

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCIÓN NÚMERO

DE

()

Por el cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de exploración y explotación 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 lo establecido en el numeral 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía: "*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 inciso segundo del artículo 13 de la Ley 1530 de 2012 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 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 el artículo 3 del Decreto 1616 de 2014 se facultó al Ministerio de Minas y Energía para que de acuerdo con sus competencias revise, ajuste, y/o expida las normas técnicas y procedimientos 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 de Hidrocarburos -ANH- y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos.

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

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 actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos 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 párrafo 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, 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, mediante la cual se recomendó desarrollar un marco normativo adicional para las actividades de exploración y explotación costa afuera, toda vez que, la normatividad vigente del sub sector Upstream está enfocada en operaciones continentales. Así mismo, recomendó incorporar las buenas prácticas y estándares internacionales con el fin de propender por un desarrollo responsable y sostenible, protegiendo la seguridad de las personas, el medio ambiente y los.

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 1 de febrero al 22 de marzo de 2019 y en el periodo del xxx al xxx de XXXX de 2020 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

Que en cumplimiento con lo dispuesto en el Artículo 2.2.1.7.5.6 del Decreto 1074 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, modificado por el Artículo 3 del Decreto 1595 de 2015, el 30 de abril de 2019, con radicado del Ministerio de Minas y Energía No 2019068180 del 30 de septiembre de 2019, se sometió a consideración de la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo el texto del presente reglamento, con el fin poder surtir trámite previo de notificación del proyecto de resolución, en relación con el cumplimiento de los lineamientos del Subsistema Nacional de la Calidad y la potencialidad de constituir obstáculos técnicos innecesarios al comercio con otros países.

Que el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo con radicado MINCIT 2-2019-029727 del 10 de octubre de 2019, conceptuó:

“Una vez leído y analizado el proyecto arriba mencionado, consideramos que con este acto administrativo se busca establecer los 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.

(...)

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

Teniendo en cuenta lo anterior, no se detectó que se estuvieran estableciendo requisitos técnicos de producto para ser producidos o importados al país, en cambio se determina que el proyecto de resolución hace referencia a un reglamento de servicio dirigido a todos los operados 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, desarrollen actividades de explotación de hidrocarburos costa afuera bajo el lecho marino en aguas someras, profundos o ultraprofundas del territorio colombianas.

En razón a lo anterior esta Dirección considera que el proyecto de resolución del Ministerio de Minas y Energía “por el cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de exploración de hidrocarburos costa afuera en Colombia” a la luz del acuerdo sobre obstáculos técnicos al comercio, de la Organización Mundial del Comercio OMC, no es 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 de 2015 del 5 de agosto de 2015, ni se debe notificar en el marco del acuerdo OTC de la OMC.”

Que como consecuencia de lo anterior el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo con radicado MINCIT 2-2019-030812 del 28 de octubre, hizo un alcance al concepto rendido en el cual determinó que:

(...)

De otra parte, cumple con la definición de reglamento técnico establecida en el artículo 2.2.1.7.2.1, del Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, Decreto 1074 de 2015, modificado por el Artículo 3° del Decreto 1595 de 2015.

(...)

Dado lo anterior, el proyecto de resolución objeto de análisis no está dentro del alcance del Decreto 1411 de 2018, por lo tanto, no esté sujeto a la obligación de que trata el artículo 1 del mismo.”

Que, en virtud, del considerando anterior no existe obligación legal de acudir a la Comisión Intersectorial de Regulación Técnica para adelantar el trámite de revisar los proyectos de reglamentos técnicos que se pretendan expedir en la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, del que trata el artículo 1 del Decreto 1411 de 2018.

Que en cumplimiento del artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, por el cual se definen las reglas aplicables para informar sobre un proyecto de acto administrativo con fines regulatorios que puedan tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados, el Ministerio de Minas y Energía respondió el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio, encontrando que [***].

Que, en mérito de lo expuesto,

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

RESUELVE:

TÍTULO 1 Disposiciones Generales

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene como propósito establecer requerimientos técnicos para la ejecución de proyectos y actividades de exploración y producción 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 la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, o quien haga sus veces, o con Ecopetrol S.A., desarrollen actividades de perforación, intervención de pozos y producción de hidrocarburos costa afuera bajo el lecho marino en aguas someras, profundas y/o ultraprofundas del territorio colombiano.

Parágrafo. Para efectos de la presente resolución también se extenderán sus disposiciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de exploración y producción, exploración y explotación, asociación o de cualquier otra naturaleza, tanto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– como con Ecopetrol S.A.

Artículo 3. Disposiciones y estándares técnicos. Los Operadores interesados en llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, deberán dar cumplimiento a las disposiciones señaladas en el presente acto administrativo.

Parágrafo primero. En el evento que el Operador decida aplicar normas, estándares o prácticas diferentes a las señaladas en la presente resolución, deberá solicitar aprobación al Ente de Fiscalización, adjunto a las solicitudes de perforación, intervención de pozo y/o plan de desarrollo para operaciones costa afuera, siempre y cuando motive al Ente de Fiscalización las razones técnicas por las cuales se apartará de utilizar alguna de las planteadas en el presente acto administrativo, y justificando expresamente que la tecnología, práctica o estándar propuesto garantiza las mismas o mejores condiciones del desarrollo sostenible y responsable de la explotación del recurso hidrocarburífero costa afuera, así mismo reduce al mínimo posible el impacto medio ambiental, la seguridad de las personas y los equipos utilizados.

Parágrafo segundo. El Ente de Fiscalización evaluará la solicitud de aplicación de nuevas normas, estándares o prácticas y se pronunciará de forma simultánea con las solicitudes de perforación, intervención de pozo y/o plan de desarrollo para operaciones costa afuera.

Parágrafo tercero. Sin perjuicio de lo anterior, el Operador 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,*

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

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. **Árbol de Navidad.** Conjunto de válvulas y accesorios cuya principal función es la de controlar y regular el flujo de los efluentes.
6. **Barrera.** Es un conjunto que consta de uno o varios elementos dependientes entre sí, cuyo objetivo es evitar 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.
8. **BPD.** Abreviación de la unidad de flujo Barriles por día.
9. **Control de pozo.** Actividades implementadas para prevenir o mitigar la liberación involuntaria de fluidos de formación desde el pozo hacia sus alrededores.
10. **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.
11. **Ducto.** Para efectos del presente acto administrativo se entenderá como ducto toda línea que transporte hidrocarburos desde las plataformas de producción hasta la costa, los cuales podrán ser rígidas o flexibles.
12. **Efluente.** Corriente de fluidos proveniente de los pozos productores, resultante de las actividades de explotación de hidrocarburos.
13. **Ente de Fiscalización.** De conformidad con el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, el Ente de Fiscalización es el Ministerio de Minas y Energía o la entidad en quien este la delegue
14. **Gerenciamiento del yacimiento.** Prácticas de explotación del yacimiento llevadas a cabo por el Operador con el fin de garantizar la extracción responsable y eficiente de los recursos, propendiendo por maximizar la tasa de recobro de este.
15. **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.
16. **Integridad de pozo.** Aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de liberación involuntaria del efluente y garantizar una condición mecánica óptima del pozo durante su ciclo de vida.
17. **IOGP.** International Association of Oil & Gas Producers. Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.

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

18. **ISO.** *International Organization for Standarization.*
19. **KPCD.** *Abreviación de la unidad de flujo miles de pies cúbicos por día*
20. **Línea de flujo.** *Para afectos del presente acto administrativo se entenderá como línea de flujo, toda tubería que transporte el efluente desde los pozos hasta las facilidades submarinas y/o plataformas.*
21. **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 riser, mangueras del choque, línea para matar el pozo (Kill Line) y líneas auxiliares y los módulos de control submarino.*
22. **NORSOK.** *Standards. the Norwegian shelf's competitive position. Estándares desarrollados por la industria petrolera noruega.*
23. **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 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 el Ente de Fiscalización.*
24. **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.*
25. **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.*
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. **PSI.** *Unidad de presión perteneciente al sistema anglosajón de unidades que equivale a 14.7 atmosferas de presión*
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 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.*

