



República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

4 0 2 9 5

RESOLUCIÓN NÚMERO

DE

(0 7 OCT 2020)

Por la 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: “[e]xpedir 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.”

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, establece 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 –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.

Que mediante Resolución 181495 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 40048 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía modificó la Resolución 181495 de 2009 y estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.

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 mejores estándares internacionales de la industria, para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia. Como resultado de dicha consultoría, 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, se recomendó incorporar las buenas prácticas y estándares



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

internacionales con el fin de propender por un desarrollo responsable y sostenible, protegiendo la seguridad de las personas, el medio ambiente y los equipos.

Que, en consideración a las recomendaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH, el Ministerio de Minas y Energía identificó oportunidades de mejora en el marco regulatorio vigente, específicamente para las actividades de perforación de pozos de desarrollo, intervención de pozos, producción de hidrocarburos, verificación e inspección de instalaciones, explotación responsable y sostenible, y respuesta a emergencias. En este sentido, determinó establecer los lineamientos técnicos para la ejecución de proyectos y actividades de perforación, intervención de pozos y producción de hidrocarburos costa afuera, con el fin de fomentar un desarrollo seguro, sostenible y responsable del sector, así como derogar la Resolución 40687 de 2017, la cual establece criterios técnicos solo para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera, con el fin de evitar la dispersión regulatoria.

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 23 de julio al 9 de agosto 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 radicados del Ministerio de Minas y Energía No. 2019068180 y No. 2020012992, 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.

(...)

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 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, desarrollen actividades de explotación de hidrocarburos costa afuera bajo el lecho marino en aguas someras, profundas 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, posteriormente, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo con radicado MINCIT 2-2019-030812 del 28 de octubre de 2019, dio un alcance al concepto rendido, en el cual determinó que:

A



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

(...)

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 el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, con radicado MINCIT 2-2020-021320 del 6 de agosto de 2020, reiteró:

(...) que una vez revisado y analizado nuevamente el proyecto de resolución y los documentos anexos allegados por su despacho, esta Dirección de Regulación reitera lo expresado en las comunicaciones del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo con número de radico 2-2019-029727 y 2-2029-030812 adjuntos (...)

Así las cosas, teniendo en cuenta lo anterior, nos encontramos frente un proyecto que establece requisitos técnicos que debe cumplir un operador para prestar un servicio en proyectos relacionados con "(...)operaciones de exploración y evaluación en cumplimiento de un contrato de evaluación técnicas (TEA); de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos, en ejecución de un contrato de exploración y producción (E&P) (...)" (MinEnergía, Proyecto de resolución, p.6). Con lo expuesto anteriormente, se concluye que trata de un reglamento técnico de servicio, y que como tal, esta clase de reglamentos técnicos son una de las excepciones contempladas en el Acuerdo OTC de conformidad con el párrafo 1 del Anexo 1 del mencionado Acuerdo.

Por lo anterior, esta Dirección considera que el proyecto de resolución no está sujeto a lo señalado en el artículo 2.2.1.7.5.6 del Decreto 1595 de 2015, no se debe surtir el proceso de notificación internacional y tampoco debe cumplir lo establecido en el artículo 1 del Decreto 1411 de 2018.

Que, en virtud, de los considerandos anteriores no existe obligación legal de acudir a la Comisión Intersectorial de Regulación Técnica para adelantar el trámite del que trata el artículo 1 del Decreto 1411 de 2018.

Que la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, resolvió el cuestionario de que trata el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015; cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio -SIC y las respuestas al mencionado cuestionario fueron negativas, por lo que no se informó el presente acto administrativo a la SIC.

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 y actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, con el fin de fomentar un desarrollo seguro, sostenible y responsable del sector.

A



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

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 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 se extenderán las disposiciones de la presente resolución, en lo pertinente, a los Proveedores de Bienes y Servicios de los mencionados Operadores.

Artículo 3. *Disposiciones y estándares técnicos.* Los Operadores y Proveedores de Bienes y Servicios 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, adjunta a las solicitudes de perforación, intervención de pozo y/o en el desarrollo de las actividades de producción, siempre y cuando exponga ante el 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 exploración y explotación del recurso hidrocarburífero costa afuera, enfocado en eliminar, prevenir y/o reducir el impacto y el riesgo derivado de las actividades y operaciones en concordancia con el Plan de Gestión del Riesgo.

