

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCIÓN NÚMERO

DE

()

Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia

LA MINISTRA 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 lo establecido en el 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

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional 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 714 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 11 de febrero al 12 de marzo de 2016 y del 27 de diciembre de 2016 al 3 de febrero de 2017 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

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

Que mediante oficio MinCIT XXXXXX, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XXXXXX, con el número XXXXXX, la Dirección de Regulación del

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

Ministerio de Comercio, Industria y Turismo conceptúo que: *“...no se encontró por parte de esta Dirección, que se estuviera estableciendo algún requisito técnico para las plataformas costa afuera, para las estructuras mar adentro o para los equipos de perforación, que deban cumplir los producidos en Colombia, como los importados al país, solamente se detectó la exigencia de cumplir con alguna de las normas internacionales establecidas para a seguridad de los procesos así como para las plataformas fijas y para las unidades móviles de perforación, elaboradas por ISO, API y NORSOK, igualmente no se halló ningún requisito técnico que se deban cumplir (sic) en los procesos de producción relacionados con estos bienes. Solamente se detectó que se hace referencia a la exigencia de unos certificados, que en algunos casos consideramos deben ser de competencia laboral y en otros de sistemas de gestión, para tal efecto la expedición de estos certificados deberán estar (sic) en concordancia con las normas relativas al Subsistema Nacional de la Calidad. En razón a lo anterior esta Dirección considera que el proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia” a la luz del Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio, no tiene que ver con un Reglamento Técnico de producto, por ende no está sujeto a lo señalado en el artículo 2.2.1.7.5.6 del Decreto 1595 del 5 de agosto de 2015.”*

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 XXXXX del XXXX de 2018, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XXXXX de 2018 con el número XXXXXXX, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: *“Con fundamento en las consideraciones expresadas, la Superintendencia de Industria y Comercio no tiene preocupaciones de libre competencia económica frente al Proyecto”*.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE

TÍTULO 1 Disposiciones Generales

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene como propósito establecer requerimientos técnicos para la ejecución de proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera, con el fin de fomentar un desarrollo seguro, sostenible y responsable del sector.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en la presente resolución son de carácter obligatorio para todos los operadores que, en el marco de un contrato o convenio suscrito con Ecopetrol S.A. o con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH-, o quien haga sus veces, exploten hidrocarburos costa afuera bajo el lecho marino en aguas someras, profundas o ultraprofundas del territorio colombiano.

Parágrafo: Para efectos de la presente resolución también se extenderán los derechos y obligaciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

contratos de evaluación técnica, exploración y producción, asociación o de cualquier otra naturaleza, tanto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos como con Ecopetrol S.A.

Artículo 3. Disposiciones y estándares técnicos. Los interesados en llevar a cabo actividades de explotación de hidrocarburos costa afuera deberán dar cumplimiento a las disposiciones, estándares y mejores prácticas de la industria, especialmente a las señaladas en la presente resolución o aquellas autorizadas previamente por la autoridad de fiscalización.

Parágrafo 1: En el evento en que el interesado decida aplicar estándares o prácticas reconocidas internacionalmente diferentes a las señaladas en la presente resolución, adjunto a las solicitudes de perforación, intervención de pozo, y/o inicio de explotación deberá presentar justificación para su implementación.

Parágrafo 2: La autoridad de fiscalización evaluará la solicitud de aplicación de nuevos estándares y se pronunciará de forma simultánea con la solicitud de perforación o intervención de pozo.

Parágrafo 3: Sin perjuicio de lo anterior, el interesado estará sujeto 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. **Accidente Mayor:** todo acontecimiento repentino, como una emisión, un incendio o una explosión de gran magnitud, en el curso de una actividad en una instalación con riesgo de accidentes mayores, en el que estén implicadas una o varias sustancias químicas peligrosas y que exponga a los trabajadores, a la población, a los bienes, a la infraestructura o al ambiente a un peligro grave, inmediato o diferido.
2. **API.** *American Petroleum Institute.* Instituto Americano del Petróleo.
3. **API RP.** *Recommended Practices of American Petroleum Institute.* Prácticas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo.
4. **API ST.** *Standard of American Petroleum Institute.* Estándar del Instituto Americano del Petróleo.
5. **Autoridad de Fiscalización.** De conformidad con el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, la autoridad de fiscalización es el Ministerio de Minas y Energía o la entidad en quien este la delegue.
6. **Barrera.** Componente o práctica que contribuye a la confiabilidad total del sistema evitando el flujo no deseado de fluidos.
7. **BOSIET.** *Basic Offshore Safety Induction and Emergency Training.* Entrenamiento básico para emergencias e inducción a la seguridad en operaciones costa afuera.