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

- 30. Riser.** *Tubería que conecta una estructura de producción flotante o una plataforma de perforación con un sistema submarino, ya sea para fines tales como perforación, producción, inyección y/o estimulación,*
- 31. ROV.** *Remote Operated Vehicle. Vehículo operado de manera remota debajo del agua.*
- 32. 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.*
- 33. Sistema de emergencia de desconexión de BOP submarina.** *Sistema de Emergencia de Desconexión de BOP Submarina. Procedimientos para operar funciones críticas de la BOP en caso de perder el sistema del control primario. Existen los siguientes tipos de desconexión entre otros:*
- *Sistema de secuencia de desconexión de Emergencia (EDS): Es una secuencia programada de eventos que operan las funciones para dejar la preventora y controles en un estado deseado y desconectar el LMRP.*
 - *Sistema Acústico: sistema diseñado para cerrar automáticamente el hueco en el evento de una ausencia simultánea de ausencia de hidráulico y control de ambos pods.*
 - *Hombre Muerto (Deadman): diseñado para cerrar automáticamente el hueco en el evento de ausencia de suministro hidráulico y el control de ambos pods.*
 - *Sistema de Desconexión automática: Cierra los arietes de corte cuando el lower flex joint alcanza un límite determinado.*
 - *Autocorte (Autoshear): Sistema seguro diseñado para cerrar automáticamente el hueco en el evento de una desconexión involuntaria del LMRP.*
- 34. 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.*
- 35. Unidades flotantes de producción y almacenamiento.** *Instalaciones diseñadas o modificadas para participar en actividades de producción y almacenamiento de hidrocarburos. Los sistemas flotantes de producción costa afuera incluyen semisumergibles, Tension leg platforms (TLP), Spar Platform, Floating Production Storage and Offloading (FPSO), entre otros. 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.*
- 36. Válvulas de seguridad tipo BOPs.** *Equipos instalados en el cabezal del pozo o en el ensamblaje del cabezal del pozo para contener el efluente ya sea en el espacio anular entre el revestimiento y los tubulares o en el hueco abierto durante la perforación del pozo, el montaje y las operaciones de prueba.*
- 37. Venteo.** *Liberación intencional controlada de gas no quemado.*

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

Parágrafo. Además de las definiciones contenidas en el presente artículo, se tendrán en cuenta las señaladas en las resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015, 4 1251 de 2016 y/o las normas que las modifiquen o sustituyan, siempre y cuando no resulten en contradicción con el presente acto administrativo.

TÍTULO 2

Seguridad de los procesos durante la perforación, intervención de pozos 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) establezcan las autoridades competentes, se hace obligatorio que el Operador cumpla con la implementación de un sistema de administración de seguridad de los procesos, como la práctica recomendada 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”.

Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones. El Operador deberá brindar a sus empleados y contratistas, 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 Operador 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, e igualmente deberá garantizar el entrenamiento continuo para todo el personal involucrado en proyectos costa afuera, sin perjuicio de los requerimientos por la la autoridad competente.

El Operador 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 Gestión del Riesgos de Desastres aprobado por la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental.

Todos los tripulantes deberán certificarse en el entrenamiento basado en las recomendaciones para la formación y titulación del personal de las unidades móviles que operan mar adentro, autorizadas y reconocidas por la Organización Marítima Internacional (OMI) o por la Organización Internacional de Entrenamiento para la Industria Petrolera Marítima (OPITO), sin perjuicio de los demás requerimientos que realice la Autoridad Marítima Nacional - DIMAR.

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 (HUET o su equivalente reconocido por OMI u OPITO) y supervivencia personal en el mar – (TBOSIET, BOSIET o su equivalente reconocido por OMI u OPITO).

TÍTULO 3

Actividades de perforación de pozos costa afuera.

Artículo 7. Plataformas fijas. El diseño, construcción, montaje y operación de plataformas fijas para la perforación de pozos deberá realizarse bajo los lineamientos de los estándares API RP 2A-WSD (Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore

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

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).

Artículo 8. Unidades móviles de perforación costa afuera (MODUs). El Operador 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.

El Operador 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. Del diseño y la construcción de pozos. Los pozos con fines de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera deberán ser diseñados y construidos con el fin de disminuir al mínimo posible los riesgos asociados a la pérdida de contención de hidrocarburos y flujos cruzados en el interior del pozo.

Artículo 10. Integridad de pozo. El Operador deberá asegurar que el diseño, la perforación, el completamiento 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.
2. Adoptar medidas operacionales dirigidas a la prevención de flujos no deseados ni controlados del efluente, 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. Asegurar la existencia de medidas para mantener la integridad y el control del pozo.
5. Garantizar que durante las operaciones de perforación y completamiento del pozo existan al menos dos (2) barreras independientes.

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

Artículo 11. Programa de pozo. El Operador deberá, antes del inicio de las actividades de perforación y completamiento, presentar al Ente 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 esto el formulario 4CR “Permiso para perforar” o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

El formulario 4CR deberá ser acompañado con la siguiente información:

1. La certificación de confiabilidad y seguridad operativa de los sistemas y componentes de equipos e instalaciones para perforación y terminación al que

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

hace referencia el párrafo 2º del artículo 2º 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.

Artículo 12. Diseño y construcción del pozo. El Operador deberá diseñar y construir el pozo de tal forma que se mantenga su integridad 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 y completamiento y; 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 geoamenazas 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 13. Cementación. La cementación de pozos deberá efectuarse con el objetivo de proporcionar sello hidráulico, aislar zonas con hidrocarburos y de alta presión. Para tal fin, el Operador deberá incorporar en sus diseños y operaciones los elementos 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 las características del cemento que será empleado. El interesado deberá diseñar y utilizar revestimientos y cemento que tomen en cuenta la integridad de las barreras de control de pozo y de presión.
2. El Operador, deberá realizar una prueba de presión al zapato, como mínimo hasta la presión de ruptura de la formación inmediatamente inferior al zapato, dentro de los 10 pies siguientes a la perforación del zapato o hasta que se evidencie un cambio de formación, mientras la formación geológica lo permita

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

3. Para continuar cualquiera de las siguientes secciones del pozo, es requisito evaluar la condición de integridad del zapato y confirmar el efectivo aislamiento en el espacio anular de acuerdo con el objetivo de la sección.

El Operador deberá presentar al Ente de Fiscalización, los soportes necesarios para demostrar que se verificó y comprobó la integridad del cemento. Dichos soportes serán allegados con el formulario 6 CR “Informe de terminación oficial” o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

Cualquier acción correctiva requerida durante las pruebas de integridad será informada mediante correo electrónico al Ente 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 Operador 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 las zonas con hidrocarburos o alta presión.
- 5.5. Evitar la corrosión.
- 5.6. Proteger zonas de hidrato de gas.
- 5.7. 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 Operador 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 por su nombre en inglés Managed Pressure Drilling) o de una decisión de perforar la sección bajo balance.
5. El Operador deberá contar con las instalaciones y equipos necesarios para determinar y monitorear constantemente las características de los fluidos de perforación y completamiento.

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

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 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 16. Abandono de pozos. El Operador 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 las modifiquen, adicionen o sustituyan.

Artículo 16. De los sistemas de prevención de reventones – BOPS. El Operador deberá diseñar e instalar las BOPs, garantizando la existencia de un sistema de prevención de flujos no deseados ni controlados del efluente - BOPs, durante las etapas de perforación, completamiento y/o intervención, deberá incorporar en sus diseños y operaciones los elementos del estándar API 53 (API STD 53 - Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells) o el estándar que lo modifique o sustituya.

Sin perjuicio de lo anterior, el Operador 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 emergencia de desconexión de BOP submarina el cual permita cortar la tubería de forma automática y sellar el pozo en caso de pérdida de suministro hidráulico y/o de la transmisión de señal o si el LMRP se desengancha del BOPs. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en máximo 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 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 el estándar 53 del API (API STD 53) o el que lo modifique o sustituya.

Los sistemas de BOPs están sujetos a verificación por terceros independientes.

La verificación de BOPs hará parte del esquema de verificación de instalación.

Artículo 17. Pruebas funcionales de BOPs. El Operador 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.

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

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 21 días, siempre y cuando la operación lo permita.

Artículo 18. Pruebas de presión a los BOPs. El Operador 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 Operador.
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 21 días. Cuando por razones operacionales no se puedan realizar las pruebas durante este tiempo, se le comunicará al Ente 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 para matar el pozo (Kill Line), el múltiple de estrangulamiento o la cabeza del pozo, pero limitado al componente afectado.

TITULO 4.

Actividades de intervención de pozos

Artículo 19. Intervención de pozos. Cuando el Operador considere necesario intervenir el pozo, ya sea para realizar trabajos de pruebas iniciales, estimulación, reparaciones o trabajos de fondo de pozo, instalación o cambio de un sistema de levantamiento artificial, trabajos de reacondicionamiento que alteren el estado mecánico actual o las propiedades físicas y/o químicas del yacimiento, o para abandonarlo, se debe solicitar permiso al Ente de Fiscalización mediante el Formulario 7CR "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial", o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo. Quince (15) días calendario después de terminado el trabajo, se debe informar sobre los resultados por medio del Formulario 10CR, "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirá en el Formulario 10A "Informe de Taponamiento y Abandono", o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

Artículo 20. Pruebas Iniciales. El Operador interesado en realizar las pruebas iniciales de producción, deberá contemplarlo en la solicitud al Ente de Fiscalización mediante formulario 7 CR "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial", donde se deberá anexar como información adicional, lo siguiente:

1. Tiempos esperados de flujo.
2. Máxima caída de presión esperada en fondo pozo.
3. Diseño de las facilidades de prueba iniciales de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en las normas API RP 14F "Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms" y API RP 14J "Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities"
4. Simulación de temperatura y radiación de las actividades de quema de hidrocarburos en caso de que aplique.
5. Diseño de los Riser de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en las normas API RP 17G "Completion/Workover Riser"

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

6. Sistema de desconexión rápida de cada Riser donde se especifiquen tiempos de cierre y distancia de la válvula retenedora.
7. Equipos ROV a utilizar.

Artículo 21. Venteo y quema de gas intencional en actividades de intervención de pozos. Previa autorización del Ente de Fiscalización mediante solicitud de permiso de quema, el Operador, 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. Pruebas iniciales de producción.
2. Actividades de intervención de pozos.

Parágrafo primero. El venteo de gas intencional no controlado está prohibido. Podrán efectuarse venteos no controlados exclusivamente, en caso de que un evento de control de pozo así lo requiera.

El volumen quemado y/o venteado deberá ser cuantificado, registrado y reportado en la forma 30 SEE "Informe mensual sobre producción, plantas y consumos de gas natural y procesado" o aquella que lo modifique o sustituya.

Parágrafo segundo. Si por alguna razón se deben realizar operaciones de control de pozo en las cuales se queme o ventee gas, el Operador deberá informar al Ente de Fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos durante las próximas 24 horas de ocurrido el evento justificando las razones técnicas u operativas de la actividad-operación realizada.

Artículo 22. 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 intervención de pozos podrán ser quemados previa aprobación del Ente de Fiscalización mediante solicitud de permiso de quema, en concordancia con lo establecido por la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental, podrá quemar los volúmenes de hidrocarburos líquidos que se recuperen en superficie como resultado de las siguientes actividades:

1. Pruebas iniciales de producción.
2. Actividades de intervención de pozos.

Parágrafo primero. La quema intencional de hidrocarburos líquidos deberá contar con previa autorización escrita del Ente de Fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, el volumen quemado deberá ser cuantificado y reportado en el cuadro 4 "Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo", dicho volumen no estará exento de pago de regalías.

Parágrafo segundo. Si por alguna razón se deben realizar operaciones de control de pozo en las cuales se queme o ventee gas, el Operador deberá informar al Ente de Fiscalización durante las próximas 24 horas de ocurrido el evento justificando las razones técnicas u operativas de la actividad-operación realizada.

Artículo 23. Inspección a los equipos de perforación e intervención de pozos. El Ente de Fiscalización, directamente o a través de terceros especializados y certificados, 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 el Ente de Fiscalización, comunicará por escrito al Operador con una antelación no inferior a siete (7) días calendario.

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

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 Operador deberá permitir al Ente de Fiscalización, o al tercero especializado que se designe, acceso a los equipos y unidades de perforación e intervención de pozos. El Operador deberá coordinar el transporte de los inspectores del Ente 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 El Ministerio de Minas y Energía, tomando en cuenta:

1. Los antecedentes de cumplimiento del Operador.
2. El monitoreo del desempeño.
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 el Ente de Fiscalización pueda considerar apropiado.

Parágrafo. El Ente de Fiscalización podrá utilizar los servicios de terceros especializados y certificados para la evaluación del programa de pozo o cualquier otro que considere pertinente.

TÍTULO 5

Actividades de producción de hidrocarburos.

Artículo 24. Requerimientos para producción. Previo al inicio de la fase de explotación de los yacimientos costa afuera, el Operador deberá remitir al Ente de Fiscalización para su conocimiento el plan de desarrollo para operaciones costa afuera, el cual deberá incluir la siguiente información de las facilidades de producción:

1. Diseño, presión máxima de trabajo en PSI (libras por pulgada cuadrada), capacidad de flujo en BPD (barriles por día) y/o KPCD (miles de pies cúbicos día) y capacidad de almacenamiento en Barriles y/o miles de pies cúbicos día.
2. Diagramas de tubería e instrumentación de los equipos a ser usados en el tratamiento, almacenamiento y disposición de hidrocarburos, de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la práctica API RP 14E (Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems).
3. Diagrama de zonas clasificadas, la información sobre sistemas eléctricos y de instalación deberá regirse por la norma NTC 2050.
4. Puntos de acceso, evacuación y salida.
5. Diseño, diagramas, montaje y mantenimiento de los sistemas de detección de gas.
6. Identificación de potenciales peligros y factores de mitigación.
7. Diseño de dispositivos de seguridad de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la práctica API RP 14C (Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms).
8. Diseño de los Risers de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en el estándar STD 2RD “Dynamic Risers for Floating Production Systems”
9. Programa de entrenamiento en procesos operativos para todo el personal que desarrollará labores costa afuera para el Operador.
10. El Operador presentará un plan de gerenciamiento del yacimiento, acorde con lo estipulado en la Resolución 181495 de 2009, donde deberá garantizar el uso

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

eficiente y sostenible de los recursos, contemplando prácticas de recuperación secundaria y terciaria.

Parágrafo primero. El Ente de Fiscalización podrá conceptuar o realizar nuevos requerimientos con respecto al plan de desarrollo para operaciones costa afuera, la respuesta a dichos requerimientos será requisito para el inicio de las operaciones de producción de hidrocarburos.

Parágrafo segundo. La información de la que tratan los numerales 1 al 9 del presente artículo deberá ser entregada al Ente de Fiscalización en medio magnético desprotegido, sin perjuicio de lo dispuesto en el respectivo instrumento contractual.

Artículo 25. De las estructuras fijas y flotantes de producción:

Plataformas fijas. El diseño, construcción y montaje de plataformas fijas para la producción de hidrocarburos costa afuera deberá realizarse de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en las prácticas 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 y almacenamiento. El Operador deberá garantizar que las unidades flotantes de producción de hidrocarburos costa afuera, que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y Equipo de Unidades flotantes de producción, sus enmiendas o el que lo reemplace, sin perjuicio de lo dispuesto por la Autoridad Marítima Colombiana -DIMAR-, a menos que presenten una justificación técnico-económica ante el Ente de Fiscalización, deberán diseñarse, instalarse, mantenerse y operarse de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la práctica API RP 2FPS “Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems”.

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

1. Las Unidades flotantes de producción, aseguren estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de esta.
2. Las Unidades flotantes de producción, 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, deberán contar con sistemas de desconexión rápida para cada Riser de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la estándar “STD 2RD Dynamic Risers for Floating Production Systems”, el tiempo de desconexión individual y los dispositivos a usar deberán ser informados al Ente de Fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos,

Parágrafo. Cada sistema de desconexión deberá contar con una válvula retenedora para minimizar la liberación del efluente.

Artículo 26. Diseño, montaje de facilidades y ductos.

Toda unidad de producción de hidrocarburos costa afuera deberá contar con el visto bueno del Ente de Fiscalización previa entrada en operación, dicho visto bueno se dará mediante visita de inspección que determine la referida entidad. Para tal fin el Operador notificará al Ente de Fiscalización la intención de iniciar las actividades de producción de hidrocarburos, con una antelación no inferior a 30 días calendario.

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

En el proceso de diseño, construcción y montaje, el Operador deberá considerar como mínimo:

1. Las instalaciones costa afuera deben ser diseñadas para eliminar o reducir la posibilidad de lesiones o el riesgo de accidentes.
2. Los Operadores deberán diseñar, construir e instalar las instalaciones con la debida atención a las características específicas del sitio. Los planos de diseño 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, considerar la operación y el mantenimiento de los equipos a usar en las actividades de producción de hidrocarburos.
5. Los Operadores deberán establecer un mínimo de dos barreras de control para cada riesgo, de acuerdo de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la práctica API RP 14C “Analysis, Design, Installation, and Testing of Safety Systems for Offshore Production Facilities” para reducir potenciales fallas, evitar accidentes y detectar anomalías operacionales.
6. 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.
7. Todas las instalaciones de producción, incluyendo los separadores, unidades de tratamiento, compresores, calderas y líneas de transferencia deberán diseñarse, instalarse y mantenerse de manera tal que se propenda por la eficiencia, seguridad de proceso y protección del medio ambiente.