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 respuestas a las solicitudes de perforación, intervención de pozo, plan de desarrollo para operaciones costa afuera y/o en el desarrollo de las actividades de producción para proyectos que se encuentren en fase de explotación para operaciones costa afuera, y podrá aprobar dicha aplicación en caso de que la norma, estándar o práctica garantice las mismas o mejores condiciones que las establecidas en esta resolución, para el desarrollo sostenible y responsable de la exploración y explotación del recurso hidrocarburífero 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 aplicar la presente resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas y definiciones:

1. **Accidente Mayor.** *Todo acontecimiento repentino, como una emisión no controlada, un incendio, colisión 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/o 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. **Aguas Profundas.** *Para efectos del presente acto administrativo se entenderá como aguas profundas aquellas que se encuentren entre una distancia superior a 610 metros y hasta 1800 metros desde el lecho marino hasta la superficie.*
3. **Aguas Someras.** *Para efectos del presente acto administrativo se entenderá como aguas someras aquellas que se encuentren hasta una distancia de 610 metros tomados desde el lecho marino hasta la superficie.*

f



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

4. **Aguas Ultraprofundas.** Para efectos del presente acto administrativo se entenderá como aguas ultraprofundas aquellas que se encuentren a una distancia mayor de 1800 metros tomados desde el lecho marino hasta la superficie.
5. **Análisis de Riesgos.** Proceso de comprender la naturaleza del riesgo para determinar el nivel de riesgo, es la base para la evaluación de riesgos y las decisiones sobre las medidas de reducción del riesgo y preparación para la respuesta. Incluye la estimación del riesgo (ISO/IEC, 2009).
6. **API.** American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo.
7. **API RP.** Recommended Practices of American Petroleum Institute. Prácticas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo.
8. **API STD.** Standard of American Petroleum Institute. Estándar del Instituto Americano del Petróleo.
9. **Árbol de Navidad.** Conjunto de válvulas y accesorios cuya principal función es la de controlar y regular el flujo de los efluentes durante la producción del pozo.
10. **Barrera.** Es un conjunto que consta de uno o varios elementos dependientes entre sí, cuyo objetivo es evitar el flujo no deseado de fluidos.
11. **BOSIET.** Basic Offshore Safety Induction and Emergency Training. Entrenamiento básico para emergencias e inducción a la seguridad de personal en operaciones costa afuera.
12. **BPD.** Abreviación de la unidad de flujo Barriles por día.
13. **CCPS.** Center for Chemical and Process Safety. El Centro para la Seguridad de los Procesos Químicos reúne a fabricantes, agencias gubernamentales, consultores, académicos y aseguradores para liderar el camino en la mejora de la seguridad de los procesos industriales. Este es uno de los referentes en cuanto en seguridad a los procesos, que los operadores pudieran tener en cuenta en la operación.
14. **Ciclo de vida.** Incorporación, operación, mantenimiento y desincorporación de los activos, pozos o proyectos.
15. **COMAH Regulations.** Control of Major Accident Hazards Regulations. Regulaciones para el control de riesgos de accidente mayor en el Reino Unido.
16. **Control de pozo.** Actividades implementadas para prevenir o mitigar la liberación involuntaria de fluidos de formación desde el pozo hacia sus alrededores.
17. **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.
18. **Ducto.** Para efectos del presente acto administrativo se entenderá como ducto toda línea que transporte hidrocarburos desde las plataformas de producción o equipos de producción submarinos hasta la costa, los cuales podrán ser rígidos o flexibles.
19. **Efluente.** Corriente de fluidos proveniente de los pozos productores, resultante de las actividades de explotación de hidrocarburos.
20. **Energy Institute.** Organización profesional para ingenieros y otros profesionales en campos relacionados con la energía.
21. **Ente de Fiscalización.** El Ente de Fiscalización es el Ministerio de Minas y Energía, la entidad en quien este la delegue, o aquella a quien la ley le haya dado

4



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

la competencia de fiscalizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

22. **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.
23. **Gestión en Seguridad de Procesos.** La gestión en seguridad de procesos es un marco de referencia estructurado para gestionar/administrar la integridad de los sistemas y procesos operativos peligrosos mediante la aplicación de un conjunto de medidas, habilidades y buenos principios de administración, diseño, ingeniería, factores humanos y organizacionales, y prácticas de operación y mantenimiento. A través de esta gestión se busca eliminar, prevenir, controlar y mitigar los incidentes ocasionados por la liberación no planeada o no controlada de sustancias peligrosas (puras o en mezcla) o energía que tengan el potencial de causar daño a personas, ambiente, infraestructura y/o imagen.
24. **Geoamenazas.** Condiciones locales y/o regionales del suelo que tiene el potencial de convertirse en un evento de falla que podría causar la pérdida de vidas o daños a salud, medio ambiente o bienes. Las fuentes desencadenantes de eventos pueden ser procesos geológicos en curso o inducidos.
25. **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.
26. **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.
27. **IOGP.** International Association of Oil & Gas Producers. Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.
28. **ISO.** International Organization for Standardization.
29. **KPCD.** Abreviación de la unidad de flujo miles de pies cúbicos por día
30. **Línea de Flujo.** Para efectos 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.
31. **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.
32. **NORSOK.** The Norwegian shelf's competitive position. Estándares desarrollados por la industria petrolera noruega.
33. **Operador.** Persona 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 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. Igualmente, se entenderá por operador la persona 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.

4



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

34. **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.*
35. **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.*
36. **Plan de Emergencia y Contingencia.** *Es la herramienta de preparación para la respuesta que, con base en unos escenarios posibles y priorizados (identificados en el proceso de conocimiento del riesgo), define los mecanismos de organización, coordinación, funciones, competencias, responsabilidades, así como recursos disponibles y necesarios para garantizar la atención efectiva de las emergencias que se puedan presentar. Igualmente precisa los procedimientos y protocolos de actuación para cada una de ellas, minimizando el impacto en las personas, los bienes y el ambiente.*
37. **Plan de Gestión del Riesgo.** *Es el instrumento que define los objetivos, programas, acciones, responsables y presupuestos, mediante las cuales se ejecutan los procesos de conocimiento, reducción y manejo del riesgo, en el marco de la planificación del desarrollo.*
38. **Plan de Respuesta a Emergencias.** *Es el conjunto de acciones principalmente de coordinación, sistemas de alerta, capacitación, equipamiento, centros de reserva, entrenamiento, entre otras, necesarios para optimizar la ejecución de la respuesta. Así mismo, define los objetivos de respuesta a la emergencia específica, la implementación de la organización, las estrategias y tácticas que permitan planificar, coordinar la participación empresarial, institucional, interinstitucional, sectorial, municipal, departamental, nacional o internacional, y optimizar las operaciones de respuesta de acuerdo con el análisis de riesgos y la disponibilidad de recursos para responder efectivamente a la emergencia.*
39. **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.*
40. **Proveedor de Bienes y Servicios.** *Persona que celebra un contrato o acuerdo con un operador.*
41. **PSI.** *Unidad de presión perteneciente al sistema anglosajón de unidades que equivale a 14.7 atmosferas de presión.*
42. **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.*
43. **RAM.** *El componente de cierre y sello de un arreglo de preventoras de reventones.*
44. **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.*
45. **ROV.** *Remote Operated Vehicle. Vehículo operado de manera remota debajo del agua.*
46. **SEVESO Directive:** *Directiva de la Unión Europea destinada a controlar accidentes mayores.*

F



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

- 47. Sistema de barreras.** Una combinación de elementos 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.
- 48. 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 de transmisión 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.
- 49. TBOSIET.** Tropical Basic Offshore Safety Induction and Emergency Training.
- 50. 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 moverse 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.
- 51. Unidades flotantes de producción (FPU).** Instalaciones diseñadas o modificadas para participar en actividades de producción, almacenamiento y descarga, perforación y producción, producción almacenamiento y descarga o perforación, producción, almacenamiento y descarga 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.
- 52. 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.
- 53. 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 resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015, 4 1251 de 2016 y/o en 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

A



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

Artículo 5. Seguridad de los procesos. Los Operadores, previo al inicio de las operaciones de exploración y/o explotación de hidrocarburos costa afuera, deberán remitir copia del programa de Gestión en Seguridad de Procesos el cual formará parte del Plan de Gestión del Riesgo al Ente de Fiscalización, en armonía con el Decreto 2157 de 2017 o la norma que lo modifique, sustituya o adicione y alguna de las siguientes practicas recomendadas o estándares: la práctica recomendada API RP 75 - "Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities", el Reporte 510 de la IOGP "Operating Management System Framework for controlling risk and delivering high performance in the oil and gas industry", CCPS, SEVESO Directive, Energy Institute o COMAH regulations.

Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones. El Operador deberá brindar a sus empleados y exigirles a sus contratistas y 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. Igualmente deberá asegurar el entrenamiento continuo para todo el personal involucrado en proyectos costa afuera de acuerdo con lo estipulado en la presente resolución, sin perjuicio de los requerimientos de la autoridad marítima y la ambiental.

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 Riesgo o el Plan de Emergencia y Contingencia aprobado por la autoridad ambiental competente en el marco de la licencia ambiental.

Todos los tripulantes dedicados a la maniobra y servicio de la embarcación 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, Dirección Marítima Colombiana -DIMAR.

Todo el personal trabajador y visitante 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. 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 las mismas.
2. Las MODUs dispongan de sistemas de amarre, anclaje o posicionamiento que les permita mantener su posición en condiciones meteorológicas y oceánicas pronosticadas.

A



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

3. Las MODUs dispongan de sistemas de liberación de emergencias previamente probadas o certificadas para eventos que requieran la liberación de la unidad móvil.

Parágrafo. Si la unidad MODU que pretende utilizar el Operador no cumple con el código MODU deberá presentar justificación al Ente de Fiscalización para su aprobación, sin perjuicio de los requerimientos de la autoridad marítima colombiana.

Artículo 8. De la gestión de riesgos durante la perforación de pozos. Los pozos con fines de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera deberán ser planeados con el fin de disminuir al mínimo razonablemente posible los riesgos asociados a la pérdida de contención de hidrocarburos y la pérdida de integridad del pozo de acuerdo con el Plan de Gestión del Riesgo.

Artículo 9. Integridad de pozo. El Operador deberá asegurar que el diseño, la perforación y el completamiento se lleven a cabo de forma tal que se logren condiciones mecánicas y estructurales apropiadas y que garanticen la integridad del pozo durante su ciclo de vida.

Para alcanzar este objetivo, el Operador deberá:

1. Asegurar que las especificaciones de los equipos cumplan los estándares señalados en la presente resolución y, asegurar también su correcta operación y mantenimiento.
2. Adoptar medidas operacionales dirigidas a la prevención de flujos no deseados no 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 2 sistemas de barreras independientes.

Parágrafo. Para efectos de asegurar la integridad del pozo, el Operador deberá instalar, operar, mantener y monitorear los 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 10. 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, para lo cual deberá diligenciar el formulario 4CR "permiso para perforar" o aquel(los) que lo modifique o sustituya.

El formulario 4CR deberá ser presentado anexando la siguiente información adicional:

1. La certificación de confiabilidad y seguridad operativa de los sistemas y componentes de equipos e instalaciones para perforación y terminación, al que hace referencia el parágrafo 2º, 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 y completamiento.
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 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.

A



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

- 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 el control y mantenimiento de la integridad del pozo.
5. Soporte técnico y geológico para asentar el revestimiento de superficie.

Artículo 11. 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 estimado sentar el revestimiento de superficie).

Artículo 12. 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.
2. El Operador deberá diseñar y utilizar revestimientos y cemento que tomen en cuenta la integridad de las barreras de control de pozo y de presión.
3. El Operador, 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 máxima presión prevista en boca de pozo identificada en la solicitud de permiso de perforación.

Antes de perforar más de 15 metros de la siguiente sección debajo de cada revestimiento, deberá llevar a cabo una prueba de integridad de la formación para determinar que se ha logrado una junta anular efectiva alrededor del zapato del revestimiento anterior, mientras la formación geológica lo permita.

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 anexados al formulario 6 CR "informe de terminación oficial".

Cualquier acción correctiva requerida durante las pruebas 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 Riesgos soporte la pertinencia u oportunidad de hacerla más adelante.

A



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

5. El Operador deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación y suministrar los soportes correspondientes a través del formulario 6CR "informe de terminación oficial":

- 5.1. Usar el volumen, la densidad y la clase de cemento para garantizar los requerimientos de los numerales 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7 del presente artículo.
- 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 hidratos de gas.
- 5.7. Llevar a cabo pruebas de presión.

Artículo 13. 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 sus siglas 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.

Artículo 14. Completamiento de pozos. Para el completamiento de pozos se deberá garantizar lo siguiente:

1. El completamiento del pozo deberá 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 15. 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 (por sus siglas en inglés). 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 RP 53 - *Blowout*

A



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

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 BOP. 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 RP 53) o el que lo modifique o sustituya.
5. Garantizar el aseguramiento, operatividad e integridad del conjunto de BOPs mediante inspección certificada por terceros o entes certificadores.
6. Garantizar la configuración óptima y segura de los BOPs para las operaciones del pozo.

Parágrafo. Los sistemas de BOPs estarán sujetos a verificación por terceros independientes. Así mismo, 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.
3. Una vez las BOPs sean instaladas en el pozo, al menos una vez cada 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.

A



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. 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 pruebas iniciales de acuerdo con los lineamientos, estándares y prácticas señaladas en la norma 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".
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. Las operaciones de quemas y venteos de gas en pruebas iniciales de producción e intervenciones a pozo se registrarán por lo establecido en el artículo 52 de la Resolución 181495 de 2009, o aquellas normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, sin perjuicio de lo establecido en la licencia ambiental.

Parágrafo. 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 u 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, sin perjuicio de lo establecido en la licencia ambiental. El Operador 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.

F



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

Parágrafo segundo. Si por alguna razón se deben realizar operaciones de control de pozo en las cuales se quemen hidrocarburos líquidos, 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 o de la operación realizada.

TÍTULO 5 Actividades de producción de hidrocarburos

Artículo 23. 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 las normas API RP 500 y/o API RP 505.
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 API 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.

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

Artículo 24. 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 (Petroleum and natural gas industries – Fixed steel offshore structures) o ISO-19903 (Petroleum And Natural Gas Industries –Concrete Offshore Structures).

Unidades flotantes de producción (FPU). 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 DIMAR. A menos de 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:

A



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

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, cuando apliquen, 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 25. 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.

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

1. Las instalaciones costa afuera deben ser diseñadas para prevenir o reducir la posibilidad de lesiones o el riesgo de accidentes de acuerdo con el Plan de Gestión del Riesgo.
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 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. Para lo anterior deberá adelantar los trámites pertinentes con la DIMAR.
7. 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 proceso y protección del medio ambiente.

Artículo 26. 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, adicionen 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



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

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.
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 STD 17 D "Design and Operation of Subsea Production Systems-Subsea Wellhead and Tree Equipment".
3. **Manifolds submarinos.** El Operador deberá diseñar, instalar, mantener y operarlos garantizando la integridad y correcto funcionamiento de cada uno de los manifolds submarinos, de acuerdo con las condiciones particulares del sitio, así como sus conexiones y acoples.
4. **Medidores de flujo submarinos.** El Operador deberá instalar un sistema de medición de pozos adecuado al ciclo de vida del proyecto y dependiendo de las instalaciones submarinas seleccionadas o el arreglo de pozos para el desarrollo y producción del yacimiento, en concordancia con lo establecido en el plan de Gerenciamiento del Yacimiento.

TÍTULO 6

Verificación e inspección de instalaciones

Artículo 27. 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 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 las instalaciones 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



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

6. Cualquier otro factor justificado que el Ente de Fiscalización pueda considerar apropiado.

Artículo 28. 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, los cuales serán aplicados durante el diseño y la construcción de nuevas plataformas, y 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:

1.1. De fabricación. El plan de verificación de fabricación será presentado previo al inicio de cualquier operación relacionada y debe incluir:

1.1.1. 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.
- Los planos de fabricación y las especificaciones de materiales para plataformas fijas y flotantes.
- Todos los miembros principales de soporte de carga incluidos en el marco espacial para las estructuras fijas y flotantes.

1.2. De instalación. El plan de verificación de instalación deberá incluir:

- 1.2.1. Descripción de las operaciones marinas planeadas;
- 1.2.2. Contingencias planeadas;
- 1.2.3. Planes de acción alternativos;
- 1.2.4. 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 que será presentado por el Operador y autorizado 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 29. Inspección de instalaciones de producción de hidrocarburos costa afuera adelantadas por el Ente de Fiscalización.

1. El Ente de Fiscalización podrá conducir inspecciones programadas sobre las instalaciones superficiales costa afuera, con el fin de determinar que las operaciones sean adelantadas de conformidad con la presente resolución, considerando las medidas de seguridad exigidas por el Operador y las condiciones de seguridad de procesos en las cuales se encuentre la actividad.
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 superficiales costa afuera. El Operador deberá coordinar el transporte de los inspectores del Ente de Fiscalización y asumir los costos de dichas inspecciones.



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

4. Cada una de las instalaciones superficiales costa afuera en operación serán inspeccionadas por el Ente de Fiscalización al menos una vez al año.
5. Deberá conducirse una inspección completa de las instalaciones superficiales 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 sea designado por el Ente de Fiscalización.
6. El Operador deberá realizar inspecciones a las facilidades submarinas como mínimo cada dos años, o cuando se presenten eventos operacionales que requieran la verificación de las mismas. El resultado de dichas inspecciones deberá ser reportado al Ente de Fiscalización.
7. El alcance y la extensión de las inspecciones se dará, teniendo en cuenta:
 - 7.1. Los antecedentes de cumplimiento del Operador;
 - 7.2. El monitoreo del desempeño;
 - 7.3. Los resultados de inspecciones o auditorías anteriores;
 - 7.4. El nivel de riesgo;
 - 7.5. La antigüedad de las instalaciones

TÍTULO 7

Explotación responsable y sostenible

Artículo 30. Todo Operador, previo al inicio de la fase de explotación de hidrocarburos, deberá incluir en el plan de desarrollo para operaciones costa afuera un plan de Gerenciamiento del Yacimiento, 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 tanto 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 y su arreglo. Así mismo 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 31. Los Operadores asegurarán que los Planes de Respuesta a Emergencias estén implementados, y que los empleados tanto propios como los de los Proveedores de Bienes y Servicios estén debidamente enterados de los mismos, los cuales deben ser ensayados y desarrollados de manera periódica de conformidad con lo establecido por la autoridad competente en esta materia para su verificación.

Artículo 32. Capacidad de respuesta ante derrames y contención de pozo. Sin perjuicio del Plan de Emergencia y Contingencia que apruebe la autoridad 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 al Ente de Fiscalización que podrá desplegar recursos de contención superficial y submarina adecuadas para responder oportunamente ante la ocurrencia de un Accidente Mayor.



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

Artículo 33. Los Operadores deberán implementar Planes de Respuesta a Emergencias de conformidad con el Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha Contra la Contaminación por Hidrocarburos -OPRC-, en concordancia con el Decreto 2157 de 2017 sobre Planes de Gestión del Riesgo o aquella norma que lo modifique, sustituya o adicione. 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 asegurarán que los Planes de Respuesta a Emergencias estén disponibles 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 de Riesgos específico 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.

Artículo 34. Notificación de incidentes. Los Operadores deberán notificar al Ente de Fiscalización, vía correo electrónico, durante las siguientes 24 horas de ocurrido un incidente que contemple lesiones o fatalidades, derrames de hidrocarburos en el mar, pérdidas de control de pozo, incendios, explosiones y/o colisiones.

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 o adicione.

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, o las normas que las modifiquen, sustituyan o adicione.

Artículo 37. Transición. Aquellos contratos o convenios dentro del ámbito de aplicación de la presente resolución, que se encuentren actualmente en fase de explotación, deberán dar cumplimiento a lo siguiente:

- (i) Las actividades de perforación, completamiento e intervención de pozos, deberán regirse por los requerimientos y las disposiciones establecidas en la presente resolución.
- (ii) Las actividades de producción seguirán rigiéndose por lo dispuesto en las resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015, y 4 1251 de 2016, con excepción de lo establecido por los artículos 23 y 30 de la presente resolución, a los cuales se les deberá dar cumplimiento, como máximo a los 12 meses siguientes a la expedición de esta.

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



RESOLUCION No. **40295** DE **07 OCT 2020** Hoja No. 21 de 21

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

Artículo 39. Derogatoria. 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 **07 OCT 2020**


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía

