

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCIÓN NÚMERO

DE

( )

Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En uso de las facultades legales y en especial de las conferidas por el artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, y

#### CONSIDERANDO

Que de acuerdo con numeral 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, por el cual modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, es función de esta Entidad: *“Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”*.

Que el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, mediante la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, dispone que la fiscalización es el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Que el inciso segundo del Artículo 13 ibídem prevé que el Gobierno Nacional definirá los criterios y procedimientos que permitan desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente, así como los aspectos técnicos, tecnológicos, operativos y administrativos para ejercer la labor de fiscalización.

Que el Artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, prevé que corresponde al Ministerio de Minas y Energía revisar, ajustar y/o expedir las normas técnicas y procedimientos que en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional

Continuación de la Resolución “Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

de Hidrocarburos y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos.

Que mediante Resolución 18 1495 de 2009 “Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, se dispuso regular y controlar las mencionadas actividades con el fin de maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Que mediante Resolución 4 0048 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía modificó la Resolución 18 1495 de 2009 y estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.

Que el parágrafo 2 del artículo 2 de la Resolución 4 0048 del 2015, establece que: *“En operaciones costa afuera, el contratista deberá acreditar a través de un tercero competente o de un experto interno especialista en inspección de equipos de perforación marinos, la confiabilidad y seguridad operativa de los sistemas y componentes de equipos e instalaciones para perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos de acuerdo con los requerimientos que el Ministerio de Minas y Energía defina o en su ausencia, a los lineamientos y recomendaciones del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute - API) para operaciones costa afuera vigentes al momento de la operación. (...)”*

Que la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, en el marco de las funciones establecidas en el artículo 3 del Decreto 0714 de 2012, especialmente la señalada en el numeral 5 al establecer que le corresponde: *“Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos”*, adelantó una consultoría externa con el objeto de apoyar la elaboración de una propuesta de reglamentación sobre aspectos técnicos, operativos, ambientales y fiscales, enmarcada dentro de los máximos estándares internacionales de la industria, para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia, cuyas recomendaciones se tuvieron en cuenta dentro de la formulación del presente reglamento técnico.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía del XX de XXXX al XX de XXXX de 2016 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

Que el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC) de la Organización Mundial del Comercio (OMC) establece que los Miembros de la OMC deberán notificar a los demás Miembros, los proyectos de reglamentos técnicos y procedimientos de evaluación de la conformidad cuando el contenido técnico de estos no esté acorde con las normas internacionales pertinentes y siempre que dichos reglamentos o procedimientos de evaluación de la conformidad puedan tener un efecto significativo en el comercio de otros Miembros.

Que de acuerdo con lo anterior y en atención a lo establecido en los artículos 2.2.1.7.5.6 y 2.2.1.7.5.7 del Decreto 1595 de 2015, el Ministerio de Minas y

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

Energía sometió a consideración de la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo el texto del presente reglamento.

Que mediante oficio XXXXXXXXXXXX, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XXXXX, con el número XXXXX, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo conceptuó que: "..."

Que sometido el Proyecto de Resolución al concepto de que trata el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Capítulo 30 del Decreto 1074 de 2015, mediante oficio XXXX del XX de XX de 2016, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XX de XX de 2016 con el número XXXXXXXXXXXX, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: "...XXXX...".

Que en mérito de lo expuesto,

## RESUELVE

### TÍTULO 1 Disposiciones Generales

**Artículo 1. Objeto.** La presente Resolución tiene como propósito reglamentar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, maximizando su recuperación final, evitando su desperdicio y cualquier daño a las personas y al medio ambiente.

**Artículo 2. Ámbito de aplicación.** Las disposiciones contenidas en la presente Regulación son aplicables a todas las personas autorizadas que llevan a cabo actividades de exploración y producción costa afuera en Colombia.

**Artículo 3. Disposiciones y estándares técnicos.** Todas las personas autorizadas para llevar a cabo actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia estarán sujetas a las disposiciones de la presente Resolución, y deberán dar aplicación a los estándares nacionales e internacionales ampliamente utilizados en la industria petrolera que se relacionan en el Anexo 1 de este acto administrativo, o cualesquiera otros estándares que pudieran ser autorizados mediante aprobación de la autoridad competente.

**Parágrafo:** Sin perjuicio de lo anterior, toda persona autorizada para llevar a cabo actividades de exploración y producción costa afuera estará sujeta a las disposiciones ambientales, laborales, de seguridad y protección social, marítimas y demás leyes y reglamentaciones colombianas aplicables.

**Artículo 4. Siglas y definiciones.** Para efectos de la presente Resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas y definiciones:

1. **ABS.** Agencia Naviera Americana.
2. **API.** Instituto Americano del Petróleo.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

3. **Árbol de Navidad.** Dispositivo conectado a la parte superior de un pozo para controlar los fluidos del pozo durante la producción.
4. **ASME.** Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
5. **Autoridad Competente.** El Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia o la entidad que ejerce el control de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, conforme a las disposiciones aplicables, a través de los procesos de investigación y sanción cuando hubiere lugar a ello.
6. **Conjunto de Fondo del Tubo Ascendente o Riser (LMRP – Lower Marine Riser Package).** Parte superior de un arreglo de preventoras submarinas (BOP) de dos secciones conformada por el conector hidráulico, preventoras anulares, junta flexible, el adaptador del tubo ascendente o riser, mangueras del choque, línea de matado y líneas auxiliares y los módulos de control submarino.
7. **Contratista.** Persona jurídica que celebre un contrato o acuerdo con un Operador para ejecutar ciertos deberes asignados como parte de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.
8. **Cortes Producidos durante la Perforación.** Materiales removidos de un pozo durante las operaciones de perforación.
9. **Costa Afuera.** Comprende el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental de la Nación conforme a lo establecido en la Ley 10 del 4 de agosto de 1978, por medio de la cual se dictan normas sobre mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental, y se dictan otras disposiciones.
10. **Cultura de Seguridad Industrial.** Las creencias compartidas que existen en una operación y que han sido establecidas por condicionamiento, entrenamiento y supervisión, que deriva en que todos los empleados diariamente asuman responsabilidad por la seguridad industrial.
11. **Derrame de Magnitud Sustancial.** Cualquiera de los siguientes eventos podrán considerarse como derrames de magnitud sustancial: 1) un derrame costa afuera que exceda 1 tonelada, 2) un derrame costa afuera en una zona sensible del medio ambiente, 3) un derrame dentro de 25 millas de la costa colombiana o 4) cualquier otro derrame costa afuera que sea definido como sustancial por la autoridad ambiental.
12. **Desmantelamiento.** Sellamiento seguro y permanente de los pozos, incluyendo la adecuada remoción, manipulación y disposición de equipos operacionales.
13. **DNV.** Det Norske Veritas.
14. **Entrenamiento de Escape Subacuático de Helicóptero (HUET).** Entrenamiento brindado a todo el personal que sea habitualmente transportado en helicópteros sobre el agua, con el propósito de prepararlo

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

para una evacuación de emergencia en caso de un aterrizaje de emergencia sobre el agua.

15. **Fluidos de Perforación.** Un fluido en circulación a base de hidrocarburos o de agua empleado en la perforación rotatoria para desempeñar cualquiera o todas las diferentes funciones requeridas en la operación de perforación.
16. **Fondo de Contaminación Costa Afuera.** Patrimonio autónomo creado para efectos de atender los eventos de contaminación costa afuera en la República de Colombia, de conformidad con lo previsto en el numeral 5 del Artículo 17 de la presente Resolución.
17. **Henry Hub.** Es el punto del precio de los contratos spot de gas natural transados en la Bolsa de Intercambio Mercantil de Nueva York (NYMEX). Los precios oficiales de cierre diarios a las 2:30 p.m. desde el piso de comercialización del NYMEX son denominados en \$ \$/ mbtu (millones de unidades termales británicas).
18. **Hoja de Datos para Seguridad de manejo de Material (MSDS).** Documento que contiene información sobre los efectos potenciales en la salud por exposición a químicos, o a otras sustancias potencialmente peligrosas, y en procedimientos de seguridad ocupacional para la manipulación de productos químicos.
19. **IADC.** Asociación Internacional de Contratistas de Perforación.
20. **IAGC.** Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos.
21. **IMO.** Organización Internacional Marítima.
22. **Instalaciones.** Cualquier estructura, establecimiento, equipo, ducto u oleoducto móvil o fijo costa afuera, utilizado en la perforación, producción, almacenamiento, recolección, procesamiento, medición, transferencia y tratamiento de desechos de hidrocarburos. Estas incluyen las unidades móviles de perforación costa afuera (MODUs), todos los sistemas de producción a flote (FPSs), unidades estabilizadas por columnas (CSUs); instalaciones de producción, almacenamiento y descarga a flote (FPSOs); tension-leg platforms (TLPs); mástiles, sistemas de producción submarina, etc.
23. **Introducción Básica a Seguridad Costa Afuera (BIOS).** Programa de acreditación ofrecido por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) para seguridad básica costa afuera de trabajadores de petróleos.
24. **IOGC.** Organización Internacional de Contratistas Geofísicos.
25. **ISO.** Organización Internacional para la Estandarización.
26. **MARPOL.** Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques, 1973, según sea modificada por el Protocolo de 1978.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

27. **Montaje.** Una serie de obras u operaciones cuyo propósito es proveer al pozo con todos los accesorios finales necesarios para la producción o inyección de fluidos.
28. **NACE.** NACE Internacional, anteriormente conocido como la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión.
29. **NORSOK.** "Norsk Søkkel Konkuranseposisjon" son estándares desarrollados por el Centro de Tecnología de Noruega.
30. **No-Operador.** Las partes de un contrato de asociación suscrito por ECOPETROL S.A., o de exploración y perforación de hidrocarburos adjudicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que no actúan en calidad de Operadores.
31. **NTC.** Estándar técnico colombiano expedido por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC).
32. **Operador.** Empresa designada para operar un bloque o instalaciones específicas en nombre del grupo contratista al que le ha sido adjudicado un contrato para la exploración y producción por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o por Ecopetrol S.A., en el marco de un contrato de asociación.
33. **OPRC.** Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos.
34. **Perforación Bajo balance.** Procedimiento para la perforación de pozos de hidrocarburos y gas donde la presión en el pozo se mantiene por debajo de la presión de los fluidos en la formación que está siendo perforada.
35. **Perforación con Presión Administrada (MPD).** Método de perforación adaptativa empleado para controlar de manera precisa la presión anular a través del pozo. Los objetivos son determinar los límites ambientales de presión pozo abajo y administrar el perfil de presión hidráulica anular de manera consecuente.
36. **Presión de Trabajo Calificada.** Presión interna máxima que los equipos están diseñados a contener o controlar.
37. **Preventoras de Reventones (BOPs).** Equipos instalados en el cabezal del pozo o en el ensamblaje del cabezal del pozo para contener los fluidos del pozo ya sea en el espacio anular entre el revestimiento y los tubulares o en un orificio abierto durante la perforación del pozo, el montaje y las operaciones de prueba.
38. **Prospección Sísmica.** Uso de ondas de sonido introducidas al medio ambiente costa afuera con el propósito de producir imágenes detalladas de las formaciones costa afuera.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

39. **Protección Catódica.** Técnica empleada para evitar la corrosión de una superficie de acero al hacer que la superficie sea el cátodo de una célula electroquímica.
40. **Prueba de Presión.** Aplicación periódica de presión a una porción de los equipos o a un sistema para verificar la capacidad de contención de presión de dicho equipo o sistema.
41. **Quema.** Combustión del gas natural en la medida en que es liberado en la atmósfera durante el curso de las operaciones de producción de hidrocarburos.
42. **ROV.** Vehículo operado de manera remota (debajo del agua).
43. **Sistema de Gerenciamiento de Seguridad Industrial.** Sistema completo para el gerenciamiento de la salud ocupacional, seguridad industrial y protección del medio ambiente que es desarrollado por el Operador y aprobado por la autoridad competente, según se define en el artículo 18 de la presente Resolución.
44. **Sistema Hombre Muerto.** Sistema de seguridad diseñado para sellar el pozo automáticamente en caso de una ausencia simultánea del suministro hidráulico y del control de ambas cápsulas de control submarino.
45. **Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera (MODUs).** Instalaciones diseñadas o modificadas para participar en actividades de perforación y exploración. El término MODU incluye las embarcaciones de perforación, semisumergibles, sumergibles, jack-ups, e instalaciones similares que puedan movilizarse sin mayor esfuerzo. Estas instalaciones pueden o no tener equipos de autopropulsión a bordo y pueden requerir equipos de posicionamiento dinámico o sistemas de amarre para mantener su posición.
46. **Válvula Lubricante.** Válvula superior de un Árbol de Navidad que provee acceso vertical al pozo.
47. **Venteo.** Liberación directa de gases o vapores a la atmósfera sin que haya lugar a quema. Esto incluye el gas que es liberado bajo el agua y las burbujas a la atmósfera.

**Parágrafo:** Además de las definiciones contenidas en el presente artículo, se tendrán en cuenta las señaladas en las normas que regulan la exploración y producción de hidrocarburos, siempre y cuando no resulten en contradicción.

## TÍTULO 2 Principios de Seguridad Industrial

### **Artículo 5. Principios de reducción de riesgos.**

1. Los riesgos a la salud y seguridad de las personas, del medio ambiente o de los activos materiales de Colombia, deberán reducirse a un nivel que sea tan bajo como sea razonablemente posible (As Low As Reasonably Practicable -

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

ALARP, por sus siglas en inglés). Todas las medidas relacionadas con la reducción de riesgos y reacción ante emergencias deberán priorizarse de la siguiente manera:

- 1.1. Seguridad de personas
  - 1.2. Protección del medio ambiente
  - 1.3. Protección de los activos
2. Las medidas mencionadas en el numeral anterior requieren la adopción de medidas o barreras técnicas, operacionales y organizacionales idóneas, hasta que se alcance un punto en el que el beneficio incremental de medidas adicionales de control de riesgos sea superado por otros aspectos tales como costos o grado de dificultad en la implementación de la medida (principio ALARP).
  3. Se establecerán barreras mediante las cuales se pueda:
    - 3.1. Identificar las condiciones que puedan derivar en fallas, peligros y situaciones de accidentes,
    - 3.2. Reducir la posibilidad de fallas, peligros y situaciones de accidentes en desarrollo y que se están produciendo,
    - 3.3. Limitar los daños e inconvenientes potenciales.
  4. La estrategia para el diseño y uso continuo de barreras deberá ser establecida por el Operador y será comunicada en su totalidad a todo el personal de tal forma que la funcionalidad de las barreras sea protegida a lo largo de la vida útil de las instalaciones. Al menos dos barreras deberán establecerse y cada una deberá mantenerse con la suficiente independencia.
  5. Todas las medidas de reducción de riesgos deberán revisarse a la luz de nuevos conocimientos y desarrollos tecnológicos.
  6. Al evaluarse si el tiempo, costo y esfuerzos serían ampliamente desproporcionados en relación con los beneficios de incrementar la reducción del riesgo, deberá prestarse la debida atención a los niveles de riesgo compatibles con las mejores prácticas para las operaciones que se estén llevando a cabo (principio ALARP).

**Artículo 6. Principios de integridad de las instalaciones.**

1. Las partes responsables deberán garantizar que las instalaciones costa afuera se encuentran en condiciones mecánicas y estructurales apropiadas y permiten realizar eficaz y eficientemente las funciones y procesos para los cuales fueron diseñados.
2. Las instalaciones deben ser gerenciadas de manera tal que se adelanten procesos permanentes de evaluación durante las etapas de diseño, construcción, instalación, operación y desmantelamiento, asegurando la disponibilidad y uso de personas, sistemas, procesos y recursos necesarios para alcanzar tal objetivo durante todo el ciclo de vida del activo.



Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

**Artículo 7. Gerenciamiento integral de salud ocupacional y seguridad industrial.**

1. El sistema de gerenciamiento de seguridad desarrollado para cada facilidad o instalación deberá incluir aspectos para el gerenciamiento de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente y será aprobado y verificado por la entidad gubernamental competente en la materia.
2. El sistema deberá ser completo y contener disposiciones que permanentemente midan el desempeño y que impulsen el cambio por medio de la valoración e inclusión de retroalimentación en los procesos existentes.

**Artículo 8. Principios de cumplimiento.** Las disposiciones que expida la autoridad competente deberán estar acorde con los principios de protección de la salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. Adicionalmente las regulaciones que se expidan deberán:

1. Ser transparentes, enfocadas, proporcionales, consistentes y confiables;
2. Constituir un uso eficaz de los recursos a través de una metodología basada en riesgos;
3. Mejorar la protección de la salud ocupacional, la seguridad industrial y el medio ambiente;
4. Disminuir la carga regulatoria sobre la industria;
5. Involucrar activamente a la industria y a la comunidad en la creación y revisión de la política y métodos de cumplimiento.

**Artículo 9. Adopción de una cultura de salud ocupacional y seguridad industrial.**

1. Una cultura sólida de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente deberá incluirse en todos los aspectos de las actividades de exploración y producción. Se buscará la mejora continua en la reducción de riesgos y la protección de la salud ocupacional, la seguridad industrial y el medio ambiente.
2. Toda persona y entidad involucrada en el amplio rango de actividades asociadas con las operaciones de hidrocarburos y gas costa afuera deberá enfatizar en la necesidad de integrar el gerenciamiento de la seguridad y el medio ambiente con los objetivos de desempeño del personal, la sociedad y el gobierno.
3. Las siguientes características de personal y organizacionales son esperadas en una cultura que promueva la responsabilidad en la salud ocupacional, la seguridad industrial y el medio ambiente:
  - 3.1. Adoptar la seguridad como un valor fundamental;
  - 3.2. Tener un liderazgo sólido;
  - 3.3. Establecer y cumplir estándares altos de desempeño;
  - 3.4. Mantener una consciencia de vulnerabilidad;

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 3.5. Otorgar incentivos a los individuos para que cumplan a cabalidad sus responsabilidades de seguridad;
- 3.6. Escuchar a los expertos;
- 3.7. Garantizar las comunicaciones abiertas y efectivas;
- 3.8. Establecer un ambiente de crítica y aprendizaje;
- 3.9. Confianza recíproca;
- 3.10. Suministrar los medios y medidas de protección adecuados a las partes que reporten condiciones inseguras u otras violaciones de disposiciones de salud o seguridad;
- 3.11. Dar respuesta oportuna a asuntos y preocupaciones de seguridad;
- 3.12. Monitorear continuamente el desempeño a través de auditorías, evaluación de nuevas tecnologías y cualquier otro medio posible.

#### **Artículo 10. Cooperación y asociación de industria.**

1. El gobierno y la industria deberán establecer marcos apropiados de cooperación para compartir conocimiento e información sobre nuevas tecnologías, mejores prácticas operacionales y estándares relevantes entre las organizaciones de la industria, organizaciones profesionales, entes gubernamentales, empresas del sector, y la autoridad competente.
2. Los asuntos a ser considerados para establecer dichos marcos de cooperación incluirán:
  - 2.1. El mejoramiento de la integridad del pozo, equipos de control del pozo, barreras, y el monitoreo de su eficacia;
  - 2.2. El mejoramiento de los esquemas de prevención y contención de derrames;
  - 2.3. La administración y supervisión de las operaciones de alto peligro;
  - 2.4. La evaluación de la confiabilidad de los sistemas críticos de seguridad tanto ocupacional como ambiental;
  - 2.5. La identificación de indicadores de desempeño;
  - 2.6. El conocimiento y el intercambio de mejores prácticas;
  - 2.7. La coordinación de actividades de atención de emergencias, cuando sea necesario;
  - 2.8. Integrar eficazmente los sistemas de administración de seguridad y medio ambiente entre los Operadores y los demás entes involucrados en operaciones de hidrocarburos costa afuera.

#### **Artículo 11. Principio de "El que Contamina Paga".**

1. La parte responsable de causar contaminación u otros daños deberá asumir los costos de reparación de los daños causados sobre el medio ambiente o los costos de las medidas necesarias para reducir la contaminación.
2. La ocurrencia de accidentes mayores relacionados con las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera deberán reducirse y sus consecuencias deberán limitarse tanto como sea posible, aumentando la protección del medio ambiente marítimo y de las economías costeras contra la contaminación, estableciendo condiciones mínimas para la segura exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, limitando posibles interrupciones

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

en la producción de hidrocarburos y mejorando los mecanismos de respuesta en casos de accidentes.

3. La presente Resolución genera una obligación de un alto nivel de protección basada en los principios de precaución y de acción preventiva que deben ser adoptados, para que los daños ambientales sean prioritariamente rectificadas en su fuente. En resumen, el contaminador debe pagar por todo daño.

### **TÍTULO 3 Responsabilidades**

#### **Artículo 12. Responsabilidades en la presente regulación.**

1. El Operador deberá garantizar que cumple con los requisitos aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, y debe garantizar que todas las partes que se encuentran ejecutando obras o servicios en nombre del Operador (incluyendo empleados, contratistas, subcontratistas), y las partes que desarrollen actividades conjuntamente con el Operador (i.e. No-Operadores), cumplan con dichos requisitos.
2. Los No-Operadores deberán igualmente cumplir con las obligaciones aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, y son responsables de asegurarse que el Operador cumpla con las obligaciones aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente.
3. Los Contratistas que presten servicios en nombre del Operador o para el Operador deberán igualmente cumplir con las obligaciones aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente contenidas en la presente Reglamentación.
4. La Autoridad Competente será responsable de implementar y asegurar que se cumpla con las disposiciones contenidas en la presente Resolución.

#### **Artículo 13. Deberes y responsabilidades del Operador.**

##### *1. Deberes Generales del Operador:*

- 1.1. El Operador deberá cumplir con las leyes, reglamentaciones, estándares, directrices aplicables para proteger el medio ambiente, la salud ocupacional y la seguridad industrial en relación con el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia.
- 1.2. El Operador deberá asegurarse que las prácticas de administración de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente se compongan de actividades, recursos y procesos que garanticen que las operaciones y actividades sean llevados a cabo de manera diligente y eficiente con mejoras continuas.
- 1.3. El Operador deberá adoptar una cultura de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente que incluya todas las fases y áreas de actividad, e involucre a las personas a todo nivel funcional.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 1.4. Desarrollar y mantener sistemas de seguridad para identificar, mantener y monitorear riesgos, cumpliendo con las reglamentaciones y estándares internacionales que sobre esta materia le sean aplicables.
- 1.5. Comunicarse con entes gubernamentales, no-gubernamentales y terceros idóneos en relación con asuntos de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente que tengan injerencia en las operaciones de hidrocarburos costa afuera.
- 1.6. El Operador deberá designar Contratistas para la prestación de servicios, únicamente después de haberlos evaluado respecto de su capacidad para ejecutar las obras y servicios en cumplimiento con los requisitos legales y contractuales.
- 1.7. En caso de emergencias, el Operador deberá adoptar todas las medidas necesarias para proteger la vida, salud, el medio ambiente y los activos en riesgo.

## *2. Deberes del Operador hacia Empleados y Contratistas:*

- 2.1. Los Operadores deberán garantizar que las actividades de los empleados y contratistas sean organizadas y mantenidas de conformidad con las prácticas de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente previstas en las normas consignadas en la presente reglamentación, así como en la normatividad que regula cada uno de estos temas.
- 2.2. Los Operadores deberán continuamente analizar las condiciones de trabajo para garantizar que se encuentre en vigencia un sistema idóneo de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, brindando apoyo a dicho sistema con soluciones técnicas, operacionales y organizacionales apropiadas. El propósito de dicho análisis es mejorar continuamente la salud, el bienestar y la seguridad de las personas, y prevenir lesiones, muertes y enfermedades profesionales.
- 2.3. Los Operadores deberán brindar a sus empleados y contratistas, el entrenamiento y las certificaciones requeridas para que adopten prácticas responsables de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, y para que los empleados y los contratistas sean conscientes de sus roles en dichas prácticas.
- 2.4. Las responsabilidades y facultades de los Operadores, empleados y contratistas en el sistema de administración de seguridad deberán definirse sin ambigüedades.
- 2.5. Los Operadores deberán asegurarse que los contratistas y empleados tengan las certificaciones de competencia idóneas para sus respectivos deberes y responsabilidades.
- 2.6. El Operador deberá garantizar que se establezcan las rutinas adecuadas para el intercambio de información de riesgos de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente en el sitio de trabajo, entre todos los involucrados en la operación, especialmente entre el Operador y sus Contratistas.
- 2.7. Los Operadores deberán garantizar que se adopten medidas que permitan a sus empleados y contratistas reportar riesgos de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, al departamento apropiado o entes gubernamentales.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 2.8. Los Operadores deberán obtener y mantener todos los permisos asociados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, incluyendo certificados laborales, autorizaciones de trabajo y permisos ambientales.
- 2.9. Los Operadores están obligados a monitorear, reportar y corregir las violaciones de salud ocupacional, seguridad ambiental y medio ambiente cometidas por contratistas en relación con los servicios prestados en nombre del Operador.

**Artículo 14. Deberes y responsabilidades de los No-Operadores.** A lo largo del término de los correspondientes contratos entre el Operador y el No-Operador, los No-Operadores deberán asegurarse que:

1. El Operador cumpla con sus obligaciones en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente bajo la ley colombiana.
2. Conocer la información apropiada y relevante sobre las actividades de hidrocarburos aplicables, y
3. El sistema de gerenciamiento del Operador sea adecuado para desarrollar y monitorear las operaciones.

**Artículo 15. Deberes y responsabilidades del Contratista.**

1. Los Contratistas que presten servicios en nombre del Operador o para el Operador, deberán cumplir con las obligaciones aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente que se establecen en la presente Resolución.
2. Los Contratistas deberán cooperar con el Operador para asegurar que las obras y servicios sean implementados de conformidad con la legislación y mejores prácticas de industria aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente.
3. Los Contratistas deberán asegurar que sus empleados reciban las instrucciones y certificaciones apropiadas para manejar los riesgos de seguridad y salud asociados con la prestación de sus servicios.

**Artículo 16. Deberes y responsabilidades de la Autoridad Competente.** La Autoridad Competente será responsable de:

1. Promover la salud ocupacional y la seguridad industrial a través de la orientación, supervisión y vigilancia.
2. Supervisar el establecimiento de sistemas de administración de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente de conformidad con estas reglamentaciones.
3. Mejorar e incrementar el desempeño de la seguridad costa afuera en una manera constante y continua.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

4. Realizar la inspección y auditoría de las instalaciones y operaciones costa afuera.
5. Coordinar inspecciones conjuntas o de otras actividades con otras agencias gubernamentales.
6. Evaluar el uso de tecnologías, lo que deberá incluir la integridad del pozo y de las revisiones de la integridad de las instalaciones o activos y valoración de los estándares.
7. Las medidas de imposición podrán incluir:
  - 7.1. Advertencia de Incumplimiento.
  - 7.2. Órdenes de acciones correctivas.
  - 7.3. Sanciones o multas por incumplimiento.
  - 7.4. Suspensión temporal o parcial de actividades.
  - 7.5. Emisión de órdenes para detener las obras o revocar la licencia de operación de conformidad con las disposiciones de la presente Reglamentación.

**Artículo 17. Obligación y responsabilidad financiera.**

1. El Operador costa afuera deberá demostrar responsabilidad financiera en el monto de \$250.000.000 dólares de los Estados Unidos para cada una de sus instalaciones, para compensar al Gobierno Nacional y a las comunidades afectadas por los daños que pudieran ocurrir en el caso de derrame de petróleo de dichas instalaciones costa afuera de la República de Colombia. El amparo continuo previsto en esta sección deberá mantenerse en todo momento hasta que la instalación sea adecuadamente removida o abandonada de conformidad con un plan de abandono aprobado.
2. Los requisitos del numeral 1 del presente artículo podrán cumplirse mediante el uso de uno, o una combinación, de los siguientes métodos para la demostración de la responsabilidad financiera:
  - 2.1. Certificados de seguros emitidos por aseguradoras que en su última evaluación conducida por los Reportes de Seguros de A.M. Best's, los Servicios de Calificación de Seguros de Standard and Poor's o cualquier otra calificación realizada por un servicios de calificación aceptable para la Autoridad Competente, han alcanzado una calificación de "Segura" sobre la capacidad de pago de reclamaciones.
  - 2.2. Fianza o bono emitido por una sociedad con licencia para conducir negocios en Colombia, u
  - 2.3. Otros instrumentos que provean equivalente garantía respecto de la oportuna atención de reclamaciones, tales como cartas de crédito u otros métodos comparables, aprobados por la Autoridad Competente.
3. La parte responsable por contaminación deberá cubrir lo siguiente:
  - 3.1. Costos de remoción.

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

- 3.2. Daños causados por un incidente de contaminación de hidrocarburos o la amenaza de un incidente de contaminación de hidrocarburos. Los daños abarcarán:
  - 3.2.1. Lesiones personales o muertes,
  - 3.2.2. Recursos naturales contaminados,
  - 3.2.3. Propiedad real o personal,
  - 3.2.4. Pérdida de uso,
  - 3.2.5. Ingresos (i.e. pérdida neta de impuestos, regalías, rentas, honorarios, etc.),
  - 3.2.6. Lucro cesante, y
  - 3.2.7. Costos de servicios públicos.
4. Limitación de Responsabilidad.
  - 4.1. La responsabilidad por reclamaciones de daños por contaminación bajo el numeral 3.2 del presente artículo deberán establecerse en un máximo de US\$250.000.000.
  - 4.2. La responsabilidad por costos de remoción bajo el numeral 3.1. es ilimitada.
  - 4.3. La Autoridad Competente podrá establecer excepciones a las limitaciones de responsabilidad, pero no serán aplicables en los casos de negligencia grave o el incumplimiento de la normatividad aplicable.
5. Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera.
  - 5.1. Se deberá establecer un Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera con el fin de atender adecuada y oportunamente cualquiera de los siguientes eventos:
    - 5.1.1. Derrames de magnitud significativa,
    - 5.1.2. Derrames causados por contratistas que no tienen la capacidad de utilizar sus fondos tan pronto como podría hacerlo el fondo de contaminación de hidrocarburos.
    - 5.1.3. Cuando se desconoce la parte responsable o no tiene la capacidad para pagar.
  - 5.2. Si los fondos son gastados bajo las condiciones de los numerales 5.1.2 o 5.1.3, la parte responsable coordinará con la Autoridad Competente para pagar al Fondo los gastos correspondientes, pero podrá limitarse por la cobertura máxima prevista en los numerales 4.1 y 4.2 del presente artículo. Los fondos deberán ser pagados al Fondo a la mayor brevedad posible. Se causarán intereses sobre los pagos morosos.
  - 5.3. El Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera deberá proveer una cobertura máxima de US\$500.000.000 por incidente, siempre y cuando el Fondo se encuentre plenamente financiado en el momento del incidente. Se considera que el Fondo está plenamente financiado cuando haya alcanzado un monto de al menos US\$1.000.000.000.
  - 5.4. Si un evento de calificación ocurre antes que el Fondo se encuentre plenamente financiado, el Fondo suministrará cobertura hasta por un monto que no excederá el 50% de los fondos existentes.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 5.5. El Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera únicamente cubrirá daños relacionados con actividades de exploración y producción de hidrocarburos y gas. Esto podrá incluir buques tanque, instalaciones costa afuera, u otras instalaciones relacionadas de exploración y producción.
- 5.6. El Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera deberá financiarse por medio de tarifas pagadas por los Operadores para cada bloque. El Operador pagará el mayor valor entre:
  - 5.6.1. US\$1,000,000 anual por taladro operando en el bloque, o
  - 5.6.2. US\$1,000,000 anual por bloque, o
  - 5.6.3. El 0.05% del ingreso bruto del bloque. El ingreso bruto se calculará mensualmente, mediante el cálculo de:
    - 5.6.3.1. El volumen de producción mensual de las instalaciones reportado para el mes calendario, multiplicado por,
    - 5.6.3.2. El promedio del precio de referencia de venta al público del mes calendario, empleando los siguientes estándares de comparación:
      - 5.6.3.2.1. Henry Hub para gas natural;
      - 5.6.3.2.2. West Texas Intermediate Crude para petróleo;
      - 5.6.3.2.3. Cualquier otro precio de referencia especificado por la Autoridad Competente.
- 5.7. Los fondos recaudados por el Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera serán depositados en un patrimonio autónomo.
- 5.8. El tipo de reclamaciones cubiertas por el Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera deberá especificarse. El fondo deberá cubrir los costos de remoción asumidos y las diferentes reclamaciones por costos y daños que son aplicables bajo la ley colombiana.
- 5.9. La autoridad competente tendrá la facultad para aprobar la utilización de recursos del Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera en las situaciones y condiciones definidas en la presente Resolución. .

#### **TÍTULO 4**

##### **Sistema de Gerenciamiento de la Seguridad**

###### **Artículo 18. Objeto y objetivos del sistema de gerenciamiento de seguridad.**

1. Los Operadores son responsables del desarrollo de sistemas de gerenciamiento de seguridad industrial con el propósito de fijar los objetivos relativos a los riesgos y peligros significativos de seguridad e impactos en el medio ambiente sobre los cuales los Operadores ejercen control y puede esperarse que tengan alguna influencia.
2. El sistema de administración de seguridad debe identificar, abordar y administrar los peligros e impactos en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente durante el diseño, construcción, puesta en marcha, operación, inspección, mantenimiento y desmonte o abandono de la totalidad de las instalaciones costa afuera, incluyendo las unidades móviles de



Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

perforación costa afuera mientras se encuentren bajo la jurisdicción de la Autoridad Competente de la República de Colombia.

3. Los Contratistas y subcontratistas deberán estar capacitados y entrenados en los sistemas de gerenciamiento de seguridad industrial del Operador y tendrán políticas y prácticas de seguridad y medio ambiente que sean congruentes con el sistema de gerenciamiento de seguridad industrial del Operador.
4. El sistema de gerenciamiento de seguridad industrial deberá cumplir con los criterios mínimos establecidos en el Título 4 de la presente Regulación, y deberá contener:
  - 4.1. Análisis de Riesgos
  - 4.2. Prácticas de Trabajo Seguro
  - 4.3. Gerenciamiento del Cambio
  - 4.4. Procedimientos de Operación
  - 4.5. Entrenamiento
  - 4.6. Integridad Mecánica
  - 4.7. Atención de Emergencias
  - 4.8. Participación de Empleados
  - 4.9. Reporte de Incidentes
  - 4.10. Monitoreo de Desempeño
  - 4.11. Acciones Correctivas Mejoramiento Continuo
  - 4.12. Registros y Documentaciones

**Artículo 19. Identificación de peligros y análisis de riesgos.**

1. El sistema de gerenciamiento de seguridad industrial debe contener identificación detallada de peligros y reportes de identificación de análisis de riesgos, evaluación y reducción de la probabilidad de ocurrencia y/o mitigación de consecuencias de la liberación no controlada u otros peligros de seguridad industrial o del medio ambiente. Dichos análisis deben considerar factores humanos.
2. El análisis de riesgos es una evaluación o una serie de evaluaciones conducidas por el Operador, que
  - 2.1. Identifica todos los peligros que tienen el potencial para causar incidentes; y
  - 2.2. Es una valoración detallada y sistemática del riesgo asociado con cada uno de dichos peligros, incluyendo la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de cada incidente potencial; y
  - 2.3. Identifica las medidas técnicas y las demás medidas de control que son necesarias para reducir dicho riesgo al nivel más bajo según sea razonablemente posible.
3. El análisis de riesgo deberá incluir una aproximación ordenada, sistemática y específica del sitio. El análisis de riesgo del sistema de gerenciamiento de seguridad industrial de un Operador deberá incluir lo siguiente:
  - 3.1. Metodología, incluyendo diseño, instalación, pruebas y especificaciones de plataforma;

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 3.2. Análisis de peligros, incluyendo factores humanos;
- 3.3. Análisis de personal, incluyendo las calificaciones de las personas ejecutando inspecciones
- 3.4. Planes periódicos de análisis de riesgos y peligros, incluyendo un sistema para auditar, actualizar y mejorar con regularidad el sistema de gerenciamiento de seguridad industrial por medio de la repetición frecuente;
- 3.5. Un reporte escrito describiendo peligros y recomendando pasos para mitigar dichos peligros.

**Artículo 20. Prácticas de trabajo seguro.**

1. Los Operadores deberán desarrollar y divulgar a todos los trabajadores, empleados y contratistas, una descripción de las prácticas de trabajo seguro. Dichas prácticas de trabajo deberán minimizar los riesgos asociados con las actividades de operación, mantenimiento y modificación y con la manipulación de materiales y sustancias que pudieren afectar la salud ocupacional, la seguridad industrial y el medio ambiente. Las prácticas de trabajo seguro deberán aparecer en forma escrita en diferentes lugares de las instalaciones.
2. Los Operadores deberán que los empleados y contratistas cuenten con el adecuado entrenamiento y los procesos de comunicación efectiva. Los Contratistas deberán suministrar al Operador las prácticas de trabajo seguro del Contratista, y ambas partes deberán acordar las prácticas de seguridad apropiadas cuando surjan diferencias.
3. Los Operadores deberán incluir disposiciones sobre manipulación de materiales. Se requiere el uso de hojas de datos de seguridad material (MSDS por su sigla en inglés).
  - 3.1. La MSDS deberá incluir:
    - 3.1.1. Identidad química;
    - 3.1.2. Información del fabricante;
    - 3.1.3. Ingredientes peligrosos;
    - 3.1.4. Características físicas y químicas;
    - 3.1.5. Información sobre peligros de incendio y explosión;
    - 3.1.6. Información sobre reactividad;
    - 3.1.7. Información sobre peligros para la salud;
    - 3.1.8. Precauciones para la manipulación segura;
    - 3.1.9. Medidas de control;
    - 3.1.10. Vías primarias de acceso (inhalación, absorción, etc.);
    - 3.1.11. Procedimientos de emergencia y de primeros auxilios.
  - 3.2. Los Operadores deberán asegurar que los empleados, trabajadores y contratistas tengan un conocimiento básico sobre cómo obtener y hacer uso adecuado de la información MSDS.
  - 3.3. Los Operadores deberán asegurar que la información MSDS esté disponible respecto de todos los químicos peligrosos.
  - 3.4. Los Operadores deberán asegurar que MSDS completa y exacta esté en todo momento a disposición de todos los trabajadores.
4. Las prácticas de trabajo seguro incluyendo operaciones y procedimientos de atención de emergencias.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

### **Artículo 21. Manejo de cambios.**

1. Los Operadores deberán elaborar un programa sistemático y dinámico que permita identificar y controlar los riesgos de seguridad en momentos de cambio. El Cambio incluye cambio de equipos, materiales, procedimientos, sistemas, instalaciones, personal y evaluación de riesgos. Los procedimientos deberán ser lo suficientemente flexibles para que se le puedan incorporar tanto cambios mayores como menores.
2. Los Operadores se deberán asegurar, en tanto las operaciones continúen, que tanto el equipo como las instalaciones se mantengan adecuadas para su función prevista, que los procedimientos de operación se mantengan adecuados para este propósito, y que el personal sea competente.
3. Cuando se esté llevando a cabo un cambio, los Operadores deberán:
  - 3.1. Identificar a los interesados;
  - 3.2. Identificar la meta del cambio;
  - 3.3. Tener en cuenta el entorno y sus limitaciones;
  - 3.4. Evaluar los posibles riesgos;
  - 3.5. Utilizar personal competente y procedimientos consistentes; y
  - 3.6. Comunicarse con las partes afectadas.
4. El manejo de los cambios incluye el monitoreo de la vida útil. Los Operadores deberán llevar a cabo inspección interna para los elementos mecánicos que estén por fuera de su vida útil en períodos fijados, incluyendo el monitoreo de la integridad de los sistemas de producción submarinos.
5. Los Operadores deberán determinar qué constituye un cambio material, generando así el deber de reportar cambios materiales a la Autoridad Competente.
6. El cambio o la eliminación de acciones correctivas previamente adoptadas por los Operadores deberán ser justificados. Los Operadores solo podrán cambiar o eliminar el correctivo previamente adoptado si un sustituto de igual o mejor calidad es adoptado en su lugar.

### **Artículo 22. Procedimientos de operación.**

1. Los Operadores deberán desarrollar el sistema de gerenciamiento de seguridad industrial para que en este se incluyan los requisitos para los procedimientos escritos de operación de las instalaciones diseñados para mejorar operaciones eficientes, seguras, y operaciones ambientalmente idóneas.
2. Los procedimientos de operación deberán ser accesibles para todos el personal involucrado en las operaciones y deben tratar los siguientes temas:
  - 2.1. Puesta en marcha inicial;
  - 2.2. Operaciones regulares;

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 2.3. Todas las operaciones de emergencia (incluyendo, pero sin limitarse a evacuaciones médicas, evacuaciones relacionadas con el clima, operaciones de apagado de emergencia);
  - 2.4. Apagado regular;
  - 2.5. Encendido luego de reparación, o luego de un apagado de emergencia;
  - 2.6. No utilizar y marcar adecuadamente el equipo que está fuera de servicio;
  - 2.7. Las consecuencias para seguridad industrial y el medio ambiente del cambio de los límites de operación equipos y de los pasos requeridos para corregir o evitar operar fuera de dichos límites;
  - 2.8. Propiedades de y riesgos asociados a los químicos utilizados en las operaciones;
  - 2.9. Las precauciones que se tendrán para prevenir la exposición del personal y del medio ambiente a los químicos utilizados en las operaciones. La precauciones deberán incluir control de la tecnología, equipo de protección personal, y las medidas que se deben tomar si algún contacto físico o exposición aérea llegar a ocurrir.
  - 2.10. Materias primas utilizadas en operaciones y procedimientos de control de calidad utilizados en la compa de materias primas;
  - 2.11. Control del inventario de químicos peligrosos;
  - 2.12. Impacto en el medio ambiente humano y marino identificado a través del análisis de riesgo;
3. Los procedimientos de operación deberán ser repasados periódicamente y con la frecuencia que sea necesaria para asegurarse de que estos evidencien practicas actuales y acostumbradas, incluyendo cualquier cambio considerado como parte del manejo de los cambios.
  4. El Operador deberá desarrollar prácticas de trabajo seguras y ambientalmente idóneas para peligros identificados durante las operaciones y respecto del grado de riesgo que sobre estas se presente.

### **Artículo 23. Competencia y entrenamiento.**

1. Todo el personal deberá tener, antes de asumir sus deberes, la experiencia, entrenamiento, y todas las credenciales necesarias para ejecutar sus deberes de manera segura, y en cumplimiento de la ley colombiana.
2. El Operador y/o contratistas, deberán estar equipados y con la competencia y la idoneidad requeridas para hacer frente a cualquier riesgo o emergencia durante todas las fases de las actividades costa afuera de hidrocarburos y gas. El Operador deberá estar en la capacidad de demostrar a la Autoridad Competente y/o tercero independiente, prueba de auditoría de competencia debidamente certificada.
3. Los Operadores deberán establecer e implementar programas de capacitación tanto para respuesta a emergencias como para medidas de control. Los Operadores deberán proveer entrenamiento continuo para todo el personal.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 3.1. La competencia incluye la competencia profesional, conocimiento sistémico, y competencia en salud ocupacional, seguridad industrial, medio ambiente.
  - 3.2. La competencia requiere que el personal sea apto para manejar todos los incidentes operativos incluyendo picos de actividad, interrupciones operacionales, y situaciones de peligro.
  - 3.3. Los Operadores deberán tener en cuenta la experiencia, certificados, evaluaciones operacionales anteriores, y asistencia in situ en el momento de tomar decisiones sobre la competencia.
  - 3.4. Los Contratistas deberán asegurarse de que el personal reciba capacitación sobre el lugar específico que sea compatible con los requerimientos de entrenamiento del Operador.
  - 3.5. Los Operadores deberán proveer la certificación de los empleados, administradores, trabajadores, contratistas y cualquier otro personal indicando su competencia para operar costa afuera en un cargo específico.
4. Los Operadores deberán proveer capacitación para emergencias costa afuera, prevención y control de incendios, y orientación de personal. Como mínimo, el personal que trabaja costa afuera deberá tener las siguientes certificaciones:
    - 4.1. Introducción Básica a la Seguridad Costa Afuera (BIOS);
    - 4.2. Entrenamiento de Escape Subacuático de Helicóptero (HUET);
    - 4.3. Primeros Auxilios.
  5. Los Operadores deberán basar la capacitación para el control de pozos en los estándares de la IADC.
  6. El Operador deberá verificar la capacitación de contratistas a través de auditorías a los programas de capacitación ambientales, de salud ocupacional y seguridad industrial o a través de la observación del desempeño laboral para garantizar que los contratistas están entrenados en las prácticas laborales especiales para llevar a cabo sus labores de una manera segura y ambientalmente idónea, lo que incluye la capacitación en procedimientos de operación, prácticas laborales seguras y respuesta ante emergencias y medidas de control.

**Artículo 24. Integridad mecánica.**

1. El Operador deberá establecer procedimiento escritos para asegurar que tanto el equipo como las instalaciones están diseñadas, construidas, puestas a prueba, monitoreadas, y mantenidas en una condición adecuada que ofrezca seguridad al medio ambiente y al personal que las opera. Se deben tener en cuenta factores humanos relativos al acceso a los equipos para su operación, mantenimiento y pruebas.
2. Los Operadores deberán cumplir con una estrategia de aseguramiento de calidad que deberá estar conforme a las especificaciones/requerimientos a lo largo de la ejecución del proyecto y el programa de mantenimiento. La garantía de calidad para equipos cruciales deberá ser una parte integral de los siguientes procesos:

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 2.1. Obtención;
  - 2.2. Fabricación;
  - 2.3. Instalación;
  - 2.4. Mantenimiento;
  - 2.5. Inspección y pruebas
3. Los Operadores deberán establecer un programa de gerenciamiento de integridad que incluya el monitoreo continuo y la inspección interna. Este programa deberá, como mínimo, abordar:
- 3.1. La evaluación de la integridad a través de revisiones periódicas de integridad basadas en riesgos y amenazas identificados. El análisis del historial de mantenimiento, la inspección, y los ensayos y pruebas de intervenciones e historial de revisión den integridad deberán ser llevados a cabo antes de cualquier evaluación de integridad.
  - 3.2. La recopilación sistemática y efectiva, y la evaluación e integración de información para efectos de establecer:
    - 3.2.1. Sistema de manejo de registros para el monitoreo integral y el control operacional;
    - 3.2.2. El archivo de documentos de manejo integral;
    - 3.2.3. La conservación de registros individuales con la historia completa de los equipos cruciales.
  - 3.3. El análisis de riesgo seguido de acciones correctivas y preventivas;
  - 3.4. Monitoreo continuo;
  - 3.5. La capacitación para el personal de mantenimiento en la aplicación de procedimientos, riesgos relevantes, y Tecnología para practicas seguras de trabajo y sistemas utilizados para cumplimiento;
  - 3.6. Evaluación de la efectividad de la efectividad del programa de gerenciamiento.

**Artículo 25. Respuesta a emergencias.**

1. Los Operadores se asegurarán de que los planes de respuesta a emergencias estén implementados, los empleados y contratistas estén debidamente enterados de los planes, los cuales deben ser ensayados y desarrollados de manera rutinaria.
2. Los Operadores deberán implementar planes de respuesta a emergencias de conformidad con la Convención Internacional Contra la Contaminación por Hidrocarburos, Respuesta y Cooperación (OPRC), el Decreto 321 de 1999 sobre la adopción de el Plan Nacional de Contingencia contra los derrames de petróleo, sustancias nocivas y sus derivados y los planes de contingencia nacionales y locales. Esta respuesta a emergencias deberá ser aprobada con anterioridad al comienzo de la actividad de exploración y producción por parte de la Autoridad Competente en coordinación con el Ministerio del Interior, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres y cualquier otra agencia gubernamental de conformidad con la legislación colombiana aplicable.
3. Los Operadores se aseguraran de que la respuesta a emergencias este fácilmente disponible para revisión por parte del personal y de los contratistas.
4. Coordinación

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

- 4.1. Los Operadores se asegurarán de que la respuesta a emergencias sea coordinada cuando más de una instalación se encuentre en uso.
  - 4.2. Los planes de respuesta a emergencia de los Operadores deberán ser congruentes con la política de gestión del riesgo del Estado Colombiano.
  - 4.3. Los Operadores deberán cooperar, cuando sea necesario, con otros Operadores que adelanten actividades de producción y exploración en las inmediaciones, para asegurar que la salud ocupacional, seguridad industrial y el medio ambiente sean protegidas.
5. Los planes de respuesta a emergencias deberán asegurar que los siguientes asuntos sean abordados:
- 5.1. La evaluación del riesgo adelantado durante la preparación del sistema de administración de seguridad;
  - 5.2. Desarrollo estratégico (que detalle el plan, técnicas de respuesta, recursos para dar respuesta, liderazgo, dirección y gerenciamiento de procedimientos de capacitación y evaluación);
  - 5.3. Principios operacionales (notificación, evaluación temprana del incidente y movilización de los recursos de respuesta apropiados, iniciación de la respuesta, revisión del progreso, terminación de la revisión); y
  - 5.4. Directorio de información, incluyendo todos los contactos de información relevantes y los planes de contingencia.
6. Los Operadores deberán instalar los mecanismos de seguridad para los sistemas de control incluyendo el establecimiento y la prueba de un sistema con modo de activación automática (sistema de hombre muerto) durante las operaciones de emergencia.
7. El Plan de Respuesta a Emergencias deberá contener detalles sobre lo siguiente:
- 7.1. El plan y la estrategia de respuesta a emergencias como se describe en el numeral 5 del presente artículo;
  - 7.2. El gerenciamiento de atención de emergencias, como se describe en el numeral 5 del presente artículo;
  - 7.3. Comunicaciones como se describen en el numeral 5 del presente artículo. Esto también deberá incluir comunicaciones aéreas y marítimas;
  - 7.4. Detección potencial de incidentes y monitoreo de incidentes como se describe en el artículo 27 de la presente Regulación.
  - 7.5. Procedimientos de alarma para notificar al personal que potencialmente podría verse impactado por un incidente;
  - 7.6. Puntos de encuentro seguros;
  - 7.7. Diferentes opciones para refugio temporal, como también lugares de seguridad;
  - 7.8. Plan de Evacuación;
  - 7.9. Rutas de escape;
  - 7.10. Mecanismos vigentes que permita el rescate y la recuperación apropiados;

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 7.11. Mecanismos para la distribución de equipos personales de protección (PPE);
- 7.12. Estrategia de evacuación por aire, incluyendo helicóptero y evacuaciones en helipuerto;
- 7.13. Búsqueda y rescate aéreos y marítimos;
- 7.14. Acceso marítimo; y
- 7.15. Mecanismos de evacuación médica (Medevac) que proveerán un mecanismo para la remoción de individuos enfermos o lesionados del ambiente hostil o del ambiente peligroso a un lugar seguro donde la atención médica adecuada y apropiada pueda ser suministrada. Estos procedimientos deberán incluir, pero no estarán limitados a:
  - 7.15.1. Solicitudes y autorizaciones médicas requeridas para Medevac que se lleven a cabo en coordinación con las agencias gubernamentales idóneas;
  - 7.15.2. Determinación de las escalas de tiempo para respuesta (i.e. evacuación tan pronto como sea posible, evacuación dentro de las próximas 6 horas, 12 horas o 24 horas);
  - 7.15.3. Mecanismos de coordinación y comunicación específica que permitan el envío de información tan pronto como sea autorizado médicamente para facilitar la vía de evacuación necesaria; y
  - 7.15.4. Varios mecanismos de evacuación en el que se pueda llevar a cabo Medevac, i.e. por medio de helicóptero o embarcaciones de superficie acuática.

#### **Artículo 26. Participación de los Empleados.**

1. Los Operadores deberán desarrollar un proceso para que los empleados tengan incidencia en sistemas de gerenciamiento de seguridad industrial y, cuando resulte adecuado, que incidan en el continuo mejoramiento del sistema de gerenciamiento de seguridad industrial.
2. El Operador deberá asegurarse de que los empleados con suficientes conocimiento y experiencia participen la preparación de análisis relevantes para asegurar que los asuntos de importancia para el clima laboral, la salud ocupacional y la seguridad industrial sean debidamente observados.
3. Todos los empleados afectados deberán ser informados sobre los análisis de riesgo relevantes así como de la importancia de los resultados para la ejecución del trabajo.
4. El sistema de administración de seguridad deberá incluir procedimientos para que todo el personal pueda reportar condiciones de trabajo inseguras. Esto incluye permitir al personal a que exija que las operaciones sean suspendidos por la persona que se encuentre a cargo de la operación, si es necesario para proteger la salud ocupacional, la seguridad industrial y el medio ambiente.

#### **Artículo 27. Reporte e investigación de incidentes.**

1. El sistema de gerenciamiento de seguridad industrial debe establecer procedimientos para el reporte y la investigación de la totalidad de accidentes



Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

e incidentes con consecuencias en seguridad industrial o medioambientales severas. Los eventos reportables incluyen:

- 1.1. Un evento que resulte en la muerte o lesiones serias significativas sobre la vida humana;
  - 1.2. Un evento que no haya generado pero que razonablemente pudo haber generado la muerte o lesiones significativas sobre la vida humana;
  - 1.3. Un evento que causó que un miembro de la fuerza de trabajo se incapacitara en la ejecución de su trabajo por un período de al menos 3 días;
  - 1.4. Pérdida de control del pozo, incendio, explosión o liberación de una sustancia peligrosa;
  - 1.5. Daños sobre la estructura de las instalaciones o plantas anexas a ella, o pérdida de la estabilidad de las instalaciones;
  - 1.6. Colisión de embarcaciones marítimas con las instalaciones;
  - 1.7. Fallas de los sistemas de soporte vital de buceo, desprendimiento de una campana de buceo o atrapamiento de un buzo;
  - 1.8. Liberación no controlada de vapores de hidrocarburos;
  - 1.9. Liberación no controlada de líquidos de petróleo;
  - 1.10. Daños sobre equipos cruciales de seguridad;
  - 1.11. Daños sobre el medio ambiente que resulten de cualquiera de los eventos mencionados en los numerales 1.4 a 1.5 y 1.8 a 1.10 del presente artículo;
  - 1.12. Cualquier otra ocurrencia de cualquier naturaleza que un Operador prudente consideraría que requiere una investigación inmediata.
2. El Operador deberá notificar por escrito a la Autoridad Competente sobre cualquier incidente de accidente con consecuencias significativas en materia de seguridad industrial o del medio ambiente. Dicha notificación:
- 2.1. Deberá ser escrita; y
  - 2.2. Surtida dentro de las 24 horas de:
    - 2.2.1. La primera ocurrencia del accidente o incidente; o
    - 2.2.2. Si el accidente o incidente no es detectado por el Operador en el momento de su ocurrencia, al momento de la detección del accidente o incidente por parte del Operador.
  - 2.3. Debe contener todos los detalles materiales acerca del accidente o incidente que se encuentren razonablemente a disposición del Operador en el momento de la notificación. Cuando fuere posible, la notificación deberá describir las circunstancias que causaron el accidente o incidente, incluyendo el origen, el impacto potencial sobre el medio ambiente y las principales consecuencias potenciales.
3. Dentro de los tres días siguientes a la ocurrencia de un accidente o incidente, o de la detección de dicho accidente o incidente, el Operador deberá presentar un reporte de seguimiento con el tipo de información que determine la Autoridad Competente. Dicho reporte deberá constar por escrito y deberá incluir las acciones correctivas adoptadas por el Operador.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

4. Dentro de los 20 días siguientes a la terminación de cada mes, el Operador debe presentar a la Autoridad Competente un reporte escrito correspondiente al mes anterior, resumiendo:
  - 4.1. Número de personas fallecidas en las instalaciones;
  - 4.2. Número y tipo de lesiones ocurridas en las instalaciones, diferentes a las lesiones que no requieren tratamiento o sólo de la naturaleza de primeros auxilios.
5. La Autoridad Competente deberá desarrollar una herramienta de reportes en línea para los incidentes en tiempo real e histórico. Un servicio telefónico deberá estar disponible para el reporte de muertes y lesiones específicas.
6. Los Operadores establecerán procedimientos para la investigación de todos los incidentes con consecuencias significativas en seguridad y medio ambiente. Dicha investigación no impide a la Autoridad Competente de conducir sus propias investigaciones o de involucrar a un tercero para que conduzca dicha investigación en su nombre. El costo de dicha investigación será asumido por el Operador.
7. Los Operadores asegurarán que los investigadores del incidente sean personas calificadas, expertos en los procesos en los que se les involucra y en las técnicas investigativas relevantes para la investigación.
8. Los hallazgos de la investigación del accidente o incidente deberán utilizarse en la siguiente actualización de análisis de peligros y en las auditorías de la sociedad. Los Operadores deberán desarrollar un plan de acciones correctivas para cada hallazgo de la investigación y asegurar que se completen las acciones acordadas.

**Artículo 28. Monitoreo de desempeño.**

1. Los Operadores establecerán un programa de monitoreo de desempeño para proveer el proceso y la estructura necesarios para el monitoreo y la revisión de las metas y programas de salud ocupacional y la seguridad industrial. El programa de monitoreo de desempeño deberá incluir los siguientes elementos:
  - 1.1. Identificación de indicadores clave de desempeño;
  - 1.2. Verificación de estándares de desempeño de barrera;
  - 1.3. Revisión e implementación de hallazgos de auditoría;
  - 1.4. Investigaciones de incidentes y accidentes, incluyendo aquellas situaciones que estuvieron cerca de configurarse en una de estas;
  - 1.5. Revisión e integración con el gerenciamiento de manera regular;
2. Como parte del sistema de gerenciamiento de seguridad, los Operadores deben identificar indicadores claves de desempeño para evaluar de manera permanente el desempeño contra las metas establecidas en salud ocupacional y seguridad industrial. Los Operadores deben adoptar un concepto de "doble garantía" que los sistemas de control de riesgos se encuentren operando como era la intención, o una advertencia sobre el inicio de la formación de problemas. Los indicadores de desempeño deberán incluir:

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 2.1. Indicadores reactivos que evidencien cuando falla el resultado de seguridad deseado, o cuando no se ha obtenido. Este indicador se enfocará en fallas de la integridad que se materializaron o que estuvieron cerca de estarlo.
- 2.2. Indicadores proactivos que ofrecen una valoración del bienestar de las salvaguardias y los controles que componen las barreras actualmente vigentes. La valoración de los principales indicadores requerirá verificaciones sistemáticas rutinarias sobre la implementación de las acciones o actividades clave según lo previsto.
3. Los Operadores deberán llevar a cabo, de manera regular, la verificación del desempeño, confiabilidad y disponibilidad de barrera. El desempeño debe ser medido en pruebas operacionales directas, cuando fuere posible. Cuando las pruebas funcionales no sean posibles, la verificación del desempeño de barrera podrá depender de modelos en la fase de diseño para elementos estructurales o en pruebas tipo para la protección contra incendios.
4. Los hallazgos de la auditoría del personal del interior de la organización o de auditores externos que sea conducida por prestadores de auditorías independientes de conformidad con las disposiciones del Artículo 29 de la presente Regulación, serán parte integral del monitoreo de desempeño.
5. Los auditores deberán identificar prácticas no idóneas, oportunidades de mejora y cualquier incumplimiento.
6. Los resultados de las inspecciones dirigidas de la Autoridad Competente o por organizaciones de terceros inspectores que operan en nombre de la Autoridad Competente serán parte integral del monitoreo de desempeño. Tales resultados junto con el incidente de inspección llevado a cabo por el Operador bajo el Artículo 27 de la presente Regulación se integrarán a la revisión habitual establecida en el sistema de gerenciamiento.
7. El sistema de gerenciamiento deberá revisar permanentemente las pruebas de cada una de las medidas de monitoreo de desempeño descritas en el presente Artículo, adoptar las lecciones aprendidas e implementar posibles acciones de mejora. Tal información puede ser empleada por la administración para el establecimiento de objetivos viables para el siguiente ciclo de desempeño.

**Artículo 29. Auditoría de sistema de gerenciamiento de seguridad industrial.**

1. El Operador deberá realizar auditorías al menos cada tres (3) años para evaluar sistemáticamente la idoneidad del sistema de gerenciamiento de seguridad de cada una de sus instalaciones.
2. Las auditorías deberán llevarse a cabo por organizaciones independientes que demuestren capacidad para conducir auditorías de administración de sistemas de seguridad de conformidad con los requisitos de la presente regulación.
3. El proveedor de auditoría independiente debe ser aprobado por la Autoridad Competente ante la demostración de su experiencia en el suministro de verificación de sistemas de gerenciamiento de seguridad costa afuera en otras jurisdicciones.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

4. La Autoridad Competente se reserva el derecho de ordenar al Operador para que adelante una auditoría por un tercero independiente sobre el sistema de gerenciamiento de seguridad, en adición a la auditoría habitual prevista en el parágrafo a. anterior. El Operador es responsable por los costos asociados a las auditorías.
5. Las auditorías deberán evaluar si los sistemas de gerenciamiento son vigentes y están siendo efectivamente ejecutados en relación a las normas de la empresa auditada, la presente Regulación y los estándares aplicables.
6. Los hallazgos de la auditoría deberán identificar claramente las áreas de mejoras en los elementos del sistema de gerenciamiento de seguridad industrial.
7. Deberá desarrollarse un Plan de Auditoría con anterioridad al inicio de la auditoría, y deberá incluir lo siguiente:
  - 7.1. Objetivos, alcance y criterios de auditoría;
  - 7.2. Identificación del equipo auditor, instalaciones bajo auditoría, elementos del programa a ser auditados, procesos de auditoría;
  - 7.3. Establecimiento de disposiciones de confidencialidad;
  - 7.4. Definición de contenidos y esperados y del formato del reporte de auditoría;
  - 7.5. Detalles de todo resultado de auditorías anterior o de incidentes/investigaciones recientes.
8. Terminada la auditoría se preparará un Reporte de Auditoría y se presentará a la gerencia y a la Autoridad Competente. El reporte debe incluir:
  - 8.1. Instalaciones cubiertas,
  - 8.2. Equipo auditor,
  - 8.3. Elementos auditados,
  - 8.4. Alcance y objetivos de la auditoría,
  - 8.5. Criterios de la auditoría,
  - 8.6. Listado de distribución del reporte de auditoría,
  - 8.7. Resumen del proceso de auditoría, y
  - 8.8. Conclusiones y hallazgos de la auditoría.

**Artículo 30. Acción correctiva y mejoramiento continuo.**

1. Los Operadores deberán implementar, a intervalos definidos en el sistema de gerenciamiento de seguridad y por lo menos anualmente, un procedimiento de autoevaluación mediante el cual se determine si el sistema de gerenciamiento sigue siendo idóneo y efectivo, teniendo en cuenta los cambios potenciales, los objetivos trazados como resultado de los resultados de auditorías, el cambio en las circunstancias y en el compromiso con el mejoramiento continuo.
2. Los Operadores deberán implementar las acciones correctivas después de investigar los incidentes hasta sus causas fundamentales. Dichas investigaciones deben ser llevadas a cabo de conformidad con el Artículo 27, los hallazgos de auditoría independiente llevados a cabo de conformidad con

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

lo previsto en el Artículo 29, y los hallazgos de auditoria propia de conformidad con el párrafo anterior.

3. Los Operadores deberán asegurarse de que los plazos para las acciones correctivas sean compatibles con la complejidad de las acciones y los riesgos involucrados.
4. Cualquier cambio o supresión de la acción correctiva estarán sujetos al Gerenciamiento del Cambio.

**Artículo 31. Revisión del sistema de gerenciamiento de seguridad industrial.**

1. Los Operadores deberán llevar a cabo revisiones periódicas del sistema de gerenciamiento de seguridad industrial para tener en cuenta cualquier avance tecnológico, mejores prácticas internacionales, cambios en las regulaciones, o modificaciones de la instalación.
2. Una revisión exhaustiva del sistema de gerenciamiento de seguridad industrial deberá llevarse a cabo en un período no mayor a los tres (3) años siguiente a que la Autoridad Competente acepte por primera vez el sistema de gerenciamiento de seguridad industrial. Revisiones subsecuentes deberán ser llevadas a cabo en intervalos de tres (3) años.
3. Los Operadores deberán presentar las revisiones dentro de seis (6) semanas para cualquier cambio material ante la Autoridad Competente para su aprobación.

**Artículo 32. Registros y documentación.**

1. Los Operadores deberán preparar y mantener en sus archivos la documentación que demuestre el cumplimiento de los requerimientos de las leyes y regulaciones colombianas aplicables.
2. Los Operadores deberán desarrollar un sistema para mantener el material y la información necesaria para el sistema de gerenciamiento de seguridad industrial. Ejemplos de registros relevantes incluyen:
  - 2.1. La información respecto de las regulaciones aplicables o leyes relacionadas con la operación;
  - 2.2. Registros de quejas;
  - 2.3. Reportes de incidentes;
  - 2.4. Registros de Capacitación y acreditación de competencia;
  - 2.5. Información de Procesos;
  - 2.6. Información de Productos;
  - 2.7. Registros de inspección, mantenimiento y calibración;
  - 2.8. Contratos con proveedores y contratistas;
  - 2.9. Documentos de preparación para emergencia y respuestas;
  - 2.10. Documentos de seguridad medioambiental;
  - 2.11. Resultados de auditoría;
  - 2.12. Revisiones de gerenciamiento.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

3. Los Operadores podrán tener registros bien en papel o en formato electrónico. Los registros deberán tener fecha y deberán ser fácilmente identificados. los registros y documentos deben ser suministrados sin costo alguno a la Autoridad Competente cuando sean solicitados.
4. Los Operadores deberán mantener los registros por un período de tiempo suficiente de conformidad con la ley colombiana.

## **TÍTULO 5**

### **Diseño y Montaje de las Instalaciones**

#### **Artículo 33. Principios generales para el diseño y montaje de instalaciones.**

1. Las instalaciones costa afuera deben ser diseñadas para eliminar o reducir la posibilidad de lesiones o el riesgo de accidentes hasta el mínimo que sea razonablemente posible.
2. Los Operadores deberán diseñar, construir e instalar las instalaciones con la debida atención a las características específicas del sitio. Los planos de diseños deberán contener las soluciones más robustas y simples que sean posibles para las condiciones del sitio.
3. Con anterioridad a la fabricación e instalación, los Operadores deberán implementar los procedimientos de verificación e inspección apropiados para garantizar la adecuada construcción.
4. El diseño deberá facilitar un ambiente seguro de trabajo y considerar el mantenimiento.
5. Los Operadores deberán establecer un mínimo de dos barreras para reducir potenciales fallas, evitar accidentes y detectar anomalías operacionales.

#### **Artículo 34. Montaje, uso, mantenimiento, inspección y acceso a las instalaciones costa afuera.**

1. *Estructuras Fijas.* Antes de ingresar una unidad de perforación en territorio colombiano costa afuera, los Operadores deberán solicitar la aprobación de la Autoridad Competente. Esa solicitud se podrá presentar conjuntamente con el Plan de Exploración, en caso de perforación exploratoria, o con un Plan de Desarrollo en caso de perforación de desarrollo. En cualquier caso, dicha solicitud deberá ser presentada antes de los doce (12) meses que anteceden a la fecha programada para la ingreso de unidad de perforación en territorio colombiano.

Una solicitud de aprobación de instalaciones deberá describir los planes del Operador para el diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las instalaciones. Tales planes deberán estar de acuerdo a los estándares referidos en el Anexo 1 de la presente Resolución y deberán estar acompañados de los siguientes reportes:

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 1.1. Prospección de riesgos superficiales. El Operador deberá presentar un informe de alta definición o un informe acústico para determinar la presencia de cualquiera de los siguientes riesgos y sus posibles efectos sobre la unidad de perforación propuesta:
  - 1.1.1. Fallas someras
  - 1.1.2. Bolsas de gas
  - 1.1.3. Derrumbes
  - 1.1.4. Volcanes
  - 1.1.5. Flujos de aguas superficiales; o
  - 1.1.6. Hidratos.
- 1.2. Informe geológico. El Operador deberá presentar un informe geológico para evaluar:
  - 1.2.1. Actividad sísmica en la ubicación planteada, y
  - 1.2.2. Zonas de falla.
- 1.3. Condiciones ambientales. El Operador deberá presentar un resumen sobre las condiciones ambientales que se tuvieron en cuenta en el diseño de la instalación costa afuera:
  - 1.3.1. Condiciones climáticas anticipadas (incluyendo vientos, corrientes, posibles tormentas, etc.); y
  - 1.3.2. Reportes oceanográficos y del fondo marino.
- 1.4. Resumen sobre el diseño de ingeniería.
  - 1.4.1. Información sobre cargas y resistencias;
  - 1.4.2. Información sobre manufactura, construcción, y composición de los materiales;
  - 1.4.3. Disposiciones para la protección de materiales, resistencia al fuego o a los químicos, y protección contra la corrosión;
  - 1.4.4. Provisiones para preservar la integridad estructural;
  - 1.4.5. Consideraciones respecto del desmantelamiento posterior; y
  - 1.4.6. Actividad operacional anticipada.
- 1.5. El objeto de las instalaciones
  - 1.5.1. Trazado de las instalaciones. Las instalaciones y sus rutas de transporte deberán diseñarse de manera que el manejo de materiales y el tráfico de personas se lleven a cabo de manera eficiente y segura.
  - 1.5.2. Descripción del ambiente de trabajo.
  - 1.5.3. Equipos e instrumentos de medición. Las instalaciones deberán estar dotadas con instrumentos para la medición y registro de datos operacionales y medioambientales relevantes para las actividades de exploración y producción;
  - 1.5.4. Alojamiento adecuado para el personal residente
    - 1.5.4.1. Entrada/salida
    - 1.5.4.2. Acomodación
    - 1.5.4.3. Un mínimo de dos (2) rutas de escape diseñadas para que toda evacuación se lleve a cabo de una manera simple, rápida y segura.
  - 1.5.5. Refugios temporales, puntos de encuentro, y áreas seguras para su uso por parte del personal durante emergencias, como también rutas de escape idóneas;
  - 1.5.6. Medidas de control técnico, incluyendo barreras físicas contra peligros;

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 1.5.7. Control y prevención contra fuego y explosiones, incluyendo protección pasiva contra el fuego por todas las instalaciones, y barreras y paredes debidamente calificadas como contra-explosiones;
- 1.5.8. Consideraciones para el desmonte y remoción en el futuro; y
- 1.5.9. Disposiciones para examinación y verificación independiente de la estructura.

## 2. Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera (MODUs).

- 2.1. Los Operadores deberán presentar una solicitud que contenga el plan de diseño conforme a los requerimientos descritos en el numeral 1.5 del presente artículo.
  - 2.2. Los diseños deberán asegurar estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la estabilidad.
  - 2.3. Los Operadores deberán utilizar diseños para el anclaje, amarre, y posicionamiento que permitan que la MODU mantenga su posición, permitiendo su movimiento durante emergencias.
  - 2.4. Los Operadores deberán dar detalles de los diseños líneas de flujo con conexión submarina.
  - 2.5. Los Operadores deberán cumplir con el código MODU del 2009, a menos que el Operador presente una justificación apropiada para su diferencia de criterio ante la Autoridad Competente.
3. Todas las Instalaciones deberán estar ubicadas en un lugar que se encuentre a una distancia segura de otras instalaciones, estructuras, ayudas de navegación y hábitats vulnerables. Los Operadores deberán consultar con los propietarios de otras estructuras vecinas y/o agencias colombianas para garantizar el posicionamiento idóneo de las instalaciones.
4. La solicitud de Operador presentada conjuntamente con los Planes de Exploración o Desarrollo ante la Autoridad Competente debe indicar los estándares del Anexo 1 que aplicará. Los Operadores deberán justificar ante la Autoridad Competente si requieren aplicar estándares diferentes a los indicados en el Anexo 1.
5. La Autoridad Competente tendrá seis (6) meses para aprobar, solicitar la modificación de o rechazar una solicitud de diseño, fabricación, instalación, operación y mantenimiento de una unidad de perforación costa afuera que sea presentada de conformidad con las disposiciones del presente artículo.

## **Artículo 35. Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de producción.**

- 1. Todas las instalaciones de producción, incluyendo los separadores, unidades de tratamiento, compresores, calderas y líneas de flujo deberán diseñarse, instalarse y mantenerse de manera tal que se propenda por la eficiencia, seguridad de operación y protección del medio ambiente.



Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

2. Los Operadores deberán presentar a la Autoridad Competente un plan de seguridad de producción que contenga información relacionada con el diseño, montaje y ensamble de las instalaciones de producción. Dicho plan deberá hacer parte del Plan de Desarrollo del campo y deberá incluir disposiciones sobre:
  - 2.1. Diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las Instalaciones. Dichos planes deberán acogerse a los estándares incluidos por vía de referencia en el Anexo 1 de la presente Resolución, y deberán ir acompañados de los siguientes reportes:
    - 2.1.1. Diagramas esquemáticos del tamaño, la capacidad, el diseño de las tuberías, los separadores, teas, tratadores, tanques de almacenamiento, compresores, bombas, dispositivos de medición y otras embarcaciones de manipulación de hidrocarburos;
    - 2.1.2. Diagramas de tuberías con presiones de trabajo permitidas;
    - 2.1.3. La información sobre sistemas eléctricos y de instalación deberá observar la norma NTC 2050; y
    - 2.1.4. Diseño, diagramas, montaje y mantenimiento de los sistemas de detección de gas.
  - 2.2. La metodología de montaje para las instalaciones de producción deberá ser tal que implique:
    - 2.2.1. Adecuada construcción, materiales idóneos, adecuada solidez e idoneidad para su uso pretendido;
    - 2.2.2. Puntos adecuados de acceso y salida;
    - 2.2.3. Iluminación apropiada del sitio de ensamble;
    - 2.2.4. Seguridad apropiada en la manipulación y levantamiento de materiales; e
    - 2.2.5. Identificación de potenciales peligros y factores de mitigación.
3. *Operación segura de las instalaciones de producción.*
  - 3.1. Los Operadores no operarán las instalaciones de producción hasta tanto no establezca los límites operacionales apropiados y verifique que las instalaciones son seguras para operar en el ambiente en el que se encuentran situadas.
  - 3.2. Los Operadores deberán establecer medidas para facilitar la adecuada manipulación y tratamiento de hidrocarburos, para que de manera simultánea se eviten los vertimientos.
  - 3.3. Los Operadores deberán establecer disposiciones para asegurar control e integridad operacional de los pozos. Los Operadores deberán presentar a la Autoridad Competente los planes de equipos de control que incluyan la realización de pruebas de presión al menos cada tres (3) meses.
4. *Mantenimiento.* Los Operadores deberán asegurar la existencia de disposiciones adecuadas para el mantenimiento de la integridad y adecuado funcionamiento de las instalaciones, incluyendo la realización de valoraciones periódicas de la integridad de las instalaciones y la realización de trabajos correctivos en caso de daños o deterioro.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

**Artículo 36. Diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de flujo.**

1. Los Operadores deberán identificar los materiales apropiados para las líneas de flujo y justificar su idoneidad para la ubicación oceanográfica y geológica. Los Operadores deberán incluir disposiciones para, e indicar el uso y la construcción de, lo siguiente:
  - 1.1. Líneas de flujo;
  - 1.2. Aislamiento;
  - 1.3. Sleeve Pipe;
  - 1.4. Líneas de control y tuberías de inyección;
  - 1.5. Cables de telemetría;
  - 1.6. Separadores;
  - 1.7. Mamparos;
  - 1.8. Cadenas;
  - 1.9. Protección catódica.
2. Los Operadores deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas.
3. Los Operadores deberán presentar esquemas que detallen el flujo, la presión, tamaño, capacidad y detalles sobre prevención de flujos o liberaciones no intencionales.
4. Los Operadores deberán incluir disposiciones para una adecuada identificación que se ajuste a los estándares de la industria respecto del uso de las líneas de flujo.
5. Los Operadores deberán identificar el procedimiento de mantenimiento e inspección.

**Artículo 37. Verificación de instalaciones.**

1. Todas las plataformas usadas para la extracción de hidrocarburos costa afuera de Colombia estarán sujetas a procesos de verificación aplicados durante el diseño y la construcción de nuevas plataformas, la realización de modificaciones o reparaciones significativas sobre las plataformas existentes.
2. Bajo el proceso de verificación de la plataforma, los Operadores deberán presentar los siguientes planes de verificación:
  - 2.1. Plan de verificación de diseño. El Operador deberá presentar el plan de verificación del diseño con, o de manera subsecuente a, la radicación del Plan de Desarrollo.
  - 2.2. Plan de verificación de fabricación. La aprobación del plan de verificación de fabricación es un prerequisite para el inicio de cualquier operación relacionada. El plan de verificación de fabricación debe incluir:
    - 2.2.1. Una descripción resumida de:
      - 2.2.1.1. Tolerancia estructural;

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 2.2.1.2. Procedimientos de soldadura;
- 2.2.1.3. Estándares de fabricación;
- 2.2.1.4. Métodos de ubicación de materiales y procedimientos de control de calidad;
- 2.2.1.5. Métodos y alcance de exámenes no destructivos sobre soldaduras y materiales; y
- 2.2.1.6. Procedimientos de garantía de calidad.
- 2.2.2. Los planos de fabricación y las especificaciones de materiales para plataformas fijas.
- 2.2.3. Todos los miembros principales de soporte de carga incluidos en el marco espacial para las estructuras flotantes.
- 2.3. Plan de verificación de instalación. El plan de verificación de instalación deberá incluir:
  - 2.3.1. Descripción de las operaciones marinas planeadas;
  - 2.3.2. Contingencias planeadas;
  - 2.3.3. Planes de acción alternativos;
  - 2.3.4. Identificación de áreas a ser inspeccionadas.
- 3. Los planes de verificación serán conducidos bajo la supervisión directa de un agente de verificación acreditado con experiencia previa en la dirección del diseño, fabricación y montaje de estructuras similares costa afuera.
- 4. Los agentes de verificación acreditados deben ser aprobados por la Autoridad Competente.

**Artículo 38. Inspección de instalaciones.**

- 1. La Autoridad Competente podrá conducir inspecciones programadas y no programadas sobre las instalaciones costa afuera, con el fin de determinar que las operaciones sean adelantadas de conformidad con la presente Resolución y las demás leyes, reglamentaciones y estándares aplicables.
- 2. Las inspecciones podrán ser conducidas para determinar si los equipos destinados para el control de pozo, incendios, derrames de hidrocarburos o sustancias peligrosas u otros accidentes mayores se encuentran instalados y operando adecuadamente de conformidad con el propósito de su diseño y con los requisitos de la presente Resolución.
- 3. Los Operadores deberán concederle a la Autoridad Competente acceso a la totalidad de las plataformas y demás instalaciones costa afuera. El Operador deberá coordinar el transporte de los inspectores de la Autoridad Competente y asumir los costos de dichas inspecciones.
- 4. Cada una de las instalaciones costa afuera será inspeccionada por la Autoridad Competente al menos una vez al año.
- 5. Deberá conducirse una inspección completa de las instalaciones de perforación y producción:
  - 5.1. Previo al inicio de operaciones de las unidades de perforación; y
  - 5.2. Previo al inicio de la producción.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

Tales instalaciones deberán estar disponibles para inspección completa por la Autoridad Competente o por un tercero inspector que se designe.

6. El alcance y la extensión de las inspecciones será determinado por la Autoridad Competente tomando en cuenta:
  - 6.1. Los antecedentes de cumplimiento del Operador;
  - 6.2. El monitoreo del desempeño;
  - 6.3. Los resultados de inspecciones o auditorías anteriores;
  - 6.4. El nivel de riesgo;
  - 6.5. La antigüedad de las instalaciones; y
  - 6.6. Cualquier otro factor que la Autoridad Competente pueda considerar apropiado.

## **TÍTULO 6**

### **Integridad de Pozos**

#### **Artículo 39. Principios generales en la integridad de pozo.**

1. El Operador deberá asegurar que el diseño, la perforación, el completamiento y las actividades de intervención de pozo se lleven a cabo de forma tal que propenda por la eficiencia, seguridad en la operación y la protección del medio ambiente.
2. Para alcanzar el objetivo indicado en el numeral anterior, el Operador deberá:
  - 2.1. Asegurar que las especificaciones de los equipos cumplan o excedan los estándares indicados en el Anexo 1, y que los equipos sean correctamente mantenidos y operados.
  - 2.2. Adoptar medidas operacionales dirigidas a la prevención de reventones, incendios, explosiones, contaminación u otros daños;
  - 2.3. Mantener la integridad y el control de pozos; y
  - 2.4. Garantizar que durante las operaciones de perforación e intervención del pozo existan permanentemente al menos dos (2) barreras independientes.

#### **Artículo 40. Programa de pozo.**

1. El Operador deberá, antes del inicio de las actividades de perforación, montaje e intervención planeadas, presentar a la Autoridad Competente un programa para cada pozo que describa las actividades individuales que se llevarán a cabo y los equipos que se emplearán para cada operación, usando para ello los formularios 4CR "Permiso para perforar" y 7CR "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial", respectivamente.
2. En complemento a lo requerido dentro de los formularios 4CR y 7CR, el programa de pozos deberá incluir los siguientes elementos:
  - 2.1. Ubicación del pozo, incluyendo el diámetro del pozo y los planes de pozos auxiliares;
  - 2.2. Evaluación de las condiciones del subsuelo, incluyendo:

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 2.2.1. Los estratos y formaciones geológicas a través de las cuales pasará el pozo, incluyendo los fluidos dentro de ellas,
- 2.2.2. Gas superficial,
- 2.2.3. Hidratos, y
- 2.2.4. Cualquier otro peligro potencial que las capas y formaciones puedan contener.
- 2.3. Criterios de diseño del pozo;
- 2.4. Programas de revestimiento y cementación;
- 2.5. Medidas para garantizar control e integridad del pozo;
- 2.6. Diseño y manejo de los fluidos de perforación;
- 2.7. Información relacionada con el uso de MPD o perforación bajo balance;
- 2.8. Completamiento del pozo y
- 2.9. Disposición de cortes producidos durante la perforación.

#### **Artículo 41. *Diseño y construcción del pozo.***

1. El Operador deberá diseñar y construir el pozo de tal forma que se mantenga su integridad en todo momento.
2. Los criterios del diseño de la perforación del pozo deberán abordar:
  - 2.1. Las máximas presiones en superficie esperadas mediante la valoración de: condiciones de completamiento, producción y perforación; densidad de fluidos de perforación a ser empleados; revestimientos; gradientes de fractura de las formaciones expuestas; profundidad total del pozo; tipos de fluidos en las formaciones y márgenes de seguridad;
  - 2.2. Presiones de poro;
  - 2.3. Gradientes de fractura de las formaciones ajustadas para la profundidad del agua;
  - 2.4. Zonas con potencial para pérdida de circulación;
  - 2.5. Densidad de los fluidos de perforación;
  - 2.6. Profundidad del revestimiento;
  - 2.7. Peligros superficiales;
3. El Operador deberá cumplir con los siguientes objetivos para el diseño y la construcción del pozo:
  - 3.1. Enfoque en la reducción de riesgos;
  - 3.2. Facilitar una operación segura;
  - 3.3. Evitar el desperdicio de recursos;
  - 3.4. Establecer requisitos mínimos;
  - 3.5. Emplear buenas prácticas de ingeniería.

#### **Artículo 42. *Diseño, instalación y operación de BOPs.***

1. Los sistemas de prevención de reventones (BOP) y los componentes del sistema deberán ser diseñados, instalados, mantenidos y probados para asegurar el control del pozo en condiciones y circunstancias esperadas.

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

2. Los Operadores deberán adoptar el estándar API 53 (API STD 53 - Sistema de Prevención de Reventones para Perforación de Pozos), como se indica en el Anexo 1.
3. Los Operadores deberán elegir y utilizar la mejor y más segura tecnología disponible para BOPs.
4. El sistema BOP será diseñado para:
  - 4.1. Prevenir el flujo no controlado y no intencional de fluidos a la superficie, y
  - 4.2. Mantener la integridad del pozo por el término que se espera que vaya a ser necesitado.
5. El sistema BOP será operacional por la totalidad de la vida del pozo.
6. El sistema BOP deberá incluir tapones cortadores a control remoto, ubicados lo más cerca posible del árbol de navidad.
7. El sistema BOP deberá incluir mecanismos de activación primaria y secundaria que funcionen independientemente uno del otro.
8. Un sistema BOP debe ser reconstruido y recertificado siguiendo las especificaciones del fabricante.
9. Todos los equipos de perforación de posicionamiento dinámico deben incluir un sistema de corte automático y de hombre muerto para cortar la tubería y sellar el pozo en caso de pérdida de suministro hidráulico y de la transmisión de señal o si el LMRP se desengancha del BOP. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en 90 segundos.
10. Los sistemas BOP están sujetos a verificación por terceros independientes. La verificación de BOPs deberá hacer parte del esquema de verificación de instalación.
11. El sistema BOP y los equipos asociados deberán ser diseñados e instalados de manera tal que permita la inspección, el monitoreo, las pruebas de presión y las pruebas de funcionamiento, y la verificación y la documentación de los resultados de pruebas. La frecuencia y los criterios de aceptación de las inspecciones, pruebas de presión y pruebas de uso serán llevadas a cabo de conformidad con las disposiciones de la presente Regulación y el estándar 53 del API (API STD 53).
  - 11.1. Inspección y monitoreo de condiciones
    - 11.1.1. La cabeza del pozo, los sistemas BOP, el LMRP, la junta flexible, los pods de control y los indicadores de inclinación deberán ser inspeccionados por un ROV, o un sistema alternativo de cámara, al menos una vez al día.
    - 11.1.2. Se realizarán inspecciones rutinarias de los BOPs, basados en el manual de instrucciones y boletines de ingeniería del fabricante, directrices de la industria y en los procedimientos del Operador.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 11.1.3. Entre una y otra operación de perforación, el Operador o el contratista perforador inspeccionará el sistema de preventoras con base en un plan de trabajo que incluya los mantenimientos rutinarios, las acciones correctivas, las reparaciones y los hallazgos posteriores a una recuperación del BOP
- 11.1.4. Cuando la reparación o el remplazo del sistema BOP y de los equipos asociados impliquen la ruptura de una conexión presurizada del pozo, deberá llevarse a cabo una prueba completa de funcionamiento del sistema y una prueba de presión para determinar la presión de trabajo requerida.
- 11.1.5. La inspección anual de todos los sistemas BOP deberá evaluar lo siguiente:
  - 11.1.5.1. BOP anular y ram BOP;
  - 11.1.5.2. Inspección por desgaste y corrosión de las superficies;
  - 11.1.5.3. Pruebas no-destructivas;
  - 11.1.5.4. Inspecciones visuales internas y externas;
  - 11.1.5.5. Dimensiones de cavidad cilíndrica;
  - 11.1.5.6. Remplazo de elastómeros;
  - 11.1.5.7. Pruebas de presión de BOPs en cámara hidráulica;
- 11.1.6. Los dispositivos de alivio de presión serán probados al menos cada tres (3) años.
- 11.1.7. El sistema BOP será recertificado al menos cada cinco (5) años para cumplir con la inspección/nueva certificación del fabricante de los equipos originales, o los estándares API relevantes.
- 11.2. Pruebas funcionales de BOP's
  - 11.2.1. Antes de bajar las BOP se realizará una prueba completa de funcionamiento combinada con una prueba de presión en la plataforma de perforación, antes de la perforación del pozo.
  - 11.2.2. Cuando las BOP's hayan sido instaladas en el pozo y la conexión entre las BOP's y la cabeza del pozo haya sido probada, se conducirá una prueba completa de funcionamiento del sistema primario. La prueba se completará antes del inicio de toda operación del pozo.
  - 11.2.3. Una vez el BOP sea instalado en el pozo, al menos una vez cada siete días se realizará una prueba de uso sobre los componentes de control de pozo (excluyendo los conectores hidráulicos y los ram). El funcionamiento de los ram de revestimiento y de corte deberá probarse como mínimo cada veintiún (21) días.
- 11.3. Prueba de Presión del BOP
  - 11.3.1. Antes de bajar un BOP submarino y siguiendo la instalación de todos los elementos de sellamiento serán sometidos a una prueba de presión como parte de la certificación inicial del fabricante y de la aceptación del Operador o del contratista perforador.
  - 11.3.2. Cuando el BOP esté en uso, el cuerpo del BOP y todos los elementos de sellamiento deberán ser sometidos a pruebas de presión al menos cada veintiún (21) días.
  - 11.3.3. El BOP deberá someterse a pruebas de presión después de realizadas operaciones que puedan averiar los elementos de sellamiento, tales como desconexiones o reparaciones de

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

cualquier sello de contención de presión en las preventoras, las líneas de choque y matado, el múltiple de estrangulamiento o la cabeza del pozo, pero limitado al componente afectado.

#### **Artículo 43. Cementación.**

1. El plan de perforación del Operador deberá incluir los siguientes elementos para las operaciones de cementación:
  - 1.1. Identificación de las barreras mecánicas y prácticas de cementación que serán usadas en cada sarta de revestimiento;
  - 1.2. Especificaciones mínimas de calidad, volumen y las características del cemento que será empleado.
2. El Operador deberá diseñar y utilizar revestimientos y cemento que garanticen integridad tanto al pozo como a las barreras de control de presión del mismo.
3. El Operador deberá probar el revestimiento y el cemento para determinar su adecuado funcionamiento, y presentará a la Autoridad Competente la verificación y documentación de los resultados de las pruebas. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberán implementarse antes de continuar la perforación.
4. Cualquier falla tanto del revestimiento como del cemento requiere la restauración de la(s) barrera(s) antes de continuar con cualquier actividad de perforación.
5. El Operador deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación:
  - 5.1. Usar el volumen, la densidad y la clase de cemento idóneos,
  - 5.2. Obtener un registro de evaluación para verificar la adherencia del cemento,
  - 5.3. Evitar flujo de fluidos no deseados,
  - 5.4. Aislar las zonas de hidrocarburos, gas y agua,
  - 5.5. Alcanzar la fuerza de compresión mínima,
  - 5.6. Evitar la corrosión,
  - 5.7. Proteger zonas de hidrato de gas,
  - 5.8. Aislar zonas de presión normal y anormal, y
  - 5.9. Llevar a cabo pruebas de presión.

#### **Artículo 44. Diseño y gerenciamiento de fluidos de perforación.**

1. El Operador identificará y describirá las propiedades del sistema de fluidos de perforación que será empleado en su plan de perforación.
2. Las propiedades del fluido de perforación contenidas en el plan de perforación deberán incluir:
  - 2.1. Los aspectos de seguridad del sistema,
  - 2.2. La manera como el sistema pretende abordar cualquier aspecto de seguridad, y



Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 2.3. Los requisitos de desempeño en condiciones normales y de emergencia.
3. Las especificaciones de diseño deberán abordar la capacidad mínima necesaria para manipular un volumen suficiente de fluidos de perforación para mantener la integridad de barrera y el funcionamiento de la perforación.
4. El sistema de fluidos de perforación tendrá capacidad y presión suficientes para controlar la presión del pozo.
5. El Operador deberá conducir pruebas de funcionamiento del sistema de fluidos de perforación, y presentará a la Autoridad Competente la verificación y documentación de los resultados de las pruebas. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberán implementarse antes de continuar la perforación.

**Artículo 45. Completamiento del pozo.**

1. Los completamientos de pozo deberán conducirse de tal manera que haya protección contra daños o perjuicios a la vida, el medio ambiente marítimo, la propiedad y los recursos naturales, incluyendo los propios depósitos de hidrocarburos.
2. El Operador diseñará y utilizará equipos para mantener el control del flujo de fluidos durante la producción, inyección y pruebas del pozo.
3. No se permite el uso de válvulas de lubricación (lubricator valves) como válvulas de seguridad.

**Artículo 46. Disposición de cortes producidos en la perforación.**

1. El Operador asegurará que todas las sustancias químicas, incluyendo los fluidos procesados y el combustible diesel, los materiales de desechos, los fluidos de perforación y los cortes producidos en las instalaciones durante la perforación, sean manipuladas de tal manera que no se generen peligros contra la seguridad o el medio ambiente.
2. Se prefiere el uso de fluidos de perforación a base de agua sobre fluidos a base de hidrocarburos o sintéticos. El tipo de fluidos empleado deberá indicarse en el plan de perforación.
3. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de agua podrán verse costa afuera, en la medida en que sea permitido por la licencia ambiental. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de hidrocarburos o sintéticos, y los cortes producidos durante la perforación en formaciones con hidrocarburos, independientemente del tipo de fluidos utilizados, deberán traerse a costa para su disposición de conformidad con las estipulaciones previstas en la licencia ambiental. La autoridad ambiental podrá hacer excepciones de manera individual dependiendo de cada caso particular.
4. Todos los desechos de las instalaciones costa afuera deberán manipularse de acuerdo con las disposiciones de la licencia ambiental del Operador.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

## **TÍTULO 7**

### **Seguridad de las operaciones**

#### **Artículo 47. *Prospección sísmica.***

1. Antes de hacer la prospección sísmica los Operadores deberán preparar y someter a aprobación un estudio de impacto para (i) identificar donde y cuando el sonido antropogénico tiene el potencial de generar un impacto significativo y (ii) determinar qué medidas de mitigación, son aplicables.
2. El Operador deberá tener en cuenta las siguientes medidas de mitigación para reducir el impacto del sonido para las especies marinas:
  - 1.1. Identificar las áreas sensibles para la vida marina, tales como zonas de alimentación, reproducción, parto y desove.
  - 1.2. Planificar la actividad sísmica con el fin de evitar períodos sensibles del año;
  - 1.3. Identificar las áreas de pesca y reducir las perturbaciones al programar prospección sísmica durante las temporadas menos productivas del año, de ser posible.
  - 1.4. Maximizar la eficiencia de la prospección sísmica para reducir los tiempos de operación;
  - 1.5. Si se llega a prever la presencia de alguna especie sensible en el área, se deberá monitorear su presencia utilizando observadores calificados antes de empezar la prospección que tenga potencial de producir efectos adversos, y se debe monitorear a lo largo del programa sísmico.
  - 1.6. Cuando se observe que los mamíferos marinos se congregan cerca del área planeada para las actividades, se deberá iniciar la actividad sísmica manteniendo una distancia de por lo menos 500 metros;
  - 1.7. Si los mamíferos marinos son vistos dentro de los 500 metros del lugar propuesto para la prospección sísmica, se deberá posponer el inicio de actividades sísmicas hasta que éstos se hayan retirado, permitiendo un tiempo adecuado desde el último avistamiento.
  - 1.8. Utilizar el procedimiento de "arranque suave"-también llamados de "soft-start" - en áreas reconocidas de actividad de mamíferos marinos. Esto implica un aumento gradual en la presión de aire en los cañones hasta llegar a los niveles operativos plenos.
3. Los Operadores deberán suministrar un reporte posterior a la culminación de una prospección sísmica que describa el resultado, la presencia de cualquier mamífero, y las medidas de mitigación utilizadas durante la operación.
4. Los requerimientos técnicos determinados por la Autoridad Competente en este artículo deberán ser observados sin perjuicio del cumplimiento a disposiciones ambientales consagradas en la normatividad colombiana aplicable.

#### **Artículo 48. *Venteo y quema de gas.***

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

1. La quema de gas natural no se puede llevar a cabo sin la aprobación previa y escrita de la autoridad competente.
2. Las instalaciones costa afuera deben estar diseñadas, construidas y operadas de tal manera que se evite la quema rutinaria de gas asociado.
3. El Operador debe solicitar por escrito a la autoridad competente autorización para la quema de gas natural. Esta solicitud deberá incluir la siguiente información:
  - 3.1. En qué medida la propuesta se alinea con las buenas prácticas de exploración y desarrollo reconocidas;
  - 3.2. La ubicación de las instalaciones objeto de la solicitud, incluyendo su proximidad a cualquier sistema de recolección y transporte de gas;
  - 3.3. Una declaración de que todas las alternativas razonables diferentes a la quema de gas han sido tenidas en cuenta (con información que respalde esta situación);
  - 3.4. Una declaración sobre el impacto de cualquier restricción sobre la quema de gases sobre el valor presente neto de la operación petrolera.
  - 3.5. El método de medición de la cantidad de gas que se va a quemar; y
  - 3.6. La cantidad y rata de flujo del gas que se planea quemar.
4. La Autoridad Competente podrá conceder una solicitud “con cualquier condición que considere adecuada” que podrá incluir una o varias de las siguientes condiciones:
  - 4.1. El tamaño permitido de la llama;
  - 4.2. Que se garantice que la operación y el mantenimiento de las instalaciones objeto de la solicitud se están llevando a cabo de una manera que se minimiza la quema;
  - 4.3. Que se exija al titular del permiso para que prepare un reporte sobre las opciones disponibles para reducir o minimizar la quema (lo que debe incluir opciones de recolección y uso del gas producido);
  - 4.4. Implementar, a satisfacción de la Autoridad Competente, prácticas de manejo del yacimiento para conservar la presión del mismo.
  - 4.5. Establecer un límite anual máximo total anual de quema de gas en planta para instalaciones de producción y procesamiento;
  - 4.6. Restringir el número de eventos de quema en cualquier período;
  - 4.7. Mantener registros completos de todos los eventos de quema, incluyendo la fecha, tiempo duración, y volumen del gas quemado;
  - 4.8. Poner a disposición de la Autoridad Competente, cuando lo solicite:
    - 4.8.1. Los registros guardados; y/o
    - 4.8.2. Los productos diarios de prueba;
  - 4.9. Restringir las circunstancias en las que la quema se puede llevar a cabo.
5. Las regalías se deben pagar por el gas natural quemado.
6. El venteo de gas natural y la quema de líquidos están prohibidos.

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

#### **Artículo 49. Ductos.**

1. Los ductos y las válvulas asociadas a estos, bridas y accesorios deberán ser diseñados, instalados, operados, mantenidos y desechados de tal manera que se brinde seguridad y transporte libre de contaminación de hidrocarburos, de forma que no interfiera de manera inadecuada con otros usos del área costa afuera.
2. El Operador deberá mantener un control cuidadoso de los ductos y todos los materiales asociados durante las fases de construcción, transporte desde el área de producción hasta la costa, instalación, mantenimiento, y de las operaciones que aseguran la integridad del sistema de ductos.
3. El Operador deberá considerar las cargas durante la operación y la instalación además de las tensiones originadas por la presión interna, influencias térmicas, cargas estáticas, cargas dinámicas, componentes, y corrosión cuando diseñe el sistema de ductos.
4. Los materiales y el equipo que será una parte permanente del sistema de ductos deberá ser el adecuado para las condiciones de uso, teniendo en cuenta las presiones internas y externas, temperaturas, condiciones ambientales, el impacto de la corrosión, el tipo de hidrocarburo, y otros factores relevantes.
5. El Operador deberá llevar a cabo inspecciones y pruebas de los ductos en intervalos periódicos que no superen los doce (12) meses.
  - 5.1. Las inspecciones y pruebas previas al inicio de las operaciones deberán cubrir la ruta de los ductos, las condiciones de los mismos, soldaduras, recubrimientos, uniones, tendido, excavación de zanjas, y pruebas de presión.
  - 5.2. El personal de inspección deberá estar calificado tanto en experiencia como en entrenamiento en la fase específica de construcción que se encuentren inspeccionando.
  - 5.3. Las pruebas de presión deberán ser llevadas a cabo en todas las construcciones nuevas, uniones, teniendo la precaución de no sobrecargar los materiales y que las precauciones adecuadas de seguridad industrial sean tenidas en cuenta. Los resultados de las pruebas deberán incluirse dentro del sistema de ductos donde sea necesario.
6. El Operador deberá operar y mantener sus redes de ductos basado en su experiencia y conocimiento de las instalaciones y de las condiciones locales de las operaciones.
7. Deberán establecerse procedimientos escritos para el inicio, operación, y cierre de las instalaciones en los que el Operador tome medidas para asegurar que estos procedimientos se sigan de manera consistente.
8. Se recomienda la estandarización de planes y procedimientos para las instalaciones.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

9. El Operador deberá mitigar la corrosión a través de métodos aceptados en la industria, incluyendo raspadores o "pigs", deshidratación, inhibidores de corrosión, biocidas, eliminadores de oxígeno, revestimientos internos, o aleaciones resistentes a la corrosión. La Autoridad Competente podrá determinar las medidas preventivas que se deban usar en cada caso particular.
10. Se deberán utilizar sistemas protección catódica que tengan la capacidad de proveer suficiente corriente para proteger los ductos.
11. Las disposiciones relacionadas con un sistema de seguridad para el transporte de hidrocarburos que se encuentran listadas en esta sección no deben ser consideradas como un manual de diseño y no eliminan la necesidad para un diseñador y de un trabajo de ingeniería competente.
12. Cualquier sistema de transporte deberá incorporar en su diseño expansión y flexibilidad para adecuarse a nuevos desarrollos costa afuera.
13. Los elementos que componen el sistema deben ser presentados a la Autoridad Competente para su aprobación y deberán incluir el estándar utilizado como la base para el diseño.
14. La Autoridad Competente revisará en cada caso los planes presentados.

**Artículo 50. Abandono de pozos.**

1. El desmonte o abandono de los pozos costa afuera, instalaciones de producción o ductos deberá hacerse de conformidad con un plan de abandono aprobado por la Autoridad Competente.
2. El abandono de las instalaciones costa afuera deberá llevarse a cabo de conformidad con la legislación colombiana aplicable y cualquier obligación contenida en cualquier tratado internacional.
3. El objetivo de las actividades de abandono es el de devolver al lecho marino a su etapa anterior a la producción, o tan cerca de esas condiciones como sea razonablemente posible.
  - 3.1. Ni la Autoridad Competente ni ninguna otra entidad gubernamental involucrada en la aprobación del plan de abandono será responsable por, o tendrá responsabilidad legal alguna por, las actividades de desmonte o abandono.
  - 3.2. Cuando un Operador dañe el lecho marino, o no culmine el proceso de desmonte, la Autoridad Competente podrá imponer multas y cargos adicionales, pudiendo utilizar los dineros cobrados en un patrimonio autónomo sujeto a intereses (Fondo de Abandono), de conformidad con el párrafo g. para asegurar que se haga desmonte junto con las reparaciones adecuadas para restaurar las condiciones del lecho marino.
4. Los planes de desmantelamiento deberán presentarse junto con el Plan de Desarrollo y deberán incluir:

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 4.1. Una descripción detallada del proceso de desmonte planeado, y las diferentes medidas para proteger o mitigar el daño potencial al medio ambiente;
  - 4.2. Un estimado del costo de las medidas propuestas;
  - 4.3. Suministrar detalles para cualquier desmonte anticipado in situ.
5. El plan de desmonte deberá ser aprobado al mismo tiempo que el Plan de Desarrollo.
6. Deberán hacerse actualizaciones cada tres años para cubrir a cualquier cambio en los costos estimados.
7. El Operador deberá empezar a hacer contribuciones al Fondo de Abandono cuando su producción acumulada en el campo o campos asociados con la instalación costa afuera haya llegado al 50% de las reservas probadas. Las contribuciones deberán hacerse en cuotas anuales de igual valor tomando como base el costo inicial estimado y las actualizaciones que sobre este haga el Operador a su plan de abandono. La contribución anual al Plan de Abandono será tal que el costo total del abandono se haya consignado al Fondo dos (2) años antes del comienzo anticipado de las actividades desmonte y abandono.
8. Los Operadores deberán presentar un plan final de desmantelamiento en los 5 años anteriores al comienzo de la actividad de desmonte. Este plan deberá:
- 8.1. Identificar la ubicación de las actividades de desmonte y abandono.
  - 8.2. Contener una justificación para la recomendación de desmonte o abandono.
  - 8.3. Establecer un plan de gerenciamiento de seguridad industrial para el proceso de desmonte incluyendo los detalles de los sistemas para prevenir escapes durante el proceso de desmonte;
  - 8.4. Suministrar un cronograma para las actividades de desmonte, que incluya los reportes y las agencias gubernamentales a las cuales les serán entregados;
  - 8.5. Identificar de campos e instalaciones adyacentes, o terceros relevantes que pudieran verse impactados de manera negativa por el proceso de desmonte;
  - 8.6. Identificar el destino final de los componentes de la instalación desmontada.
9. *Actividad de Desmonte.*
- 9.1. Los Operadores deberán retirar todos y cada uno de los materiales de operación del área autorizada.
  - 9.2. Los Operadores deberán reparar cualquier daño al lecho marino ocasionado por la instalación, el uso de la instalación, o labores llevadas a cabo en la instalación.
  - 9.3. Los tubos deberán ser cortados al nivel del lecho marino o justo abajo.
  - 9.4. Cualquier elemento que no sea retirado del lecho marino deberá ser informado a la Autoridad Competente, y el Operador deberá marcar adecuadamente estos materiales para mantener la seguridad de la navegación.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

10. *Periodo posterior al desmonte.* El Operador deberá presentar un reporte posterior al montaje a la Autoridad Competente que deberá incluir:

- 10.1. Una descripción de las condiciones del lecho marino posterior al desmonte;
- 10.2. Cualquier impedimento para haber restaurado el lecho marino a su condición anterior a la etapa de producción, o cualquier daño al lecho marino;
- 10.3. Equipos o materiales perdidos en el mar;
- 10.4. Revelar la existencia de cualquier elemento no retirado durante el desmonte;
- 10.5. Ayudas cartográficas para los marcadores de navegación para los materiales no retirados;
- 10.6. El destino final de la instalación desmontada incluyendo información de manipulación y desecho.
- 10.7. El Operador deberá suministrar certificación independiente de las condiciones del lecho marino luego de la culminación del desmonte, y este reporte deberá ser presentado junto con el reporte posterior al desmontaje.

11. *Fondo de Abandono.*

- 11.1. Deberá establecerse un Fondo de Abandono por cada área de desarrollo, o para otras instalaciones operadas en relación con un contrato de exploración y producción, con el propósito de cubrir los costos relacionados con la implementación de un plan de desmonte.
- 11.2. La cuenta del Fondo de Abandono deberá establecer que los fondos no podrán ser retirados de la cuenta sin la autorización escrita de la Autoridad Competente.
- 11.3. El Fondo de Abandono deberá encontrarse completamente financiado de conformidad con los requisitos del numeral 4 del presente artículo y del plan de abandono aprobado.
- 11.4. Ante la solicitud del Operador y su compromiso de cumplir con las obligaciones de la presente Regulación, la Autoridad Competente aprobará la liberación de fondos al Operador con el fin de conducir las actividades de abandono.
- 11.5. La Autoridad Competente podrá utilizar los fondos tenidos en custodia para contratar a un tercero para que lleve a cabo el desmonte apropiado de las instalaciones costa afuera, en caso que el Operador llegare a incumplir sus obligaciones bajo la presente Regulación.

**Artículo 51. Abandono temporal y definitivo de pozos.**

1. Los Operadores no ejecutará operación alguna de abandono sin el consentimiento de la Autoridad Competente.
2. Los Operadores deberán utilizar siempre dos barreras de protección, independientemente de si el pozo va a ser abandonado de manera temporal o definitiva.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

3. Los Operadores deberán iniciar operaciones de abandono definitivo después de transcurrir 6 meses de inactividad en el sitio de producción. La Autoridad Competente se reserva el derecho de notificar en cualquier momento al Operador sobre la obligación de abandonar un pozo.
4. Los Operadores deberán presentar a la Autoridad Competente los planes detallados de abandono tan pronto como el Operador identifique la necesidad de suspensión o abandono. La información entregada deberá incluir:
  - 4.1. Esquemas detallados y una lista de materiales suficientes para que la Autoridad Competente verifique que el Operador utiliza las técnicas de ingeniería apropiadas para el enchufe y abandono.
  - 4.2. Identificación y ubicación del pozo, incluyendo el mapeo y las ayudas requeridas para la seguridad de la navegación;
  - 4.3. Descripción de las barreras que el Operador utilizará;
  - 4.4. Una declaración respecto de si el Operador está realizando el abandono temporal o permanente, incluyendo el tiempo que el Operador pretende abandonar temporalmente;
  - 4.5. El potencial de descargas accidentales y las medidas de mitigación correspondientes; y
  - 4.6. Otra información específica y relevante al abandono.
5. El Operador deberá llevar a cabo abandono de conformidad con el plan de abandono aprobado por la Autoridad Competente. El Operador deberá asegurarse que el pozo sea abandonado de tal forma que se prevengan las descargas no planeadas.
6. Con posterioridad al abandono de todos los pozos, el Operador deberá presentar a la Autoridad Competente un reporte. El reporte deberá incluir una verificación independiente de la correcta ejecución del proceso de abandono, incluyendo los resultados de cualquier prueba que verifiquen la idoneidad de la actividad de abandono.

## **TÍTULO 8 Sanciones**

**Artículo 52. Sanciones.** Las infracciones a cualquiera de las disposiciones contenidas en esta Resolución serán sancionadas conforme lo señala el artículo 26 de la Ley 1753 de 2015 y demás normas concordantes.

## **TÍTULO 9 Disposiciones finales**

**Artículo 53.** Los procedimientos que no se especifiquen dentro del presente reglamento en relación a la exploración y producción de hidrocarburos costa afuera se regirán por lo dispuesto en las resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015 o las normas que las modifiquen o sustituyan.

**Artículo 54. Derogatorias.** Todas las reglamentaciones expedidas con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución no serán aplicables



Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

---

a las actividades de exploración y explotación costa afuera, en la medida en que no sean consistentes con la presente Regulación.

**Artículo 55. Vigencia.** La presente resolución entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dado en Bogotá D.C., a los \_\_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

Ministro de Minas y Energía

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

## **ANEXO 1: LISTADO DE ESTÁNDARES ACEPTADOS**

La utilización de estándares diferentes o modificaciones subsecuentes sobre los siguientes estándares requieren de la aprobación de la autoridad competente.

### *1. Ambiente de trabajo*

- 1.1. NORSOK S-002 Working environment. Rev. 4, Aug. 2004.

### *2. Diseño de pozo*

- 2.1. API 96 Deepwater Well Design and Construction, 1st Edition, March 2013.
- 2.2. API Specification 5CT, Specification for Casing and Tubing, Ninth Edition, July 2011.
- 2.3. API Standard 65-Part 2, Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, 2nd edition, December 2010.
- 2.4. NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations. Rev. 4, June 2013.

### *3. Entrenamiento*

- 3.1. API RP T-1 Orientation Programs for Personnel Going Offshore for the First Time, 4th Edition, October 1995, Reaffirmed January 2013.
- 3.2. API RP T-4 Training of Offshore Personnel in Non-operating Emergencies, 2nd Edition, October 1995, June 2010.
- 3.3. API RP T-7 – Recommended Practice for Training of Personnel in Rescue of Persons in Water, 2nd Edition, October 1995, Reaffirmed January 2013.

### *4. Equipos y materiales*

- 4.1. API 14A Specification for Subsurface Safety Valve Equipment, 12th Edition, January 2015.
- 4.2. API Standard 53, Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 4th edition, November 2012.
- 4.3. NFPA 31, Standard for the Installation of Oil-Burning Equipment, 2016 edition.
- 4.4. NORSOK M-001 Materials selection. Edition 5, Sept. 2014.
- 4.5. NORSOK M-501 Surface preparation and protective coating - Edition 6, February 2012.
- 4.6. NORSOK R-001 Mechanical equipment. Rev. 3, Nov. 1997.

### *5. Instalaciones*

- 5.1. API RP 14C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms, 7th Edition, March 2001.
- 5.2. API RP 14G Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Fixed Open-Type Offshore Production Platforms, 4th Edition, April 2007.

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

- 5.3. API RP 14J Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities, 2nd Edition, May 2001.
- 5.4. API Specification 12B, Specification Bolted Tanks for Storage of Production Liquids, 16th Edition, November 2014.
- 5.5. API Specification 12D, Specification for Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids, 11th edition, October 2008.
- 5.6. API Specification 12F, Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids, 12th edition, October 2008.
- 5.7. API Standard 620 Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks, 12th Edition, October 2013.
- 5.8. API Standard 650, Welded Tanks for Oil Storage, 12th edition, March 2013.
- 5.9. API Standard 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 5th edition, November 2014.
- 5.10. API Standard 2000, Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, 7th edition, March 2014.
- 5.11. ANSI/API Standard 2350-2012, Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities, 4th edition, May 2012.
- 5.12. ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1, 2015 Edition.
- 5.13. IMO Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone, adopted by IMO Assembly on 19 October 1989, (Resolution A.672 (16)).
- 5.14. IMO, MODU Code of 2009.
- 5.15. ISO 19900:2013, Petroleum and natural gas industries -- General requirements for offshore structures.
- 5.16. ISO 19901-1:2015, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 1: Metocean design and operating considerations.
- 5.17. ISO 19901-2:2004, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 2: Seismic design procedures and criteria.
- 5.18. ISO 19901-3:2014, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 3: Topsides structure.
- 5.19. ISO 19901-4:2003, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 4: Geotechnical and foundation design considerations.
- 5.20. ISO 19901-5:2003, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 5: Weight control during engineering and construction.
- 5.21. ISO 19901-6:2009, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 6: Marine operations.
- 5.22. ISO 19901-7:2013, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 7: Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units.
- 5.23. ISO 19901-8:2014, Petroleum and natural gas industries -- Specific requirements for offshore structures -- Part 8: Marine soil investigations
- 5.24. ISO 19902:2007, Petroleum and natural gas industries -- Fixed steel offshore structures.
- 5.25. ISO 19903:2006, Petroleum and natural gas industries -- Fixed concrete offshore structures.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

- 5.26. ISO 19904-1:2006, Petroleum and natural gas industries -- Floating offshore structures -- Part 1: Monohulls, semi-submersibles and spars.
- 5.27. ISO 19905-1:2012, Petroleum and natural gas industries -- Site-specific assessment of mobile offshore units -- Part 1: Jack-ups
- 5.28. ISO/TR 19905-2:2012, Petroleum and natural gas industries -- Site-specific assessment of mobile offshore units -- Part 2: Jack-ups commentary and detailed sample calculation
- 5.29. MARPOL 73/78 Annex I
- 5.30. NFPA 30, Flammable and Combustible Liquids Code, 2015 Edition.
- 5.31. NFPA 58, Liquefied Petroleum Gas Code, 2014 edition.
- 5.32. NFPA 59A, Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG), 2013 edition.
- 5.33. NFPA 68, Standard on Explosion Protection by Deflagration Venting, 2013 edition.
- 5.34. NFPA 326, Standard for the Safeguarding of Tanks and Containers for Entry, Cleaning, or Repair, 2015 edition.
- 5.35. NORSOK N-006 Assessment of structural integrity for existing offshore load-bearing structures. Edition 2, April 2015.

#### 6. Operaciones de perforación

- 6.1. American Public Health Association, American Water Works Association & Water Environment Federation (1998), Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 20th Edition.
- 6.2. API Recommended Practice 13B-1, Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids, 4th Edition, March 2009, 2-Year Extension June 2013.
- 6.3. API Recommended Practice 13B-2, Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids, 5th Edition, April 2014.
- 6.4. API Recommended Practice 13C, Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation, 5th Edition, October 2014.
- 6.5. API Recommended Practice 13D, Rheology and Hydraulics of Oil-Well Fluids, 6th Edition, May 2010.
- 6.6. API 13I Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 8th Edition, March 2009.
- 6.7. API RP 65 Cementing Shallow Water Flow Zones in Deepwater Wells, 1st Edition, September 2002.
- 6.8. API Specification 13A, Specification for Drilling Fluids Materials, 18th edition, February 2010.
- 6.9. IADC Health and Safety and Environmental Case Guidelines for Mobile Offshore Drilling Units, Issue 3.6, January 2015.
- 6.10. NORSOK D-001 Drilling facilities. Edition 3, December 2012.

#### 7. Operaciones de producción

- 7.1. NORSOK I-106 Fiscal metering systems for hydrocarbon liquid and gas, Edition 1, November 2014.
- 7.2. NORSOK U-001 Subsea production systems. Edition 4, October 2015.
- 7.3. NORSOK S-003 Environmental care. Rev. 3, Dec. 2005.

#### 8. Personal

Continuación de la Resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

---

8.1. NORSOK S-006 HSE-evaluation of contractors. Rev. 2, Dec. 2003.

9. *Preparación para emergencias*

9.1. NORSOK Z-013 Risk and emergency preparedness assessment. Edition 3, October 2010.

10. *Sísmica*

10.1. IAGC – Marine Geophysical Safety Manual, 10th Edition.

10.2. IAGC – Guidelines on the use of Workboats in Marine Geophysical Operations

11. *Sistemas de gerenciamiento de seguridad*

11.1. ABS: Management of Change for the Marine and Offshore Industries, February 2013.

11.2. API RP 75 Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities, 3rd Edition, May 2004.

11.3. DNV GL, DNV-OSS-300, Risk Based Verification, April 2012.

11.4. NORSOK P-002 Process system design. Edition 1, August 2014.

11.5. NORSOK S-001 Technical safety. Edition 4, February 2008.

12. *Sistemas eléctricos*

12.1. NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano (CEC)

13. *Tuberías*

13.1. API RP 1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limited State Design), 4th Edition, August 2007.

13.2. ASME B31.4-2012, Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries, ASME Code for Pressure Piping, B31, November 2012.

13.3. ASME B31.8-2014, Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME Code for Pressure Piping, B31, September 2014.

13.4. ISO 15589-2, Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Cathodic protection of pipeline transportation systems — Part 2: Offshore pipelines, 2012.

13.5. NORSOK M-503 Cathodic protection. Rev. 3, May 2007.