Artículo 27. Diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones submarinas.

El operador deberá construir, instalar, mantener, reemplazar y operar las facilidades submarinas de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la práctica API 17 A “Design and Operation of Subsea Production Systems - General Requirements and Recommendations” o los estándares que lo modifican, adicione o sustituyan, en su diseño y construcción el Operador deberá considerar y garantizar:

1. **Líneas de Flujo.** El Operador deberá diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la práctica API RP 17 V “Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Safety Systems for Subsea Applications”:
 - 1.1 Diámetros, longitudes, capacidades nominales de presión y el plan de mantenimiento e inspección.
 - 1.2 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.
 - 1.3 Los Operadores deberán presentar esquemas que detallen el flujo, la presión, tamaño, capacidad y detalles sobre prevención de flujos o liberaciones no intencionales.
 - 1.4 Los Operadores deberán incluir disposiciones para una adecuada identificación de las líneas de flujo.

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

2. **Árboles de navidad submarinos.** El Operador deberá definir la posición del árbol de navidad, la presión máxima a soportar, la protección catódica, entre otros, asegurando sistemas de conexión e inyección por medio de umbilicales siempre y cuando aplique, de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la práctica API RP 17 D "Design and Operation of Subsea Production Systems-Subsea Wellhead and Tree Equipment".
3. **Manifolds submarinos.** El operador deberá diseñar, instalar, mantener y operar garantizando la integridad y correcto funcionamiento de cada uno de los manifolds submarinos, de acuerdo a las condiciones particulares del sitio, así como sus conexiones y acoples.
4. **Medidores de flujo submarinos:** El operador deberá instalar un medidor de flujo para cada pozo previa entrada al Manifold submarino siguiendo los lineamientos estipulados en el reglamento 41251 de 2016, o aquellas normas que lo adicionen, modifiquen y/o sustituyan.

TÍTULO 6

Verificación e inspección de instalaciones.

Artículo 28. Inspección a los equipos de perforación e intervención de pozos. El ente 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 lo establecido en la presente resolución. Para tal fin, comunicará por escrito al Operador 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 Operador deberá permitir al Ente 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 del Ente 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 el Ministerio de Minas y Energía tomando en cuenta:

1. Los antecedentes de cumplimiento del interesado.
2. El monitoreo del desempeño.
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 el Ente de Fiscalización pueda considerar apropiado.

Artículo 29. Verificación de instalaciones de producción de hidrocarburos costa afuera. Todas las plataformas usadas para la extracción de hidrocarburos costa afuera de Colombia estarán sujetas a procesos de verificación por el Ente de Fiscalización aplicados durante el diseño y la construcción de nuevas plataformas, la realización de modificaciones o reparaciones significativas sobre las plataformas existentes.

1. Bajo el proceso de verificación de la plataforma, los Operadores deberán presentar al Ente de Fiscalización, los siguientes planes de verificación:

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

- 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 para operaciones costa afuera.
 - 1.2. Plan de verificación de fabricación. La aprobación del plan de verificación de fabricación es un prerrequisito para el inicio de cualquier operación relacionada. El plan de verificación de fabricación debe incluir:
 - 1.2.1. Una descripción resumida de:
 - Tolerancia estructural;
 - Procedimientos de soldadura;
 - Estándares de fabricación;
 - Métodos de ubicación de materiales y procedimientos de control de calidad;
 - Métodos y alcance de exámenes no destructivos sobre soldaduras y materiales; y
 - Procedimientos de garantía de calidad.
 - 1.3. Los planos de fabricación y las especificaciones de materiales para plataformas fijas.
 - Todos los miembros principales de soporte de carga incluidos en el marco espacial para las estructuras flotantes.
 - 1.4. Plan de verificación de instalación. El plan de verificación de instalación deberá incluir:
 - 1.4.1 Descripción de las operaciones marinas planeadas;
 - 1.4.2 Contingencias planeadas;
 - 1.4.3 Planes de acción alternativos;
 - 1.4.4 Identificación de áreas a ser inspeccionadas.
2. 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.
 3. Los agentes de verificación acreditados deben ser autorizados por el Ente de Fiscalización.

Parágrafo. Las verificaciones de las que trata el presente artículo se llevarán a cabo en cualquier momento previa notificación del Ente de Fiscalización.

Artículo 30. Inspección de instalaciones de producción de hidrocarburos costa afuera adelantadas por el Ente de Fiscalización.

1. El Ente de Fiscalización 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.
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 al Ente de Fiscalización acceso a la totalidad de las plataformas y demás instalaciones costa afuera. El Operador deberá coordinar el transporte de los inspectores del Ente de Fiscalización y asumir los costos de dichas inspecciones.
4. Cada una de las instalaciones costa afuera será inspeccionada por el Ente de Fiscalización al menos una vez al año.
5. Deberá conducirse una inspección completa de las instalaciones de producción, previo al inicio de operaciones de las unidades de producción. Las instalaciones deberán estar disponibles para inspección completa por el Ente de Fiscalización o por un tercero inspector que se designe.

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

6. El alcance y la extensión de las inspecciones será determinado por el Ministerio de Minas y Energía teniendo 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 7

Explotación responsable y sostenible.

Artículo 31. Todo Operador previo al inicio de la explotación de hidrocarburos costa afuera deberá enviar para aprobación al Ente de Fiscalización, el plan de Explotación por yacimiento el cual se entregará junto con el plan de desarrollo para operaciones costa afuera, que deberá contener como mínimo 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, garantizando las mejores tasas de producción para un adecuado gerenciamiento del yacimiento.
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. La identificación y proposición de un sistema de control de yacimientos donde contemplará procesos de recuperación secundaria y terciaria, garantizando así la explotación responsable y sostenible del yacimiento.

TÍTULO 8

Respuesta a emergencias.

Artículo 32. Los Operadores se asegurarán 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 en conformidad con lo establecido por la autoridad competente en esta materia para su verificación.

Artículo 33. 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 Operador que emplee válvulas de seguridad tipo (BOPs) submarinas o superficiales en instalaciones flotantes o fijas, deberá demostrar que 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 Operador deberá certificar la existencia de un contrato con alguna compañía de contención de pozos acreditada.

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

Artículo 34. Los Operadores deberán implementar planes de respuesta a emergencias de conformidad con la Convención Internacional Contra la Contaminación por Hidrocarburos, Respuesta y Cooperación -OPRC-, en concordancia con el Decreto 2157 de 2017 sobre planes de gestión de riesgo de desastres. Este plan deberá ser presentado a la autoridad marítima y ambiental de conformidad con la legislación colombiana aplicable previo al inicio de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Parágrafo primero. Los Operadores se asegurarán que el plan de respuesta a emergencias este fácilmente disponible para revisión por parte del personal.

Parágrafo segundo. Los Operadores, responsables de la instalación u operación, o dueño del hidrocarburo o sustancia peligrosa o actividad de donde se origina la pérdida de contención, lo será así mismo integralmente de la atención de la emergencia. Es su responsabilidad realizar un análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de fenómenos naturales, antrópico intencionales y no intencionales, el desarrollo de la operación; así como los efectos en el entorno ante la posible ocurrencia de un incidente.

TÍTULO 9 Sanciones

Artículo 35. Sanciones. Las infracciones a cualquiera de las disposiciones contenidas en esta Resolución serán sancionadas conforme lo establecido en el artículo 67 del Decreto Ley 1056 de 1953 "Código de Petróleos" en concordancia con el artículo 21 de la Ley 10 de 1961 o las disposiciones que las modifiquen o sustituyan.

TÍTULO 10 Disposiciones finales

Artículo 36. 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, 4 0687 de 2017 o las normas que las modifiquen, sustituyan o adicionen.

Artículo 37. Transición. Los proyectos de exploración y 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.

Aquellos contratos o convenios que se encuentran actualmente en fase de explotación, deberán cumplir con los requerimientos establecidos en la presente resolución para las actividades de perforación, completamiento e intervención de pozos. Las actividades de producción se seguirán ejecutando 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.

Artículo 38. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

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

Artículo 39. Derogaciones. Deróguese a partir de la vigencia dispuesta en el artículo anterior todas las disposiciones que sean contrarias a este acto administrativo, en particular la Resolución 40687 de 2017.

PUBLÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los

DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía