental busca revisar los socios potenciales de desarrollo para Colombia que pueden ofrecer financiación o recursos al gobierno. A continuación se muestran otros socios potenciales de desarrollo que no se mencionan en este informe:

- Corporación Andina de Fomento
- Asociación de Estados del Caribe
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe
- The Nature Conservancy
- Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
- Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF)

Conclusión

Esta revisión documental de los socios potenciales que puede servir como estudio teórico preliminar para los programas de desarrollo a largo plazo en el país.

This image shows a full page of white paper with horizontal grey ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. In the top-left corner, the word "Notes" is written in a dark red, sans-serif font.