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

8. **Control de pozo.** Actividades implementadas para prevenir o mitigar la liberación involuntaria de fluidos de formación desde el pozo hacia sus alrededores.
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 establecen otras disposiciones.
10. **DIMAR.** *Dirección General Marítima, es la autoridad marítima Colombiana.*
11. **Efluente.** *Corrientes de fluidos o provenientes de los pozos productores, correspondiente a actividades de explotación de hidrocarburos*
12. **FPSO's.** De su nombre en inglés “*Floating production storage and offloading*” son las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga.
13. **HUET.** *Helicopter Underwater Egress Training.* Entrenamiento brindado a todo el personal que sea habitualmente transportado en helicópteros sobre el agua, con el propósito de prepararlo para una evacuación de emergencia en caso de un aterrizaje de emergencia, tanto controlada como no controlada, sobre el agua.
14. **Integridad de pozo.** Aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de liberación involuntaria de fluidos de formación y garantizar una condición mecánica óptima del pozo durante su ciclo de vida.
15. **IOGP.** *International Association of Oil & Gas Producers.* Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.
16. **LMRP.** *Lower Marine Riser Package.* Conjunto de Riser Marino Inferior. 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.
17. **NORSOK Standards.** Estándares desarrollados por la industria petrolera noruega.
18. **Operador.** Persona jurídica individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de exploración y evaluación, en cumplimiento de un Contrato de Evaluación Técnica -TEA-; de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos, en ejecución de Contrato de Exploración y Producción -E&P-, o Especial; la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con la ANH, así como de asumir el liderazgo y la representación del Consorcio, Unión Temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, tratándose de Contratistas Plurales. Igualmente, se entenderá por operador la persona jurídica, que

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

en el marco de un contrato de asociación, o de cualquier otra modalidad, suscrito con Ecopetrol S.A., sea responsable de conducir las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos y de asumir la representación ante la autoridad de fiscalización.

- 19. Perforación bajo balance. Underbalance Drilling – UBD.** Procedimiento para la perforación de pozos donde la presión ejercida por el fluido de perforación se diseña intencionalmente para ejercer una menor presión sobre la formación que la presión de los fluidos contenidos dentro de esta o del yacimiento que se está perforando.
- 20. Perforación con presión controlada. Managed Pressure Drilling – MPD.** Método de perforación adaptativo usado para controlar de manera precisa la presión anular a través del pozo.
- 21. Pozo de delimitación o de avanzada.** Pozo exploratorio a ser perforado para encontrar yacimientos adicionales de hidrocarburos o extender los límites de yacimientos ya conocidos, en la misma unidad sedimentaria y a alguna distancia de este.
- 22. Pozo Estratigráfico.** Pozo que se perfora con propósitos de reconocimiento y muestreo, sin objetivo hidrocarburífero, encaminado a determinar la secuencia litológica y las propiedades petrofísicas y geoquímicas de la columna estratigráfica existente en el subsuelo.
- 23. Pozo Exploratorio.** Pozo a ser perforado en un área no probada para determinar la existencia de un nuevo campo, una nueva formación productora, un yacimiento más profundo o un yacimiento más somero.
- 24. Proveedor de bienes y servicios.** Persona jurídica que celebra un contrato o acuerdo con un operador para ejecutar ciertos deberes asignados como parte de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.
- 25. Perforación Exploratoria.** Operación para buscar o comprobar la existencia de hidrocarburos en un área no probada como productora o para buscar yacimientos adicionales no conocidos.
- 26. Plataformas fijas.** Estructura que se extiende por encima de la superficie del mar y esta soportada por el lecho marino mediante pilotes u otros medios con el propósito de permanecer estacionaria durante un período prolongado.
- 27. 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 el agujero abierto durante la perforación del pozo, el montaje y las operaciones de prueba.
- 28. Quema.** Combustión al aire libre de hidrocarburos líquidos o gaseosos recuperados durante pruebas de pozo y operaciones de producción y que no son técnica o económicamente aprovechables. La quema también

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

puede ser utilizada para la despresurización de equipos durante mantenimientos rutinarios o emergencias.

29. RAM. El componente de cierre y sello de un arreglo de preventoras de reventones.

30. ROV. *Remote Operated Vehicle.* Vehículo operado de manera remota debajo del agua.

31. Sistema de barreras. Una combinación de barreras actuando en conjunto para prevenir un flujo involuntario de fluidos desde el pozo. Los sistemas de barreras pueden incluir tanto barreras físicas como operacionales.

32. SwitchDeadman. *Control del sistema hombre muerto.* Accionador del sistema de preventoras de reventones que permite la desconexión en caso de emergencia asociada a una pérdida de las señales de control (eléctrica y/o acústica).

33. Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera (Mobile Offshore Drilling Units – MODUs). Instalaciones diseñadas o modificadas para participar en actividades de perforación. El término MODU incluye los barcos de perforación (drill ships), 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.

34. Venteo. Liberación intencional controlada de gas no quemado.

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

Seguridad de los procesos durante la perforación, reacondicionamiento y producción de hidrocarburos costa afuera.

Artículo 5. Seguridad de los procesos. Sin perjuicio de los requerimientos que en materia de implementación de Sistemas de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST) establezca el Ministerio de Trabajo, y con el fin de reducir al mínimo la ocurrencia de accidentes mayores durante la ejecución de operaciones de perforación exploratoria, se hace mandatorio que el interesado cumpla con la implementación de un sistema de administración de seguridad de los procesos que incluya al menos, sin limitarse a ellos, los elementos establecidos por la práctica recomendada API 75 (API RP 75 - Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities) o el Reporte 510 de la IOGP (Operating Management System Framework for controlling risk and delivering high performance in the oil and gas industry).

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones. El interesado deberá brindar a sus empleados y exigirles a sus proveedores de bienes y servicios, el entrenamiento y las certificaciones requeridas para que se adopten prácticas responsables de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente.

El interesado deberá asegurar la implementación de programas de capacitación tanto en la aplicación de medidas de control y de seguridad de los procesos como en respuesta a emergencias. El interesado deberá asegurar entrenamiento continuo para todo el personal involucrado en proyectos costa afuera.

El interesado deberá definir perfiles y protocolos mínimos de respuesta a emergencias y garantizar que el personal involucrado en la operación los cumpla, sin perjuicio de lo establecido en el Plan de Contingencias aprobado por la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental.

Todos los tripulantes deberán certificar entrenamiento basado en las recomendaciones para la formación y titulación del personal de las unidades móviles que operan mar adentro, dictadas por la Organización Marítima Internacional – OMI o por la Organización Internacional de Entrenamiento para la Industria Petrolera Marítima – OPITO - TBOSIET O BOSIET.

Todo el personal trabajador de una instalación costa afuera y que vaya a ser transportado vía helicóptero, deberá estar certificado en entrenamiento en escape seguro de aeronaves siniestradas en medio acuático y supervivencia personal en el mar.

Artículo 7. Capacidad de respuesta ante derrames y contención de pozo. Sin perjuicio del Plan de Contingencias que apruebe la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental, el interesado que emplee preventoras de reventones (BOPs) submarinas o superficiales en instalaciones flotantes o fijas, deberá demostrar que tiene acceso y podrá desplegar recursos de contención superficial y submarina adecuados para responder rápidamente ante una explosión o pérdida de control de pozo. Para tal fin, el interesado deberá certificar la existencia de un contrato con alguna compañía de contención de pozos internacionalmente reconocida.

TÍTULO 3

Actividades de perforación e intervención de pozos.

Artículo 8. De las estructuras y unidades de perforación:

Plataformas fijas. El diseño, construcción, montaje y operación de plataformas fijas para la perforación de pozos deberá realizarse bajo los lineamientos de estándares o prácticas internacionalmente reconocidas que se encuentren vigentes como las prácticas recomendadas API RP 2A-WSD (Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design) y API RP 2SIM (Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures), la norma NORSOK D-001 (Drilling facilities), o las normas ISO-19902 (Fixed steel offshore structures) o ISO-19903 (Fixed concrete offshore structures).

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

Unidades móviles de perforación costa afuera (MODUs). El interesado deberá garantizar que las unidades móviles de perforación costa afuera que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Mar Adentro (Código MODU), sus enmiendas o el que lo reemplace, a menos que presenten una justificación apropiada ante la autoridad de fiscalización.

El interesado deberá garantizar que durante la ejecución de las operaciones:

1. Las MODUs aseguren estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la misma.
2. Las MODUs dispongan de sistemas de amarre, anclaje o posicionamiento que les permita mantener su posición en condiciones meteorológicas y oceánicas pronosticadas.

Artículo 9. Programa de pozo. El interesado deberá, antes del inicio de las actividades de perforación, o reacondicionamiento de pozo, presentar a la autoridad de fiscalización, 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 4 “Permiso para perforar” y 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”, respectivamente.

Los formularios 4 y 7 deberán ser complementados con la siguiente información:

1. La certificación de confiabilidad y seguridad operativa de los sistemas y componentes de equipos e instalaciones para perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos a que hace referencia el parágrafo 2 del artículo 2 de la Resolución 4 0048 de 2015 o la norma que la modifique o sustituya.
2. Relación de estándares que serán aplicables durante el diseño del pozo y el desarrollo de las operaciones de perforación, completamiento y/o intervención del pozo.
3. La prognosis del pozo, la cual debe incluir como mínimo:
 - 3.1 Ubicación en superficie y en fondo del pozo.
 - 3.2 Características geológicas, estratos o marcadores y acuíferos a través de los cuales el pozo va a pasar.
 - 3.3 Estado mecánico o esquema del pozo propuesto
 - 3.4 Programa de tuberías de revestimiento, incluyendo los criterios de diseño y los factores de seguridad resultantes
 - 3.5 Programa de cementación, incluyendo la altura de llenado anular prevista.
 - 3.6 Criterios de diseño para los fluidos de perforación y completamiento
4. Medidas para control y mantenimiento de la integridad del pozo.
5. De ser necesaria la producción de efluentes en superficie, el interesado deberá adjuntar al formulario 4CR o 7CR, la siguiente información:

Continuación de la Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

5.1 El diseño, capacidad de manejo de presión y flujo de los equipos que recibirán, tratarán y dispondrán las diferentes corrientes del efluente.

5.2 El tiempo máximo de flujo y la disposición de los fluidos de cada una de las corrientes.

5.3 El diseño de los dispositivos de seguridad a usar durante la producción del efluente, garantizando como mínimo dos barreras de control para cada riesgo.

5.4 De ser necesaria la quema de cualquiera de las corrientes del efluente, el interesado deberá adjuntar la simulación de radiación y ruido con los diferentes escenarios contemplados, donde garantiza que la máxima radiación por temperatura en las zonas clasificadas será de 2 kW/m² incluyendo los diferentes controles.

Parágrafo: El representante del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización aprobará la producción provisional del efluente, mediante la aprobación de la forma 4CR o 7CR.

Artículo 11. Diseño y construcción del pozo. El interesado deberá diseñar y construir el pozo de tal forma que garantice la integridad del mismo en todo momento.

Los criterios del diseño de la perforación del pozo deberán abordar:

1. Las máximas presiones en superficie esperadas mediante la valoración de: condiciones de perforación, completamiento y producción; densidad de fluidos de perforación a ser empleados; gradientes de fractura de las formaciones expuestas; profundidad total del pozo; tipos de fluidos en las formaciones y márgenes de seguridad.
2. Gradientes de fractura de las formaciones ajustadas por la columna de agua.
3. Zonas con potencial para pérdida de circulación.
4. Densidad de los fluidos de perforación.
5. Profundidad del revestimiento.
6. Evaluación de geo-amenazas a poca profundidad (cómo mínimo para el intervalo comprendido entre la superficie del lecho marino y la profundidad a la que se tenga estimada sentar el revestimiento de superficie).

Artículo 12. Integridad de pozo. El interesado deberá asegurar que el diseño, la perforación, el completamiento y las actividades de intervención de pozo se lleven a cabo de forma tal que se logren condiciones mecánicas y estructurales apropiadas durante su ciclo de vida.

Para alcanzar este objetivo, el interesado deberá:

1. Asegurar que las especificaciones de los equipos cumplan los estándares sugeridos en la presente resolución y que los equipos sean correctamente mantenidos y operados.

Continuación de la Resolución *“Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”*

2. Adoptar medidas operacionales dirigidas a garantizar y mantener la integridad, control de pozos que puedan desencadenar reventones, incendios, explosiones, contaminación u otros daños.
3. Garantizar que los programas de diseño se basen en soluciones de ingeniería apropiadas para las condiciones específicas del sitio.
4. Garantizar que durante las operaciones de perforación, completamiento e intervención del pozo existan al menos dos (2) barreras de control independientes para cada uno de los riesgos presentes en la operación.

Parágrafo: Para efectos de asegurar la integridad del pozo, el interesado deberá instalar, operar, mantener y monitorear sistemas de barreras y medidas de reducción del riesgo bajo los lineamientos de las versiones vigentes de estándares como el API RP 96 (Deepwater Well Design and Construction) o el NORSOK Standard D-010 (Well integrity in drilling and well operations).

Artículo 13. Cementación. La cementación de pozos deberá proporcionar sello hidráulico entre el interior de la tubería y el exterior del pozo, aislar zonas con hidrocarburos y de alta presión y garantizar la protección de acuíferos aprovechables en aquellas zonas donde procede. Para tal fin, el interesado deberá incorporar en sus diseños y operaciones los elementos de la versión vigente del estándar API 65-2 (API STD 65-2 – Isolating Potential Flow Zones During Well Construction).

1. El plan de perforación 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 características del cemento que será empleado.
2. El interesado deberá diseñar, utilizar revestimientos y cemento en concordancia con las barreras de control de pozo y de presión.
3. El interesado, antes de la perforación de cada sarta de revestimiento, deberá realizar una prueba de presión de la tubería de revestimiento y el cemento, a una presión no inferior a la determinada por 1.2 veces la presión hidrostática, calculada a la máxima profundidad esperada y usando como base la densidad del agua limpia.

Antes de perforar más de 15 metros del nuevo agujero debajo de cada tubería de revestimiento, el interesado deberá llevar a cabo una prueba de integridad de la formación para determinar que se ha logrado una junta anular efectiva alrededor de la zapata de revestimiento anterior.

El interesado deberá presentar a la autoridad de fiscalización, los soportes necesarios para demostrar que se verificó y comprobó la integridad del cemento. Dichos soportes serán allegados con el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial”.

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

Cualquier acción correctiva requerida durante las pruebas será informada mediante correo electrónico a la autoridad de fiscalización y se llevará a cabo antes de continuar la perforación de la siguiente sección. Los resultados de estas medidas serán igualmente comunicados a través del mismo medio.

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, salvo que un análisis de riesgo soporte la pertinencia u oportunidad de hacerla más adelante.
5. El interesado deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación y suministrar los soportes correspondientes a través del Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial”:
 - 5.1. Usar el volumen, la densidad y la clase de cemento adecuado.
 - 5.2. Obtener un registro de evaluación de calidad del cemento o de aplicación de otra técnica para verificar la integridad y adherencia del cemento.
 - 5.3. Evitar flujo de fluidos no deseados.
 - 5.4. Aislar acuíferos.
 - 5.5. Aislar las zonas con hidrocarburos o alta presión.
 - 5.6. Evitar la corrosión.
 - 5.7. Proteger zonas de hidrato de gas.
 - 5.8. Llevar a cabo pruebas de presión.

Artículo 14. Diseño y gerenciamiento de fluidos de perforación y completamiento. Para llevar a cabo el diseño y gerenciamiento de fluidos de perforación y completamiento, se tendrán en cuenta los siguientes lineamientos:

1. El interesado identificará y describirá las propiedades de los fluidos de perforación y completamiento que serán empleados 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.
 - 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. Los fluidos de perforación y completamiento deberán tener propiedades, volúmenes y densidad suficientes para controlar la presión del pozo, salvo el caso de usar la tecnología de perforación con presión controlada (MPD)

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

por su nombre en inglés Managed Pressure Drilling) o de una decisión de perforar la sección bajo balance.

5. El interesado deberá contar con las instalaciones y equipos necesarios para determinar y monitorear constantemente las características de los fluidos de perforación y completamiento.

Artículo 15. Completamiento de pozos. Para el completamiento de pozos se observará lo siguiente:

1. Los completamientos de pozo deberán conducirse de tal manera que haya protección contra daños o perjuicios a la vida, el ambiente marino, la propiedad y los recursos naturales, incluyendo los propios depósitos de hidrocarburos.
2. El interesado 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 16. Abandono de pozos. El interesado realizará el abandono temporal o definitivo de los pozos de conformidad con lo establecido en las resoluciones 18 1495 de 2009 y 4 0048 de 2015 o las normas que regulen la materia.

Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs. El interesado deberá garantizar la existencia de un Sistema de Prevención de Reventones – BOPs, durante las etapas de perforación, completamiento y/o intervención, que cumpla como mínimo con los requerimientos de la versión vigente del estándar API 53 (API STD 53 - Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells) o el estándar que lo modifique o sustituya. El interesado podrá proponer a la autoridad de fiscalización la utilización de otras prácticas internacionalmente aceptadas.

Sin perjuicio de lo anterior, el interesado deberá garantizar que:

1. El sistema de BOPs sea diseñado, instalado, mantenido y probado para asegurar el control del pozo en cualquier condición.
2. El sistema de BOPs incluya mecanismos de activación primaria y secundaria que funcionen independientemente uno del otro.
3. Todos los equipos de perforación de posicionamiento dinámico incluyan un sistema de corte automático y de control de hombre muerto (dead man control) 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 BOPs. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en 90 segundos.
4. El sistema de BOPs y los equipos asociados estén 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

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

de aceptación de las inspecciones, pruebas de presión y pruebas de uso serán llevadas a cabo de conformidad con las disposiciones de la presente resolución y la versión vigente del estándar 53 del API (API STD 53) o el que lo modifique o sustituya, o la practica internacional puesta a consideración de la autoridad de fiscalización.

Los sistemas de BOPs están sujetos a verificación por terceros independientes. La verificación de BOPs hará parte del esquema de verificación de instalación.

Artículo 18. Pruebas funcionales de BOPs. El interesado deberá realizar pruebas de funcionamiento al sistema de BOPs en los siguientes momentos y condiciones:

1. Antes de bajar las BOPs se realizará una prueba completa de funcionamiento combinada con una prueba de presión en la plataforma de perforación, antes de la perforación del pozo.
2. Cuando las BOPs hayan sido instaladas en el pozo y la conexión entre las BOPs 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.
3. Una vez las BOPs sean instaladas en el pozo, al menos una vez cada siete (7) días, se realizará una prueba de función sobre los componentes de control de pozo. El funcionamiento de los RAM de revestimiento y de corte deberá probarse como mínimo cada veintiún (21) días, siempre y cuando la operación lo permita.

Artículo 19. Pruebas de presión a los BOPs. El interesado deberá realizar pruebas de presión del sistema de BOPs en los siguientes momentos y condiciones:

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 interesado o del contratista perforador.
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. Cuando por razones operacionales no se puedan realizar las pruebas durante este tiempo, se le comunicará a la autoridad de fiscalización y se remitirá el plan de pruebas.
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 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 20. Venteo y quema de gas. Previa autorización del Ministerio de Minas o quien haga sus veces de fiscalización mediante el formulario 4 o 7, el interesado,

Continuación de la Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

en concordancia con lo establecido por la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental, podrá quemar los volúmenes de gas que se recuperen en superficie como resultado de las siguientes actividades:

1. Operaciones de control de pozo.
2. Pruebas iniciales de producción.
3. Actividades de reacondicionamiento de pozos.

Parágrafo: El venteo de gas está prohibido como actividad rutinaria. Podrá efectuarse en caso que un evento de control de pozo así lo requiera.

Artículo 21. Quema de hidrocarburos líquidos. Los volúmenes de hidrocarburos líquidos que se recuperen en superficie como producto de las pruebas iniciales de producción o actividades de reacondicionamiento de pozos podrán ser quemados previa aprobación de la autoridad de fiscalización, teniendo en cuenta lo establecido por la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental.

Parágrafo. La quema intencional de hidrocarburos deberá contar con previa autorización escrita del ente que ejerza las funciones de fiscalización, el volumen quemado deberá ser cuantificado y reportado en el cuadro 4 "Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo", dicho volumen no será exento de pago de regalías.

Artículo 22. Inspección a los equipos de perforación y reacondicionamiento de pozos. La autoridad de fiscalización, directamente o a través de terceros especializados, podrá conducir inspecciones programadas a los equipos y unidades de perforación e intervención de pozos con el fin de determinar que las operaciones sean adelantadas de conformidad con la presente resolución y las demás leyes, reglamentaciones y estándares aplicables. Para tal fin, comunicará por escrito al interesado con una antelación no inferior a siete (7) días calendario.

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.

El interesado deberá permitir a la autoridad de fiscalización, o al tercero especializado que se designe, acceso a los equipos y unidades de perforación e intervención de pozos. El interesado deberá coordinar el transporte de los inspectores de la autoridad de fiscalización desde la base en tierra hasta la plataforma o unidad de perforación.

El alcance, frecuencia y extensión de las inspecciones serán determinados por la autoridad de fiscalización tomando en cuenta:

1. Los antecedentes de cumplimiento del interesado.
2. El monitoreo del desempeño.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

3. Los resultados de inspecciones o auditorías anteriores.
4. El nivel de riesgo.
5. La antigüedad de las instalaciones; y
6. Cualquier otro factor que la autoridad de fiscalización pueda considerar apropiado.

Parágrafo. La autoridad de fiscalización podrá utilizar los servicios de terceros especializados para la evaluación del programa de pozo o cualquier otro que considere pertinente.

TÍTULO 4 **Actividades de producción de hidrocarburos.**

Artículo 23. Requerimientos para producción. Previo al inicio de la fase de producción de los yacimientos costa afuera, el interesado deberá remitir al Ministerio de Minas y Energía o quien haga las veces de fiscalización para su aprobación el plan de explotación – PLEX a la autoridad de fiscalización incluyendo:

1. Diseño, presión máxima de trabajo en PSI (libras por pulgada cuadrada), capacidad de flujo en BPD (barriles por día) y capacidad de almacenamiento en Barriles.
2. Diseño de dispositivos de seguridad de acuerdo a la norma API 14RP (Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms).
3. Certificación de entrenamiento en procesos operativos para todo el personal que desarrolle labores costa afuera para el interesado.
4. El interesado presentará un plan de gerenciamiento del yacimiento, acorde a la regulación Colombiana, donde deberá garantizar el uso eficiente y sostenible de los recursos, contemplado prácticas de recuperación secundaria y terciaria.

Artículo 24. De las estructuras fijas y flotantes de producción:

Plataformas fijas. El diseño, construcción, montaje y operación de plataformas fijas para la producción de pozos deberá realizarse bajo los lineamientos de estándares o prácticas internacionalmente reconocidas que se encuentren vigentes como las prácticas recomendadas API RP 2A-WSD (Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design) y API RP 2SIM (Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures), o las normas ISO-19902 (Fixed steel offshore structures) o ISO-19903 (Fixed concrete offshore structures).

Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs). El interesado deberá garantizar que las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga de hidrocarburos costa afuera, que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga, sus enmiendas o el que lo

Continuación de la Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

reemplace, a menos que presenten una justificación apropiada ante el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización.

El interesado deberá garantizar que durante la ejecución de las operaciones:

1. Las Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga aseguren estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la misma.
2. Las Unidades flotantes de producción, almacenamiento dispongan de sistemas de amarre, anclaje o posicionamiento que les permita mantener su posición en condiciones meteorológicas y oceánicas pronosticadas.
3. Las Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga deberán contar con sistemas de desconexión rápida para cada Riser, garantizando que la desconexión individual de cada pozo o arreglo de pozos será máximo en 50 segundos, cada sistema de desconexión deberá contar con una válvula retenedora para minimizar la liberación del efluente.

Titulo 5. Plan de explotación.

Artículo 25. Todo interesado en comenzar la fase de explotación de hidrocarburos costa afuera deberá enviar para aprobación al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, el plan de explotación por yacimiento, que deberá contener lo siguiente:

1. Definición aproximada del tamaño, la configuración y las reservas del yacimiento a explotar.
2. Características petrofísicas del yacimiento.
3. La cantidad esperada de fluidos en superficie, las presiones a manejar en fondo como en superficie y la disposición de cada una de las corrientes del efluente.
4. El arreglo submarino de los pozos y facilidades necesarias para la recolección, tratamiento, inyección y disposición del efluente.
5. El número estimado de pozos de desarrollo a perforar, su arreglo y deberá identificar el método de producción del yacimiento.
6. El interesado deberá identificar y proponer un sistema de control de yacimientos de acuerdo a la normatividad Colombiana, donde contemplara procesos de recuperación secundaria y terciaria, garantizando así la explotación responsable y sostenible del yacimiento.

Titulo 6. Diseño y montaje de facilidades y líneas de flujo.

Artículo 26. Toda unidad de producción de hidrocarburos costa afuera deberá ser aprobada por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, mediante la aprobación del plan de explotación, previo a su inicio de operaciones, en el proceso de diseño y montaje el interesado deberá considerar:

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

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 de control para cada riesgo, siguiendo como mínimo los lineamientos expuestos en la API14RPC “Analysis, Design, Installation, and Testing of Safety Systems for Offshore Production Facilities” para reducir potenciales fallas, evitar accidentes y detectar anomalías operacionales.
6. *Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs).*
 - 1.1 Los diseños deberán asegurar estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la estabilidad.
 - 1.2 Los interesados deberán utilizar diseños para el anclaje, amarre, y posicionamiento que permitan que la FPSOs mantenga su posición, permitiendo su movimiento durante emergencias.
 - 1.3 Los interesados deberán garantizar por lo menos un sistema de desconexión rápida que no exceda los 50 segundos en la desconexión para cada Riser.
7. 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.
8. 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.
9. El numeral 4 del artículo 24 de la presente resolución deberá contener la siguiente información:
 - 9.1 Diagramas de tubería e instrumentación de los equipos a ser usados en el tratamiento, almacenamiento y disposición de hidrocarburos.

Continuación de la Resolución “Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia”

9.2 Diagrama de zonas clasificadas, la información sobre sistemas eléctricos y de instalación deberá regirse por la norma NTC 2050.

9.3 Puntos de acceso, evacuación y salida.

9.4 Diseño, diagramas, montaje y mantenimiento de los sistemas de detección de gas.

9.5 Identificación de potenciales peligros y factores de mitigación.

Titulo 7.

Diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones submarinas.

Artículo 26. Los interesados deberán construir, mantener y operar las líneas de flujo submarinas siguiendo los lineamientos identificados en la normas API 17 A “Design and Operation of Subsea Production Systems - General Requirements and Recommendations” en su diseño y construcción el interesado deberá considerar y garantizar:

Artículo 27. Líneas de Flujo. Los interesados deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas siguiendo las normas API 17 B “Recommended Practice for Flexible Pipe”, especificando en el plan de explotación:

1. Diámetros, longitudes, capacidades nominales de presión y el plan de mantenimiento e inspección.
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 28. Árboles de navidad. Los interesados deberán definir la posición del árbol de navidad, asegurando sistemas de desconexión rápida y siguiendo los lineamientos que se encuentran en la norma API 17 D “Design and Operation of Subsea Production Systems-Subsea Wellhead and Tree Equipment”, especificando en el plan de explotación:

6. Presión máxima a soportar, sistemas de desconexión rápida y protección catódica.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

Artículo 29. 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:
 - 1.1. 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.
 - 1.2. 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:
 - 1.2.1. Una descripción resumida de:
 - 2.2.1.1. Tolerancia estructural;
 - 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 30. 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.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

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:
 - 1.1. Previo al inicio de operaciones de las unidades de perforación; y
 - 1.2. Previo al inicio de la producción.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:
 - 1.1. Los antecedentes de cumplimiento del Operador;
 - 1.2. El monitoreo del desempeño;
 - 1.3. Los resultados de inspecciones o auditorías anteriores;
 - 1.4. El nivel de riesgo;
 - 1.5. La antigüedad de las instalaciones; y
 - 1.6. Cualquier otro factor que la Autoridad Competente pueda considerar apropiado.

Artículo 31. 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.

Continuación de la Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

3. Los Operadores se aseguraran de que la respuesta a emergencias este fácilmente disponible para revisión por parte del personal y de los contratistas.

TÍTULO 8

Sanciones

Artículo 32. 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 33. Los procedimientos que no se especifiquen dentro del presente reglamento con relación a las actividades de explotación de hidrocarburos costa afuera, se regirán por lo dispuesto en las resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015, 4 1251 de 2016 o las normas que las modifiquen o sustituyan.

Artículo 34. Comunicación. Una vez publicada la presente resolución en el Diario Oficial, por la Dirección de Hidrocarburos comuníquese a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Artículo 35. Transición. Los proyectos de explotación que estén programados para desarrollarse dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de expedición de la presente resolución podrán ejecutarse bajo los requerimientos establecidos en las resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015, 4 1251 de 2016 y/o las normas que las modifiquen o sustituyan y que se encuentren vigentes al momento de la presentación de la solicitud de perforación. Aquellos que se vayan a desarrollar con posterioridad al mencionado término deberán cumplir con lo establecido en la presente resolución.

Artículo 36. Vigencia. La presente resolución entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los

MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministro de Minas y Energía

Proyectó: Alejandra Nohemí Rodríguez / Camilo Rincón

Revisó:
Aprobó: