



EQUITABLE
ORIGIN

Suplemento técnico de EO100™

**EO100.1: Producción terrestre de gas natural y
petróleo ligero**

Suplemento técnico del Estándar EO100™

Vigencia

El Suplemento técnico para la producción terrestre de gas natural y petróleo ligero entrará en vigencia el 1 de enero de 2022. El cumplimiento de los requisitos del Suplemento técnico con fines de certificación es obligatorio a partir de 1 de enero de 2023.

Aplicación

Los operadores que soliciten la certificación para la producción terrestre de gas natural y petróleo ligero, los segmentos de recolección y bombeo, y procesamiento del gas se evalúan según el Suplemento técnico del EO100™ para la producción terrestre de gas natural y petróleo ligero, y el Estándar EO100™ para el desarrollo energético responsable de carácter general.

Aviso de responsabilidad legal y marca registrada

El Estándar EO100™ y todos los suplementos técnicos respaldatorios están protegidos por la ley de derechos de autor, incluida la Ley de Derechos de Autor de los Estados Unidos, la cual establece una indemnización sustancial por la copia, la adaptación o la distribución no autorizadas de una obra de autor. Está prohibido copiar, editar, modificar, transformar, adaptar, publicar, republicar, cargar, distribuir, redistribuir, transmitir, difundir, traducir o publicar una entrada del Estándar EO100™ o autorizar a un tercero a realizar estas acciones.

Se permite utilizar el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos únicamente con fines informativos y de uso comercial interno. Está prohibido utilizar el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos para prestar servicios a terceros, a través de una agencia de servicios o de cualquier otra forma. Equitable Origin podrá revocar su permiso para usar el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos en cualquier momento y, en caso de hacerlo, usted deberá dejar de utilizar el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos de forma inmediata, devolver toda copia del Estándar y los suplementos técnicos que tenga en su poder y destruir todas las copias electrónicas en sus archivos y registros. El uso del Estándar EO100™ y los suplementos técnicos para cualquier otro fin está expresamente prohibido por la ley.

Equitable Origin podría tener patentes, solicitudes de patentes, marcas registradas, derechos de autor u otros derechos de propiedad intelectual que cubran los contenidos del Estándar EO100™ y los suplementos técnicos. Equitable Origin y sus licenciatarios conservan todo derecho, título e interés con relación a tales derechos de propiedad intelectual. Salvo disposición en contrario en nuestro sitio web (www.equitableorigin.org) o en un acuerdo por escrito entre usted y Equitable Origin, el suministro del Estándar EO100™ y los suplementos técnicos no le otorga ningún tipo de licencia, expresa o implícita, de tales patentes, solicitudes de patente, marcas registradas, derechos de autor u otra propiedad intelectual de Equitable Origin. Sin embargo, le concedemos a su organización una “licencia empresarial” no transferible y no exclusiva para realizar y distribuir copias del Estándar EO100™ y los suplementos técnicos entre otros empleados dentro de su organización. Se deben conservar todos los avisos sobre los derechos de autor y otros avisos sobre la propiedad en tales copias. Está prohibido asignarle o transferirle a un tercero su derecho a utilizar el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos. Toda asignación no permitida u otro tipo de transferencia de su derecho a utilizar el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos será nula.

Su incumplimiento o su amenaza de incumplimiento a los términos que rigen el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos provocaría daños irreparables y, en el caso de tal incumplimiento o amenaza de incumplimiento, Equitable Origin tendrá, además de las compensaciones establecidas por la ley, el derecho a presentar medidas cautelares, solicitar el cumplimiento específico y cualquier otro tipo de compensación equitativa que Equitable Origin pueda utilizar para prevenir el incumplimiento de sus obligaciones aquí establecidas sin la necesidad de probar daños reales ni de depositar una fianza u otra garantía. Equitable Origin tiene derecho a solicitar y obtener una indemnización pecuniaria, además de la compensación equitativa.

A pesar de que Equitable Origin ha hecho todo lo posible por garantizar que toda la información contenida en el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos refleje con precisión nuestro proceso de certificación actual, el Estándar EO100™ y los suplementos técnicos no ofrecen garantías de ningún tipo, expresas o implícitas, incluidas entre otras, las garantías implícitas de comerciabilidad, de aptitud para un propósito particular o de no violación. Sin perjuicio de lo anterior, Equitable Origin no garantiza que el Estándar EO100™ o los suplementos técnicos estén completos, ni que cumplirán con sus requisitos. Equitable Origin no será responsable de ningún daño o lesión, incluidos entre otros, los daños especiales, indirectos, fortuitos o emergentes, producidos a causa del uso del Estándar EO100™ y los suplementos técnicos por parte de usted, incluso si se ha advertido a un representante autorizado de Equitable Origin sobre la posibilidad de tales daños.

El idioma oficial del Estándar EO100™ es el inglés. Equitable Origin ha hecho todo lo posible por garantizar la coherencia de la traducción; sin embargo, en caso de inconsistencias entre ambas versiones, prevalecerá la versión en el idioma oficial.

© 2021 Equitable Origin Inc. Todos los derechos reservados.

PRÓLOGO

La misión de Equitable Origin (EO) es colaborar con empresas, comunidades y gobiernos para apoyar el desarrollo transparente, sostenible y equitativo de la energía a través de un sistema de certificación independiente, negociado con las partes interesadas e impulsado por el mercado, que distinga y recompense a los operadores por su excelente desempeño social, ambiental y de seguridad.

En 2015, se publicaron dos apéndices técnicos: El Apéndice técnico de petróleo de esquito y gas del EO100™ y el Apéndice técnico de petróleo y gas terrestre del EO100™. Luego de un ciclo de revisión estándar de cinco años, en 2021 nos comprometimos a revisar los dos apéndices técnicos. En esta revisión, se combinaron los dos apéndices técnicos y se renombraron de la siguiente manera:

Suplemento técnico del EO100™: Producción terrestre de gas natural y petróleo ligero

La razón para cambiar el nombre y combinar los apéndices técnicos fue aclarar la aplicabilidad del Suplemento técnico para las operaciones de gas natural y petróleo ligero, lo cual incluye las operaciones convencionales, de petróleo compacto y de esquito.

Desde la publicación del Apéndice técnico, se han realizado cuatro certificaciones para sitios de productores de gas natural en Canadá y dos certificaciones en los Estados Unidos. Gracias a la amplia participación y al involucramiento de las partes interesadas, se han obtenido aprendizajes en los últimos dos años, y cierta cantidad de áreas identificadas para realizar mejoras se incorporaron como metas de desempeño revisadas o adicionales en el Suplemento técnico. Los objetivos de la revisión han sido garantizar que las metas de desempeño cumplan con lo siguiente:

- se mantengan actualizadas con las mejores prácticas recomendadas que evolucionan con el tiempo y son aplicables a nivel mundial;
- sean claras y los métodos que demuestren el cumplimiento sean lo más cuantitativos y transparentes posibles;
- fomenten la mejora continua para lograr el mayor nivel de desempeño a lo largo del tiempo al mostrar progreso del nivel 1 al 2 y al 3;
- estén en línea con otros marcos mundiales de generación de informes de sostenibilidad, como SASB, GRI, TCFD y CDP, y
- animen a ir más allá de las normativas locales.

Los suplementos técnicos del Estándar EO100™ para el desarrollo energético responsable sirven para añadir metas de desempeño específicas en virtud de los siguientes cinco principios del Estándar para los productores de petróleo y gas que solicitan la certificación de EO100™:

- Principio 1: Gobernanza corporativa, transparencia y ética empresarial
- Principio 2: Derechos humanos, impacto social y desarrollo comunitario
- Principio 3: Derechos de los pueblos indígenas
- Principio 4: Condiciones laborales justas
- Principio 5: Cambio climático, biodiversidad y ambiente

Las metas de desempeño en el documento reflejan las expectativas de múltiples partes interesadas con respecto a la gestión y mitigación del impacto social y ambiental asociado con el desarrollo de los recursos de petróleo y gas.

Contenidos

PRÓLOGO	1
Contenidos	3
Tablas	4
GLOSARIO	5
1.0 ALCANCE	1
2.0 RESUMEN DE LOS PRINCIPIOS Y OBJETIVOS DEL EO100™	1
3.0 PRINCIPIO 1: GOBERNANZA CORPORATIVA, TRANSPARENCIA Y ÉTICA EMPRESARIAL	1
3.1 Objetivo 1.4: Sistemas de gestión.....	1
3.2 Objetivo 1.6: Transparencia y divulgación.....	1
4.0 PRINCIPIO 2: DERECHOS HUMANOS, IMPACTO SOCIAL Y DESARROLLO COMUNITARIO	4
4.2 Objetivo 2.7: Salud y seguridad comunitarias.....	4
4.3 Objetivo 2.8: Inversión sostenible en la comunidad.....	6
4.4 Objetivo 2.10: Mecanismo de reclamaciones	6
5.0 PRINCIPIO 3: DERECHOS DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS	7
5.1 Objetivo 3.1: Consentimiento libre, previo e informado (CLPI).....	7
6.0 PRINCIPIO 4: CONDICIONES LABORALES JUSTAS	7
6.1 Objetivo 4.9: Salud y seguridad ocupacional	7
6.2 Objetivo 4.10: Planificación de la preparación y respuesta ante emergencias	10
7.0 PRINCIPIO 5: CAMBIO CLIMÁTICO, BIODIVERSIDAD Y AMBIENTE	10
7.1 Objetivo 5.2: Planificación de la preparación y respuesta ante emergencias	10
7.2 Objetivo 5.5: Remediación de pasivos ambientales	13
7.3 Objetivo 5.7: Emisiones de gases de efecto invernadero	16
7.4 Objetivo 5.10: Aire	20
7.5 Objetivo 5.11: Agua.....	23
7.6 Objetivo 5.12: Tierra	28
7.7 Objetivo 5.15: Gestión de químicos.....	31
8.0 REFERENCIAS NORMATIVAS Y RESPALDATORIAS	34
9.0 SEGUIMIENTO DE LAS VERSIONES	35

Tablas

Tabla 1: Resumen de los principios y objetivos del EO100™.....	1
Tabla 2: Metas de desempeño del Objetivo 1.4	1
Tabla 3: Metas de desempeño del Objetivo 1.6	2
Tabla 4: Metas de desempeño del Objetivo 2.2	4
Tabla 5: Metas de desempeño del Objetivo 2.7	5
Tabla 6: Metas de desempeño del Objetivo 2.8	6
Tabla 7: Metas de desempeño del Objetivo 2.10	6
Tabla 8: Metas de desempeño del Objetivo 3.1	7
Tabla 9: Metas de desempeño del Objetivo 4.9	8
Tabla 10: Metas de desempeño del Objetivo 4.10	10
Tabla 11: Metas de desempeño del Objetivo 5.2	11
Tabla 12: Metas de desempeño del Objetivo 5.5	14
Tabla 13: Metas de desempeño del Objetivo 5.7	17
Tabla 14: Metas de desempeño del Objetivo 5.10	21
Tabla 15: Metas de desempeño del Objetivo 5.11	24
Tabla 16: Metas de desempeño del Objetivo 5.12	29
Tabla 17: Metas de desempeño del Objetivo 5.15	32

GLOSARIO

Abandono: el proceso de sellar un pozo de forma permanente y ponerlo fuera de servicio.

Acuerdo de París: se refiere al Acuerdo de París de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.

ASG: ambiental, social y gobernanza.

Biodegradabilidad: se refiere al uso de químicos que se biodegradan naturalmente y que no son perjudiciales para el suelo o el agua.

BOE: barril de petróleo equivalente. Mediante el uso de factores de conversión basados en el contenido energético y la densidad de diferentes flujos de producción, el gas natural, los líquidos de gas natural, el gas condensado y el petróleo se pueden añadir y convertirse a un volumen de petróleo equivalente.

BTEX: la combinación de los siguientes compuestos aromáticos: benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos.

CLPI: consentimiento libre, previo e informado.

Controlador de relación aire/combustible: el controlador de relación aire/combustible que se utiliza para el control preciso de motores a fin de evitar las emisiones de deslizamiento de metano y trabajar conjuntamente con un control catalítico preciso de las emisiones.

Controles de motores de NIVEL 4: se refiere a la norma sobre motores de carretera de NIVEL 4 de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos. Según el modelo y la clasificación de potencia del motor, los límites de emisiones que se deben cumplir para vehículos pesados en carretera son, como mínimo, los siguientes: NMHC < 0,14 g/bhp-h, NO_x < 0,2 g/bhp-h y PM_{2.5} < 0,01 g/bhp-h a partir del modelo 2007.

COV: compuestos orgánicos volátiles.

EOR: recuperación mejorada de petróleo. Mediante el uso de métodos de inyección en los pozos de petróleo para aumentar y estimular la producción de petróleo.

EPZ: zonas de planificación de emergencia. Aquellas zonas en las que la notificación y la evacuación podrían

ERP: planes de respuesta ante emergencias. Planes de seguridad a los que se recurre en caso de emergencia.

Estrés hídrico de referencia alto: categorizado como alto (40-80 %) por parte del Water Risk Atlas [Atlas de riesgo hídrico] del WRI. El estrés hídrico de referencia se calcula como la proporción de

extracción total de agua en relación con los suministros renovables disponibles de agua superficial o subterránea.

Estrés hídrico de referencia extremadamente alto: categorizado como extremadamente alto (>80 %) por parte del Water Risk Atlas [Atlas de riesgo hídrico] del WRI. El estrés hídrico de referencia se calcula como la proporción de extracción total de agua en relación con los suministros renovables disponibles de agua superficial o subterránea.

Excedentes: en este documento, se refiere a los casos en los que se superan los objetivos o los estándares de calidad del aire ambiental.

Gas asociado: el gas producido en un pozo que produce principalmente petróleo.

GEI: emisiones de gases de efecto invernadero, que incluyen, entre otros, CO₂, CH₄, N₂O.

H₂S: sulfuro de hidrógeno.

Instalación: se refiere a un pozo, una plataforma de pozo, una estación de compresión, una planta de procesamiento de gas, una batería, una instalación de almacenamiento, una instalación de almacenamiento o de tratamiento de agua. En una unidad certificada o certificable, se incluyen varias instalaciones.

Intensidad de los gases de efecto invernadero: cantidad de gases de efecto invernadero por volumen producido.

LDAR: detección y reparación de fugas.

mcf: mil pies cúbicos.

mmcf: millones de pies cúbicos.

NO_x: óxidos de nitrógeno.

NSCR: reducción catalítica no selectiva.

Petróleo ligero: el petróleo que posee una densidad menor a 876 kg/m³ y que se produce por métodos convencionales, de recuperación mejorada de petróleo o fracturación hidráulica.

Propiedades de bioacumulación: se refiere a las sustancias químicas que, debido a su persistencia y capacidad de bioacumulación, una vez que los niveles de exposición son suficientes para causar efectos adversos en humanos, animales domésticos o vida silvestre, su impacto no se revierte con facilidad.

Quema: la combustión de gas desde una chimenea de antorcha.

Recuperación: el proceso de retrotraer el área de un proyecto al estado en que se encontraba originalmente antes de que se realizara el desarrollo en el terreno.

Reflujo: la fase inicial de la producción de pozos donde la arena, el gas, el petróleo y el agua comienzan a fluir.

Remediación: el proceso de limpieza de un sitio contaminado.

SCR: reducción catalítica selectiva.

SDS: hoja de datos de seguridad.

Sismicidad inducida: eventos sísmicos que se producen debido a la perforación de pozos o la fracturación hidráulica.

SO_x: óxidos de azufre.

Suspensión: el proceso de poner un pozo fuera de servicio de forma temporal. Luego de la suspensión, se puede abandonar el pozo o volver a ponerlo en servicio en el futuro.

Toxicidad: se refiere al uso de químicos que suponen un riesgo para los seres humanos y animales cuando están en contacto con ellos.

TRIR: tasa total de incidentes registrables.

Unidad certificable: el alcance del área de evaluación, que comprende todas las instalaciones ubicadas dentro del área geográfica predeterminada. Las instalaciones incluyen plataformas de pozos, estaciones de compresión, plantas de procesamiento de gas, baterías, instalaciones de tratamiento/almacenamiento de agua y operaciones activas e inactivas. En ocasiones, se utiliza indistintamente con "sitio".

Unidad certificada: luego de que la unidad certificable logra la certificación de EO100™, se denomina "unidad certificada". En ocasiones, se utiliza indistintamente con "sitio".

VRU: unidad de recuperación de vapor.

ZRF: quema rutinaria cero.

1.0 ALCANCE

El presente Suplemento técnico se aplica a las operaciones convencionales y no convencionales de gas natural y petróleo ligero. Antes de 2006, las operaciones convencionales de petróleo y gas eran las principales operaciones en Norteamérica. Con los avances de la fracturación hidráulica a comienzos del 2000, la mayor parte de la exploración nueva y la producción son ahora de fuentes no convencionales y pozos de perforación horizontal. La extracción no convencional de petróleo y gas utiliza tecnología conocida normalmente como “fracturación hidráulica” como parte del proceso de desarrollo del pozo. Las operaciones de fracturación hidráulica representan riesgos e impactos únicos para las comunidades y el ambiente, como mayor estrés en los suministros de agua, contaminación de los suministros de agua, impacto adverso de la sismicidad inducida, impacto adverso debido a la eliminación en los pozos de inyección y el problema de los contaminantes atmosféricos, así como los gases de efecto invernadero.

Otros métodos para extraer fuentes no convencionales de petróleo y gas se encuentran por fuera del alcance actual del Estándar EO100™, lo que incluye la minería a cielo abierto, la minería a tajo abierto, la minería subterránea o la extracción de hidrocarburos en el sitio a partir de arenas bituminosas o esquistos bituminosos.

Se espera que los operadores implementen el Estándar EO100™ en su totalidad y se remitan a este Suplemento técnico para garantizar que, para las siguientes metas de desempeño ambiental, social y de gobernanza (ASG), las unidades certificables cumplan con el objetivo de aplicar las metas de desempeño a las operaciones de petróleo y gas.

2.0 RESUMEN DE LOS PRINCIPIOS Y OBJETIVOS DEL EO100™

La Tabla 1 resume los cinco principios descritos en el Estándar y los objetivos de cada principio. En este Suplemento técnico, no se agregan metas de desempeño en cada objetivo establecido en el Estándar, sino solamente en aquellos que poseen requisitos específicos para las operaciones de petróleo y gas. Estos objetivos con metas de desempeño adicionales presentadas en el presente Suplemento técnico están resaltados en naranja oscuro, en la Tabla 1.

Tabla 1: Resumen de los principios y objetivos del EO100™

Principio 1: Gobernanza corporativa, transparencia y ética empresarial	Principio 2: Derechos humanos, impacto social y desarrollo comunitario	Principio 3: Derechos de los pueblos indígenas	Principio 4: Condiciones laborales justas	Principio 5: Cambio climático, biodiversidad y ambiente
1.1 Cumplimiento legal	2.1 Derechos humanos	3.1 Consentimiento libre, previo e informado (CLPI)	4.1 Condiciones laborales	5.1 Gestión ambiental y mitigación
1.2 Divulgación financiera	2.2 Consultas justas, de participación inclusiva y de buena fe	3.2 Compromiso y participación	4.2 Trabajo infantil	5.2 Planificación de la preparación y respuesta ante emergencias
1.3 Soborno, corrupción, lavado de dinero y financiamiento del terrorismo	2.3 Derechos humanos y personal de seguridad	3.3 Impacto cultural	4.3 Trabajo forzoso	5.3 Eficiencia energética
1.4 Sistemas de gestión	2.4 Derechos sobre la tierra	3.4 Uso de recursos naturales tradicionales	4.4 Libertad de asociación y negociación colectiva	5.4 Producción y gestión de desechos
1.5 Contratistas	2.5 Reasentamiento	3.5 Inteligencia y conocimiento tradicional	4.5 Igualdad de oportunidades y de trato	5.5 Remediación de pasivos ambientales
1.6 Transparencia y divulgación	2.6 Asentamientos no controlados	3.6 Aislamiento voluntario	4.6 Horas de trabajo y licencias	5.6 Cierre y restauración
	2.7 Salud y seguridad comunitaria		4.7 Remuneración	5.7 Emisiones de gases de efecto invernadero
	2.8 Inversión sostenible en la comunidad		4.8 Reclamaciones en el lugar de trabajo	5.8 Destrucción de la capa de ozono
	2.9 Patrimonio cultural		4.9 Salud y seguridad ocupacional	5.9 Biodiversidad y ecología
	2.10 Mecanismo de reclamaciones		4.10 Planificación de la preparación y respuesta ante emergencias en el lugar de trabajo	5.10 Aire
				5.11 Agua
				5.12 Tierra
				5.13 Restauración de la tierra
				5.14 Impacto visual y ambiental
				5.15 Gestión de químicos

3.0 PRINCIPIO 1: GOBERNANZA CORPORATIVA, TRANSPARENCIA Y ÉTICA EMPRESARIAL

3.1 Objetivo 1.4: Sistemas de gestión

La meta de este objetivo es garantizar que el operador implemente sistemas efectivos de gestión ambiental y social, incluida la identificación de riesgos, evaluación, gestión de impacto y mitigación, y el monitoreo y la evaluación del impacto en cada etapa del ciclo de vida del proyecto. La Tabla 2 contiene una meta de desempeño adicional para las operaciones de petróleo y gas que cubre las distancias mínimas de separación.

Tabla 2: Metas de desempeño del Objetivo 1.4

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.1.4.1: Cuando las operaciones invadan los entornos urbanos y suburbanos, el operador deberá involucrar y consultar a las comunidades afectadas con respecto a la distancia mínima apropiada (es decir, la distancia entre las áreas de uso de tierras residenciales, comerciales o posiblemente sensibles y las zonas de pozos) en aquellos casos cuando no esté alineada con las expectativas de las partes interesadas o no existan.	-	-

3.2 Objetivo 1.6: Transparencia y divulgación

Las metas del Objetivo 1.6 son garantizar que el operador les brinde a las partes interesadas acceso libre y razonable a la información sobre las políticas sociales y ambientales, las actividades y el desempeño del operador. En la última revisión, se amplió esta sección para incluir metas de desempeño relacionadas con las políticas empresariales de GEI de una empresa y garantizar que estén alineadas con el Acuerdo de París de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. La Tabla 3 enumera las metas de desempeño adicionales de este objetivo.

Tabla 3: Metas de desempeño del Objetivo 1.6

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
-	101.1.6.4: El operador les proporciona a las comunidades afectadas información actualizada con respecto a las incertidumbres y los riesgos en curso del desarrollo del petróleo y el gas, incluida documentación cuantitativa de las incertidumbres, según sea apropiado y factible (por ejemplo, las probabilidades cuantificadas de riesgos para el agua u otros recursos y la caracterización de las consecuencias resultantes).	-
101.1.6.1: El operador revela la cantidad de multas administrativas y no administrativas emitidas y la cantidad de sanciones (“Avisos de violación”) por la violación de leyes y regulaciones ambientales.	-	-
101.1.6.2: El operador deberá revelar sus puestos de cabildeo climático e informar de qué manera sus metas y actividades directas de cabildeo cumplen con el Acuerdo de París.	101.1.6.5: El operador divulga todas sus membresías en asociaciones comerciales y tiene un compromiso de política para garantizar que sus actividades de cabildeo estén en línea con el Acuerdo de París.	101.1.6.7: El operador publica una revisión de sus actividades de cabildeo y sus puestos en las asociaciones comerciales en las que es miembro para garantizar que estén en línea con el Acuerdo de París. Si la revisión de las actividades de cabildeo en la asociación comercial muestra una falta de alineamiento con las metas del Acuerdo de París, el operador informa las acciones que ha implementado en consecuencia, incluido retirarse de la asociación.
101.1.6.3: El operador fija metas corporativas de reducción de la intensidad de GEI (a corto, mediano y largo plazo) de acuerdo con los requisitos del Grupo de Trabajo sobre Divulgación de Información	101.1.6.6: El operador demuestra que está avanzando hacia el cumplimiento de las metas establecidas en la MD1 y que está en camino para	101.1.6.8: El operador ha logrado las emisiones netas cero en sus operaciones corporativas.

Financiera relacionada con el Clima (TCFD, por sus siglas en inglés) con planes para alinearse con los requisitos para cumplir con el Acuerdo de París, el cual incluye una estrategia para lograr emisiones netas cero para 2050 o antes.	cumplir o superar su ambición corporativa.	
--	--	--

4.0 PRINCIPIO 2: DERECHOS HUMANOS, IMPACTO SOCIAL Y DESARROLLO COMUNITARIO

4.1 Objetivo 2.2: Consultas justas, de participación inclusiva y de buena fe

La meta de este objetivo es garantizar que el operador identifique a todas las partes interesadas afectadas por el proyecto y se comprometa con ellas de forma honesta, frecuente y colaborativa mediante un proceso de consultas justas, representativas y no discriminatorias. El operador permite que las partes interesadas realicen un aporte significativo a las decisiones, las prácticas y el desempeño relacionados con el proyecto antes y durante el ciclo de vida de este.

Tabla 4: Metas de desempeño del Objetivo 2.2

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.2.2.1: El operador desarrolla una consulta significativa que involucre a la comunidad sobre los riesgos e impactos del proyecto, que permita la amplia participación de las comunidades locales.	-	-

4.2 Objetivo 2.7: Salud y seguridad comunitarias

La meta de este objetivo es garantizar que el operador promueva la salud comunitaria, entre otros, monitoreando los indicadores de salud comunitaria, comunicando los riesgos y gestionando los incidentes con rapidez y eficiencia para evitar o minimizar el riesgo de la exposición de la comunidad a amenazas de salud y seguridad, y el riesgo del impacto en los servicios del ecosistema. La Tabla 5 resume las metas de desempeño adicionales aplicables a las operaciones de petróleo y gas.

Tabla 5: Metas de desempeño del Objetivo 2.7

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.2.7.1: Cuando las operaciones invadan los entornos urbanos y suburbanos, el operador involucra y consulta a las comunidades afectadas con respecto a la distancia mínima de separación apropiada (es decir, la distancia entre las áreas de uso de tierras residenciales, comerciales o posiblemente sensibles y las zonas de pozos) o con relación a las medidas de control y salvaguardias adicionales que se podrían implementar cuando la regulación no esté alineada con las expectativas de las partes interesadas o cuando no exista, según sea pertinente y factible.	101.2.7.3: El operador utiliza un enfoque basado en los riesgos para determinar y aplicar de forma consistente la distancia mínima de separación desde los edificios ocupados, como las casas, las escuelas, las iglesias, los establecimientos comerciales y otras áreas de uso de tierras posiblemente sensibles; y asuntos relativos a las partes interesadas de la comunidad local durante el proceso de emplazamiento. Dentro de la unidad certificable, diferentes áreas, como fosas de aguas residuales, planes de tratamiento de aguas residuales, pozos, pueden requerir distancias mínimas de separación específicas.	-
101.2.7.2: El operador reúne y utiliza información sobre el uso de las carreteras comunitarias para evitar afectar la salud de los miembros de la comunidad local, como por ejemplo, garantizando prácticas de conducción seguras, minimizando el uso de las carreteras durante horas pico y tomando precauciones especiales cerca de las escuelas (ver también 1.4 Sistemas de gestión: impacto secundario y acumulativo).	101.2.7.4: El operador ajusta los cronogramas de las actividades para prevenir o reducir la congestión del tránsito y mantener un registro de accidentes viales asociados.	-
-	101.2.7.5: El operador evalúa el daño causado a la carretera debido a sus operaciones y compensa o repara todo impacto negativo.	-

4.3 Objetivo 2.8: Inversión sostenible en la comunidad

La meta de este objetivo es garantizar que el operador apoye el desarrollo de las comunidades donde se realizan las operaciones mediante iniciativas lideradas por estas comunidades, que promuevan mejoras sostenibles en la calidad de vida de las comunidades afectadas. La Tabla 6 resume la meta de desempeño adicional 2 aplicable a las operaciones de petróleo y gas.

Tabla 6: Metas de desempeño del Objetivo 2.8

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
-	101.2.8.1: El operador fija metas para la creación de empleos locales y los registra. El operador comunica la cantidad prevista de empleos creados e informa la cantidad real de empleos creados a lo largo del desarrollo del proyecto.	-

4.4 Objetivo 2.10: Mecanismo de reclamaciones

La meta de este objetivo es garantizar que el operador establezca un mecanismo de reclamaciones en el marco del proyecto, que sea accesible, transparente, adecuado a la cultura, confiable e inclusivo para los individuos y las comunidades que podrían verse afectados por las actividades de desarrollo.

Tabla 7: Metas de desempeño del Objetivo 2.10

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.2.10.1: El operador identifica las preocupaciones de la comunidad sobre el impacto y responde a ellas. Estas preocupaciones se analizan, y se preparan, presupuestan, implementan y monitorean respuestas adecuadas. El operador conserva estadísticas sobre las preocupaciones de las comunidades locales y las informa a la administración superior y a la comunidad local.	-	-

5.0 PRINCIPIO 3: DERECHOS DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS

5.1 Objetivo 3.1: Consentimiento libre, previo e informado (CLPI)

La meta de este objetivo es garantizar que el operador obtenga el CLPI de las comunidades afectadas de los pueblos indígenas cuando las actividades del proyecto puedan afectar los derechos de los pueblos indígenas, según lo establecido en la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas, en el Convenio 169 de la OIT sobre pueblos indígenas y tribales, y en la Constitución del país de operación.

Tabla 8: Metas de desempeño del Objetivo 3.1

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.3.1.1: El operador obtiene el consentimiento libre, previo e informado (CLPI) para la eliminación o el almacenamiento a largo plazo de materiales peligrosos en las tierras o los territorios tradicionalmente ocupados, utilizados o adquiridos de otra forma por parte de los pueblos indígenas.	-	-
101.3.1.2: El operador obtiene el CLPI para transportar, transferir o inyectar aguas residuales, reflujos o agua de producción, u otros productos secundarios dentro de las tierras, los territorios o los recursos indígenas, o en áreas desde las cuales los químicos en las aguas residuales podrían migrar hacia las tierras, los territorios o los recursos indígenas.	-	-
101.3.1.3: El operador obtiene el CLPI para extraer agua para las actividades operativas cuando el agua provenga de fuentes ubicadas dentro de las tierras, los territorios o los recursos indígenas, o de los cuerpos de agua de los cuales dependen estas fuentes.	-	-

6.0 PRINCIPIO 4: CONDICIONES LABORALES JUSTAS

6.1 Objetivo 4.9: Salud y seguridad ocupacional

Las metas del Objetivo 4.9 son garantizar que el operador respete el derecho a la salud al proporcionar condiciones de trabajo seguras y saludables para los trabajadores empleados directa e indirectamente. La Tabla 9 resume las metas de desempeño adicionales aplicables a las operaciones de petróleo y gas.

Tabla 9: Metas de desempeño del Objetivo 4.9

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.4.9.1: El operador lleva a cabo la diligencia debida al contratar contratistas con relación a los asuntos de salud y seguridad; garantiza que los contratistas cumplan con las políticas de salud y seguridad del operador, y evalúa el desempeño en salud y seguridad de los contratistas. Los contratistas deben cumplir con los niveles de capacitación y seguridad pertinentes que se requieren para los empleados.	101.4.9.6: El operador supervisa con regularidad la salud de los trabajadores, en especial, cuando los empleados están expuestos a sustancias químicas peligrosas, materiales radiactivos de origen natural provenientes del agua de refluj o del agua de producción, o hidrocarburos. El monitoreo de la salud del trabajador incluye, entre otros, lo siguiente: · La silicosis, las enfermedades respiratorias y dérmicas asociadas a la exposición a hidrocarburos. · Los síntomas de las vías respiratorias superiores, neurológicos, gastrointestinales y dermatológicos asociados con la exposición a hidrocarburos y la exposición a químicos utilizados en la fracturación hidráulica.	-
101.4.9.2: El operador minimiza el riesgo de accidentes viales al garantizar que todos los empleados y contratistas reciban capacitación integral para los trabajadores sobre seguridad vial, incluida la conducción de vehículos pesados en áreas residenciales o comerciales.	-	-
101.4.9.3: El operador garantiza la implementación de etiquetado de químicos, capacitación, equipo de protección personal (EPP), contenedores secundarios y procedimientos de monitoreo para gestionar de forma segura la manipulación, el almacenamiento	-	-

y la eliminación de químicos.		
101.4.9.4: El operador realiza evaluaciones de riesgos peligrosos, como el riesgo de explosión, y desarrolla planes de gestión de riesgos para mitigar los incidentes.	101.4.9.7: Todo impacto sobre la salud transmitido por el aire o el agua que se identifique debe activar evaluaciones de impacto adicionales para las poblaciones cercanas en las comunidades posiblemente afectadas.	
101.4.9.5: El operador facilita un debate sobre los sistemas de gestión utilizados para integrar una cultura de seguridad en todas las operaciones dentro de la unidad certificable, incluida la capacitación brindada a los empleados y contratistas, y la periodicidad de las inspecciones de seguridad.	101.4.9.8: El operador divulga (1) la tasa total de incidentes registrables (TRIR, por sus siglas en inglés), incluida la cantidad de muertes que ocurrieron dentro de la unidad certificable durante el último año, dos años y tres años previos a la evaluación. La tasa de incidentes comprende todo incidente registrable que ocurra, incluidos aquellos que involucren a contratistas o a empleados eventuales. Las estadísticas y lo aprendido se comparten dentro de la corporación con otras unidades comerciales.	101.4.9.9: El operador facilita un debate de lo que se ha aprendido de los incidentes o de los cuasiaccidentes a lo largo de los tres años previos a la evaluación. Se comparte el debate con las asociaciones comerciales, las operaciones entre pares o se divulga públicamente, y con el tiempo, las buenas prácticas demuestran una evolución.

6.2 Objetivo 4.10: Planificación de la preparación y respuesta ante emergencias

La meta de este objetivo es garantizar que el operador posea la capacidad de responder a emergencias e incidentes operativos priorizando la salud y seguridad de los trabajadores.

Tabla 10: Metas de desempeño del Objetivo 4.10

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.4.10.1: El operador ofrece capacitación adecuada para los trabajadores en el sitio en caso de exposición a peligros y paga el equipo de emergencias correspondiente. El operador garantiza que el equipo de protección de emergencias sea accesible y esté disponible para su uso inmediato.	-	-

7.0 PRINCIPIO 5: CAMBIO CLIMÁTICO, BIODIVERSIDAD Y AMBIENTE

7.1 Objetivo 5.2: Planificación de la preparación y respuesta ante emergencias

La meta del Objetivo 5.2 es garantizar que el operador se prepare, comunique y demuestre su capacidad para responder a incidentes ambientales, emisiones y emergencias. El enfoque está, especialmente, en garantizar que la empresa promueva una cultura de seguridad al aprender de los incidentes y mejorar las prácticas como resultado de un incidente.

Tabla 11: Metas de desempeño del Objetivo 5.2

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.5.2.1: El operador ha desarrollado/adoptado e implementado especificaciones de ingeniería, prácticas de construcción, procedimientos operativos, planes de contingencia, equipo adecuado y puntos de control permanentes para minimizar el riesgo de derrames y evaluar los planes de contingencia, por lo menos, una vez al año. El operador posee procedimientos para responder a derrames y emisiones, lo cual incluye expertos locales y especialistas que estén técnicamente calificados para responder a emergencias de forma oportuna.	-	-
101.5.2.2: El operador deberá revelar el volumen y la cantidad de derrames de hidrocarburos por encima de un umbral de 1 barril (guía de derrames de IPIECA) y todos los derrames químicos al suelo y al agua que ocurren cada año en el medio ambiente por fuera de la contención primaria y secundaria.	-	-
101.5.2.3: El operador demuestra que las causas fundamentales y los factores que contribuyen a los derrames se han investigado exhaustivamente.	101.5.2.5: Se han adoptado medidas correctivas y se han incorporado aprendizajes de los incidentes en los protocolos operativos para evitar futuros derrames.	101.5.2.6: Se ponen a disposición del público los informes de investigación sobre derrames, así como los planes de medidas correctivas.
101.5.2.4: El operador garantiza que se restrinja el acceso público a una instalación donde se produce la quema. El operador desarrolla planes de respuesta ante emergencias (ERP, por sus siglas en inglés) y predetermina las zonas de	-	-



<p>planificación de emergencia (EPZ, por sus siglas en inglés) en donde se alerta a un residente, una empresa o una escuela que se ubiquen dentro de las EPZ durante las situaciones de quema de emergencia y durante aquellos períodos en que se prevé que la quema no rutinaria superará las ocho horas de duración.</p>		
--	--	--

7.2 **Objetivo 5.5: Remediación de pasivos ambientales**

La meta del Objetivo 5.5 es garantizar el tratamiento adecuado de los pozos y las instalaciones en la etapa final, así como garantizar que la liquidación del inventario obsoleto no sea una práctica común al asegurarse de que el comprador posea fondos para abandonar, reparar y recuperar los sitios.

Tabla 12: Metas de desempeño del Objetivo 5.5

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.5.5.1: Dentro de la unidad certificable, el operador divulga una lista de los campos o las instalaciones activas con planes de desmantelamiento, los campos y las instalaciones que han sido desmanteladas, y aquellos campos e instalaciones en proceso de desmantelamiento.	-	-
101.5.5.2: El operador revela el importe total de las disposiciones financieras realizadas por la organización para el desmantelamiento y el cierre, así como el monitoreo posterior al desmantelamiento y cierre, y el cuidado posterior para sus campos e instalaciones.	101.5.5.5: El operador realiza un análisis de riesgos de los pasivos para priorizar el cierre y la remediación. Los factores que deberían considerarse son la edad, la presencia de H ₂ S y la proximidad: el ganado, los hábitats conocidos de vida silvestre, las comunidades, las residencias, el agua subterránea y superficial.	-
101.5.5.3: El operador garantiza el tratamiento adecuado al final de la vida útil de los pozos para reducir el riesgo de pasivos públicos. El operador se compromete con los plazos previstos y los divulga, con relación a la edad del pozo para suspender (encerrar, suspender o abandonar temporalmente), abandonar y recuperar los pozos.	101.5.5.6: El operador se compromete a gestionar el 10% anual de su inventario de propiedades inactivas a largo plazo (pozos que han estado inactivos desde hace más de seis años) durante los siguientes diez años al hacer lo siguiente: a. abandonar, reparar y recuperar la propiedad; o b. devolver la propiedad a un uso productivo; o c. después de taponar y abandonar el pozo de conformidad con los requisitos regulatorios o las mejores prácticas de la industria, lo que sea más estricto, dejar el terreno en la forma solicitada por el propietario, siempre que cumpla con todos los requisitos regulatorios.	101.5.5.7: El operador se compromete a gestionar el 20% anual de su inventario de propiedades inactivas a largo plazo (pozos que han estado inactivos desde hace más de seis años) durante los siguientes diez años al hacer lo siguiente: a. abandonar, reparar y recuperar la propiedad; o b. devolver la propiedad a un uso productivo; o c. después de taponar y abandonar el pozo de conformidad con los requisitos regulatorios o las mejores prácticas de la industria, lo que sea más estricto, dejar el terreno en la forma solicitada

		por el propietario, siempre que cumpla con todos los requisitos regulatorios.
101.5.5.4: Antes de desinvertir activos, el operador lleva a cabo un proceso de diligencia debida en el que confirma que el comprador posee los medios financieros adecuados para cerrar, abandonar y recuperar las instalaciones y los pozos cuando lleguen al final de su vida útil.	-	-

7.3 Objetivo 5.7: Emisiones de gases de efecto invernadero

Las metas del Objetivo 5.7 son incentivar las buenas prácticas para reducir el metano y las emisiones generales de gases de efecto invernadero en el sector del petróleo y el gas. La Tabla 13 contiene varias metas de desempeño destinadas a reducir las emisiones de venteo y quema, así como a cuantificar la intensidad del metano y de los GEL, y a mostrar mejoras con el tiempo.

Tabla 13: Metas de desempeño del Objetivo 5.7

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
	101.5.7.7: El operador estima y cuantifica las emisiones de alcance 3 al utilizar el Protocolo de GEI u otro protocolo aceptado por la industria, debido a la cadena de valor ascendente en la unidad certificable, que incluye (a) las emisiones asociadas con el procesamiento ascendente de combustibles adquiridos (como diésel o propano) y (b) para los operadores intermedios que procesan gas natural producido por terceros, el operador intermedio representa las emisiones de alcance 3 asociadas con el volumen de producción de terceros procesados en el sitio.	101.5.7.13: El operador estima y cuantifica las emisiones de alcance 3 al utilizar el Protocolo de GEI u otro protocolo aceptado por la industria en su cadena de suministro descendente, lo que incluye la producción petroquímica, el refinado en combustibles de consumo, como el hidrógeno, el GNC, el GNL (incluidos los trayectos hacia el consumo final) y la combustión de gas natural. Nota: se permiten las estimaciones de las emisiones descendentes utilizando factores de emisión.
101.5.7.1: El operador informa la intensidad del metano en la unidad certificable usando la metodología de cálculo de la intensidad de la NCSI para cada segmento en el que la unidad certificable tiene operaciones: producción, recolección y bombeo, y procesamiento.	101.5.7.8: El operador se une a la OGMP 2.0 y demuestra reducciones anuales en la intensidad del metano en cada segmento en el que la unidad certificable tiene operaciones: la producción, la recolección y el bombeo, y el procesamiento.	101.5.7.14: El operador cuantifica e informa las emisiones de metano en el nivel 4 o 5, según la OGMP 2.0.
101.5.7.2: El operador emplea buenas prácticas de gestión para controlar las emisiones de metano en todas instalaciones y plataformas de pozos dentro de la unidad certificable, y documenta los esfuerzos en un plan de gestión de metano. Estas buenas prácticas de gestión incluyen capacitar a los empleados e implementar un programa de	101.5.7.9: El operador emplea buenas prácticas de diseño/operación a las instalaciones nuevas o en las modificaciones en las instalaciones existentes, lo que incluye (a) reemplazo del sello húmedo por el sello seco en los compresores y mejores cronogramas de mantenimiento, (b) descargas sin venteo, (c) terminaciones	101.5.7.15: El operador emplea buenas prácticas de diseño a las instalaciones nuevas o en las modificaciones de las instalaciones existentes, lo que incluye (a) el uso de controladores neumáticos sin purga, (b) sistemas de recuperación de vapor instalados en los compresores

<p>detección y reparación de fugas en todas las instalaciones y plataformas de pozos; capacitar a los operadores para buscar fugas e informar rápidamente de cualquier indicación de fugas; reparar las fugas lo antes posible de acuerdo con el plan de gestión de fugas e implementar buenas prácticas de gestión para evitar las emisiones de metano; así como capacitar a los operadores acerca de prácticas adecuadas de descarga y purga de los pozos; garantizar la manipulación adecuada de los tanques; garantizar el funcionamiento adecuado de la quema y el mantenimiento apropiado del compresor. El operador instala dispositivos neumáticos de baja purga o sin purga en todas las instalaciones y plataformas de pozos dentro de la unidad certificable.</p>	<p>ecológicas con la infraestructura implementada, (d) mejores sistemas de funcionalidad de quema para garantizar la máxima eficiencia, (e) un plan de gestión para minimizar las emisiones de productos transferidas hacia y desde el sitio (agua y gas de producción) y (f) todas las instalaciones nuevas y las plataformas de pozos construidas con dispositivos neumáticos sin purga.</p>	<p>y tanques para captar las fugas, (c) la instalación de capturadores de vapor en el revestimiento de los pozos, (d) la inclusión de tecnologías de detección avanzadas, como el monitoreo continuo.</p>
<p>101.5.7.3: El operador posee políticas y procedimientos para eliminar tanto el venteo rutinario de gas asociado y el venteo no rutinario de gas. Durante los cierres, las terminaciones, las pruebas de pozos o la producción, el operador captura el gas o lo redirecciona para la quema o los incineradores en lugar del venteo.</p>	<p>-</p>	<p>-</p>
<p>101.5.7.4: El operador emplea LDAR de forma semestral, como mínimo, en todas las instalaciones y plataformas de pozos dentro de la unidad certificable.</p>	<p>101.5.7.10: El operador emplea encuestas trimestrales de LDAR, como mínimo, en todas las instalaciones y plataformas de pozos dentro de la unidad certificable.</p>	<p>101.5.7.16: El operador emplea encuestas trimestrales de LDAR y encuestas anuales descendentes en todas las instalaciones y plataformas de pozos dentro de la unidad certificable.</p>
<p>101.5.7.5: El operador garantiza que los quemadores / dispositivos de combustión funcionan correctamente mediante el uso de dispositivos de monitoreo para garantizar una</p>	<p>101.5.7.11: El operador reduce progresivamente la intensidad de la quema de rutina por producción o caudal en sus operaciones en curso y brinda evidencia de la reducción de la</p>	<p>101.5.7.17: La unidad certificable logra la quema rutinaria cero (ZRF, por sus siglas en inglés).</p>

<p>ignición apropiada (es decir, los quemadores no encendidos son inaceptables).</p>	<p>intensidad de la quema de año a año.</p>	
<p>101.5.7.6: El operador informa la intensidad de las emisiones de GEI de la unidad certificable para cada uno de los segmentos dentro de los que opera: 1) la producción y 2) la recolección/el bombeo y el procesamiento, de acuerdo con la Metodología de la cuantificación de la intensidad del carbono de EO, que incluye las emisiones de alcance 1 y alcance 2.</p>	<p>101.5.7.12: El operador demuestra una mejora anual en la intensidad de emisiones de GEI de la unidad certificable para cada uno de los segmentos dentro de los que opera: 1) la producción y 2) la recolección/el bombeo, y el procesamiento.</p>	<p>101.5.7.18: El operador logra una intensidad casi cero de las emisiones de GEI de la unidad certificable en cada uno de los segmentos dentro de los que opera: 1) la producción y 2) la recolección/el bombeo y el procesamiento.</p>

7.4 **Objetivo 5.10: Aire**

Las metas del Objetivo 5.10 son garantizar que las actividades del operador mejoren o no afecten la calidad del aire en las cuencas atmosféricas afectadas y que se utilice la mejor tecnología disponible para controlar las emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de fuentes de combustión y fugitivas.

Tabla 14: Metas de desempeño del Objetivo 5.10

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.5.10.1: El operador utiliza buenas prácticas de gestión para controlar el polvo. Las técnicas de eliminación de polvo comprenden cerramientos y cubiertas, aspersión, riego, estabilización y revegetación del terreno desbrozado. Las carreteras relativas al proyecto deben sellarse lo más lejos posible para minimizar el polvo de los vehículos.	-	-
101.5.10.2: El operador informa las descargas de emisiones de contaminantes atmosféricos: NO _x , SO _x , H ₂ S, VOC y PM _{2.5} de plantas procesadoras, estaciones de compresión, operaciones de plataformas de pozos y perforaciones y terminaciones, y garantiza el cumplimiento de los requisitos regulatorios vigentes con respecto a las emisiones de contaminantes atmosféricos.	101.5.10.4: El operador emplea buenas prácticas de gestión para controlar las emisiones de contaminantes atmosféricos en las operaciones. Los motores diésel utilizan el combustible con menor contenido de azufre disponible en el área y emplean controles de emisión del nivel 3 o 4 para NO _x y PM _{2.5} . Los óxidos de azufre se controlan con las mejores tecnologías disponibles de recuperación de azufre, los motores de gas natural y las calderas / los calentadores que emplean controles de emisión para el NO _x .	101.5.10.6: El operador emplea buenas prácticas para controlar las emisiones de contaminantes atmosféricos en las operaciones. Las operaciones de fracturación hidráulica utilizan motores de gas natural o unidades de fracturación hidráulica eléctrica combinadas con generadores de gas natural, en vez de los motores diésel. Los motores y las calderas de gas natural emplean controles de emisión del NO _x (SCR, NSCR) y deslizamiento de metano (controladores de la relación aire / combustible, sistemas de recuperación de vapor).
101.5.10.3: El operador considera los efectos de las operaciones en la calidad del aire ambiente al hacer lo siguiente: a. pertenecer a una red de monitoreo, b. realizar un muestreo aleatorio de la calidad del aire ambiente dentro del sitio, c. llevar	101.5.10.5: El operador monitorea con regularidad la calidad del aire ambiente en los alrededores del sitio, ya sea a través del monitoreo continuo de la calidad de aire en el sitio o mediante la participación	101.5.10.7: El operador resume y divulga los incidentes de calidad del aire ambiente que excedan los objetivos o las normas locales de calidad del aire ambiente implementadas por los órganos regulatorios, y contribuye a

<p>a cabo un monitoreo pasivo de la calidad del aire ambiente dentro del sitio, d. desarrollar una evaluación de impacto para determinar los efectos mínimos o insignificantes esperados en la calidad del aire ambiente o e. demostrar evidencia de que la calidad del aire ambiente no se ha visto materialmente afectada en las estaciones de monitoreo cercanas durante el lapso de un año. El operador revela los métodos que se utilizaron (entre los enumerados: a, b, c, d, e).</p>	<p>en la red local de monitoreo de las cuencas atmosféricas.</p>	<p>comprender las causas fundamentales de los excedentes. Evalúa las operaciones al momento de los excedentes para determinar si el sitio contribuyó a un nivel excesivo de emisiones (superiores que en condiciones normales de funcionamiento, como durante los cierres de emergencia).</p>
---	--	---

7.5 **Objetivo 5.11: Agua**

Las metas del Objetivo 5.11 son garantizar que las actividades del operador mejoren o no afecten la calidad y cantidad de agua subterránea o superficial en las áreas terrestres y marinas afectadas. Las descargas al agua cumplen con los estándares internacionales, o los exceden, y no tienen impacto negativo en la salud humana, la salud del ecosistema y en el uso del agua para cumplir con las necesidades sociales, culturales, económicas y ambientales. Este objetivo comprende varias metas de desempeño que se aplican específicamente al sector de petróleo y gas en respuesta a las preocupaciones de las partes interesadas sobre los efectos adversos significativos sobre la calidad y el suministro del agua, posiblemente, debido a las operaciones de fracturación hidráulica.

Tabla 15: Metas de desempeño del Objetivo 5.11

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.5.11.1: El operador no utiliza agua superficial para las operaciones de recuperación mejorada de petróleo, salvo que obtenga la aprobación de la autoridad gubernamental pertinente.	-	-
101.5.11.2: El operador respeta el derecho al agua y el derecho al uso del agua de las comunidades locales e indígenas, tanto formales como informales, que se vean afectadas por el uso del agua del sitio. En los países donde se comercializa el derecho al agua, se realiza una compensación justa a las partes pertinentes por la adquisición del agua necesaria.	-	-
101.5.11.3: El operador evalúa y documenta el uso de agua dulce al medir el uso de agua de todas las fuentes: acuíferos, ríos, cuencas y captaciones. El operador evalúa e informa los métodos para reducir el uso de agua en general.	101.5.11.18: El operador desarrolla planes de protección de agua de fuentes locales que impliquen abordar los riesgos del agua a nivel regional, interactuar con las partes interesadas clave y apoyar proyectos que mejoren las captaciones y los acuíferos.	-
101.5.11.4: El operador gestiona el impacto relacionado con las aguas pluviales y los eventos de flujo extremo.	101.5.11.19: El operador monitorea la extracción de agua superficial vinculada a los flujos estacionales para garantizar que el caudal no se vea afectado significativamente teniendo en cuenta el impacto acumulativo y que esté en línea con la normativa local y con la sostenibilidad del acceso y uso de la comunidad local, en caso de ausencia de tal normativa.	-
101.5.11.5: En áreas con estrés hídrico de referencia alto, el operador evalúa los planes de perforaciones y terminaciones, lo cual incluye las necesidades de agua previstas para la	101.5.11.20: En áreas con estrés hídrico de referencia alto, el operador gestiona los riesgos asociados con los desafíos de integridad del pozo que podrían ocurrir	-

refracturación ante posibles restricciones de agua a largo plazo.	para los pozos antiguos y adopta las medidas adecuadas.	
101.5.11.6: En áreas con estrés hídrico de referencia alto, el operador no utiliza agua superficial para la fracturación hidráulica de una fuente que también se utilice como fuente de suministro de agua de la comunidad.	101.5.11.21: El operador trabaja con las comunidades locales para llevar a cabo un monitoreo conjunto del impacto del recurso hídrico.	-
101.5.11.7: El operador garantiza la integridad del revestimiento para reducir el riesgo de fugas de fluidos de la fracturación, agua de formación salina o hidrocarburos en un acuífero poco profundo debido al sellado imperfecto de la columna de cemento que está alrededor del revestimiento. El operador garantiza que los pozos están adecuadamente sellados antes de la perforación y la estimulación.	101.5.11.22: El operador se somete a una revisión independiente de la contaminación de agua subterránea por parte de geólogos independientes calificados de agua subterránea en caso de que se sospeche que existe contaminación.	-
101.5.11.8: El operador emplea el monitoreo de presión anular y un programa de gestión de presión anual para garantizar la integridad del pozo a lo largo del tiempo. La modelización previa a la fracturación debería realizarse cuando el intervalo a estimular está cerca de aguas protegidas.	101.5.11.10: El operador realiza un muestreo de base y otro posterior a la terminación de los pozos de agua potable / agrícola individuales y agua superficial dentro de un radio mínimo de 2.500 pies o el límite regulatorio, el cual sea mayor, antes de las perforaciones y luego de la terminación de los pozos. Las pruebas incluyen los niveles de hidrocarburos, arsénico, mercurio y sólidos disueltos totales en acuíferos y corrientes superficiales.	-
101.5.11.9: Luego del abandono definitivo, el operador garantiza la integridad de las medidas de taponamiento y abandono, y el aislamiento de los acuíferos de agua dulce.		-
101.5.11.11: El operador mitiga el riesgo de derrames en la superficie mediante el almacenamiento seguro de productos químicos peligrosos en el sitio, preferentemente, contenidos por completo en instalaciones de almacenamiento estables e impermeables. Los volúmenes se reducen al mínimo mediante el tratamiento acelerado, el reciclado o la eliminación.		-

<p>101.5.11.12: El operador verifica la ubicación de los acuíferos antes de llevar a cabo la estimulación mediante la fracturación hidráulica. Según corresponda, se realizan simulaciones por computadora que comprendan toda la información geológica disponible, la presencia de fallas, los regímenes de estrés y la presencia de pozos existentes, ya sea activos o abandonados, para comprender la propagación y el crecimiento vertical de las fracturas inducidas, teniendo en cuenta el impacto de la presencia de pozos y fallas.</p>	-	-
<p>101.5.11.13: El operador utiliza y divulga las limitaciones de profundidad mínima de fracturación hidráulica, en función de las condiciones hidrogeológicas locales. Las limitaciones de profundidad mínima cumplen o superan las regulaciones locales.</p>	-	-
<p>101.5.11.14: El operador emplea buenas prácticas de gestión para el almacenamiento de fluidos y agua de reflujo en tanques, incluidos los métodos para controlar las emisiones de vapor al aire ambiente.</p>	-	-
<p>101.5.11.15: El operador revela el volumen total de uso de agua dulce y del uso de agua reciclada cada año para el sitio, para la perforación, producción y terminación de los pozos.</p>	101.5.11.23: El operador fija metas de intensidad del uso de agua dulce (por producción de BOE) e informa sobre el progreso para cumplir esas metas en el sitio cada año.	-
<p>101.5.11.16: El operador posee una política para utilizar agua no potable o agua salobre, siempre que sea técnica y económicamente viable.</p>	101.5.11.24: Más del 80 % del agua que se utiliza para las operaciones de fracturación hidráulica es agua reciclada.	101.5.11.26: Más del 90% del agua que se utiliza para las operaciones de fracturación hidráulica es reciclada.
<p>101.5.11.17: El operador divulga (1) la extracción total de agua dulce, (2) el consumo total de agua dulce y el porcentaje de cada una en las regiones con estrés hídrico de referencia alto o</p>	-	-

extremadamente alto.		
-	101.5.11.25: El operador almacena los fluidos a ser inyectados y el agua de reflujo en tanques cerrados. El operador no utiliza fosas ni embalses para ningún líquido que no sea agua dulce, excepto en caso de contención de emergencia de fluidos.	-

7.6 Objetivo 5.12: Tierra

Las metas del Objetivo 5.12 son garantizar que el operador minimice la deforestación o el desbroce de tierra en consonancia con la jerarquía de mitigación, así como responsabilizar al operador de posibles eventos sísmicos producidos a causa de las operaciones de fracturación hidráulica.

Tabla 16: Metas de desempeño del Objetivo 5.12

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.5.12.1: El operador desarrolla políticas para invocar planes de respuesta y detener las operaciones de fracturación si se desencadenan eventos sísmicos más allá del umbral apropiado. Esto se aplica tanto a la perforación y la terminación como a la inyección de aguas residuales.	101.5.12.5: El operador evalúa los datos sísmicos 2D o 3D disponibles para identificar posibles fallas antes de la perforación o la terminación. Si no existen datos relevantes, el operador obtiene e interpreta datos nuevos antes de las actividades de perforación y terminación.	101.5.12.8: Si se producen eventos sísmicos, el operador adopta medidas para compensar el impacto, como por ejemplo, la evaluación de la propiedad dañada por parte de un tercero independiente y según mutuo acuerdo.
101.5.12.2: Para los pozos de inyección, el operador minimiza el riesgo de entrar en contacto con acuíferos de agua dulce al ejecutar un diseño adecuado de pozos y un monitoreo periódico de la integridad de los pozos de inyección.	101.5.12.6: El operador evalúa los datos sísmicos 2D o 3D disponibles para ubicar posibles fallas antes de inyectar aguas residuales. Si no existen datos relevantes, el operador obtiene e interpreta datos nuevos antes de la inyección de aguas residuales.	-
101.5.12.3: El operador minimiza la huella física de la operación al maximizar la cantidad de pozos en una plataforma.	101.5.12.7: En caso de que sea factible, el operador reubica la infraestructura (por ejemplo, las carreteras y los gasoductos en la misma servidumbre de paso) para minimizar la alteración de la superficie.	101.5.12.9: El operador evalúa el posible impacto acumulativo a nivel del paisaje si se requiere una cantidad significativa de pozos para el desarrollo pleno del terreno y desarrolla e implementa medidas de mitigación en consulta con las comunidades locales.
101.5.12.4: El operador evalúa e informa los posibles riesgos e impactos para los corredores migratorios de la	-	-

vida silvestre y el hábitat para las especies nativas en el área del sitio al ubicar la infraestructura.		
--	--	--

7.7 **Objetivo 5.15: Gestión de químicos**

Las metas del Objetivo 5.15 son garantizar que el operador informe públicamente sobre los productos químicos que se usan, y que evalúe y utilice los químicos que sean más seguros, menos tóxicos y posean más propiedades biodegradables y menos bioacumulativas que los químicos que se usan tradicionalmente en las operaciones de fracturación hidráulica.

Tabla 17: Metas de desempeño del Objetivo 5.15

Nivel de la meta de desempeño		
1	2	3
101.5.15.1: El operador desarrolla herramientas de cribado para analizar los riesgos asociados con cada químico y requiere niveles de aprobación gerencial cada vez mayores para los productos químicos más tóxicos o peligrosos.	-	-
101.5.15.2: El operador informa públicamente sobre el avance para reducir el volumen de los productos químicos tóxicos utilizados, así como la sustitución por químicos menos tóxicos en sus operaciones. El operador incluye todos los productos químicos, como los inhibidores de corrosión, ácidos, solventes y lubricantes, en el informe de progreso y los planes de reducción.	101.5.15.5: El operador evalúa alternativas más seguras y ecológicas que los inhibidores de corrosión y los ácidos que se usan comúnmente en todos los procesos, y demuestra el uso de estas alternativas mediante información pública.	-
101.5.15.3: Cuando se invoca la protección del secreto comercial, se debe hacer de forma pública y corroborada por un organismo público, de ser posible y de conformidad con la ley nacional, estatal u otra legislación vigente. El operador revela si la divulgación de productos químicos comprende exenciones para la información comercial confidencial. El operador revela el porcentaje de químicos que informa en la divulgación pública.	-	-
101.5.15.4: El operador no utiliza petróleo diésel, queroseno, BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos), combustible de aviación jet A o <i>fuel oil</i> número 2 en los	101.5.15.6: El operador revela públicamente la composición de todos los químicos / compuestos que se utilizaron en las operaciones de perforación, terminación y producción, incluidas las especies químicas específicas, la cantidad de SDS,	101.5.15.7: El operador utiliza productos de fracturación hidráulica que posean baja toxicidad, alta biodegradabilidad y que tengan

fluidos de perforación / fracturación. El operador no utiliza o está dejando de utilizar activamente destilados de petróleo.	las concentraciones y los volúmenes de químicos utilizados.	propiedades de bioacumulación baja.
--	---	-------------------------------------

8.0 REFERENCIAS NORMATIVAS Y RESPALDATORIAS

GRI 2021. Global Reporting Initiative [Iniciativa de Reporte Global]. *GRI 11: Oil and Gas Sector 2021 [Sector del petróleo y el gas 2021]*. <https://www.globalreporting.org/how-to-use-the-gri-standards/resource-center/>.

IPIECA 2020. *Sustainability Reporting Guidance for the Oil and Gas Industry [Guía para la generación de informes de sostenibilidad para la industria del petróleo y el gas]*. Marzo de 2020. Módulo 4: Ambiente. IPIECA, API, IOGP.

NGSI 2019. *NGSI Methane Emissions Intensity Protocol [Protocolo de intensidad de las emisiones de metano de la NSGI]*. Borrador final. Natural Gas Sustainability Initiative [Iniciativa de Sostenibilidad del Gas Natural]. M. J. Bradley y asociados. Diciembre de 2019.

OGMP 2020. *Mineral Methane Initiative: Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 Framework [Iniciativa de Metano Mineral: Marco 2.0 de la Alianza del Metano del Petróleo y el Gas]*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA).

ONU 2015. Acuerdo de París. Naciones Unidas 2015.
https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf.

SASB 2018. *Oil & Gas – Exploration & Production [Petróleo y gas: exploración y producción]. Sustainability Accounting Standard [Norma de Contabilidad sobre Sostenibilidad]*. Versión 2018-10 de la norma industrial. Sustainability Accounting Standards Board (SASB) [Consejo de Normas de Contabilidad sobre Sostenibilidad].

TCFD 2021. Task Force on Climate-related Financial Disclosures [Grupo de Trabajo sobre Divulgación de Información Financiera relacionada con el Clima]. *Guidance on Metrics, Targets, and Transition Plans [Guía sobre parámetros, metas y planes de transición]*. Octubre de 2022.

The Voluntary Principles Association 2000. *Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos*. Voluntary Principles Initiative [Iniciativa de los Principios Voluntarios].

WRI 2019. Hofste, R.; Kuzma, S.; Walker, S.; Sutanudjaja, E. H. y otros. 2019. *Aqueduct 3.0: Updated Decision Relevant Global Water Risk Indicators [Acueducto 3.0: Indicadores actualizados del riesgo hídrico mundial para la toma de decisiones]*. Nota técnica. Washington, D. C. World Resources Institute [Instituto de Recursos Mundiales]. Disponible en línea en <https://www.wri.org/publication/aqueduct-30>.

WRI 2021. *The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard [Protocolo de gases de efecto invernadero: Un estándar corporativo de rendición de cuentas e informes]*. Edición revisada. World Resources Institute [Instituto de Recursos Mundiales] (WRI) y World Business Council for Sustainable Development [Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible].



9.0 SEGUIMIENTO DE LAS VERSIONES

Nro. de versión	Fecha de publicación	Revisiones significativas	Revisado por	Aprobado por
1.0	Diciembre de 2021	Primera versión - Original	H. Jones	S. Mills
2.0	Octubre de 2022	Se movió la MD 101.5.11.10 de la MD1 a la MD2 luego de una investigación sobre buenas prácticas.	H. Jones	Comité Técnico de EO