

## **RESOLUCIÓN 40687 DE 2017**

(julio 18)

Diario Oficial No. 50.298 de 18 de julio de 2017

Ministerio de Minas y Energía

*Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria 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 2º 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 2º del Decreto 381 de 2012, por el cual modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, es función de esta Entidad: *“Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”*.

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

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

Que el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, prevé que corresponde al Ministerio de Minas y Energía revisar, ajustar y/o expedir las normas técnicas y procedimientos que en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos.

Que mediante Resolución 18 1495 de 2009, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, se dispuso regular y controlar las mencionadas actividades con el fin de maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

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

Que el párrafo 2º del artículo 2º 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 3º del Decreto 714 de 2012, especialmente la señalada en el numeral 5 al establecer que le corresponde: *"Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos"*, adelantó una consultoría externa con el objeto de apoyar la elaboración de una propuesta de reglamentación sobre aspectos técnicos, operativos, ambientales y fiscales, enmarcada dentro de los máximos estándares internacionales de la industria, para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia, cuyas recomendaciones se tuvieron en cuenta dentro de la formulación del presente reglamento técnico.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8° de la Ley 1437 de 2011, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía del 11 de febrero al 12 de marzo de 2016 y del 27 de diciembre de 2016 al 3 de febrero de 2017 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

Que de acuerdo con lo establecido en los artículos 2.2.1.7.5.6 y 2.2.1.7.5.7 del Decreto 1595 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía sometió a consideración de la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo el texto del presente reglamento.

Que mediante Oficio MinCIT 2-2017-013077, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el 6 de julio de 2017, con el número 2017043402, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo conceptúo que: *"...no se encontró por parte de esta Dirección, que se estuviera estableciendo algún requisito técnico para las plataformas costa afuera, para las estructuras mar adentro o para los equipos de perforación, que deban cumplir los producidos en Colombia, como los importados al país, solamente se detectó la exigencia de cumplir con alguna de las normas internacionales establecidas para a seguridad de los procesos así como para las plataformas fijas y para las unidades móviles de perforación, elaboradas por ISO, API y NORSOK, igualmente no se halló ningún requisito técnico que se deban cumplir (sic) en los procesos de producción relacionados con estos bienes. Solamente se detectó que se hace referencia a la exigencia de unos certificados, que en algunos casos consideramos deben ser de competencia laboral y en otros de sistemas de gestión, para tal efecto la expedición de estos certificados deberán estar (sic) en concordancia con las normas relativas al Subsistema Nacional de la Calidad. En razón a lo anterior esta Dirección considera que el proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia" a la luz del Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio, no tiene que ver con un Reglamento Técnico de producto, por ende no está sujeto a lo señalado en el artículo 2.2.1.7.5.6 del Decreto 1595 del 5 de agosto de 2015."*

Que sometido el proyecto de resolución al concepto de que trata el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Capítulo 30 del Decreto 1074 de 2015, mediante Oficio 17-226278-1-0 del 12 de julio de 2017, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el 14 de julio de 2017 con el número 2017045301, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: *"Con fundamento en las consideraciones expresadas, la Superintendencia de Industria y Comercio no tiene preocupaciones de libre competencia económica frente al Proyecto"*.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

## TÍTULO 1

### DISPOSICIONES GENERALES

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

Artículo 2°. *Ámbito de aplicación.* Las disposiciones contenidas en la presente resolución son de carácter obligatorio para todos los operadores que, en el marco de un contrato o convenio suscrito con Ecopetrol S. A. o con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), o quien haga sus veces, para la exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, adelanten actividades de perforación de pozos estratigráficos, exploratorios o de delimitación, incluyendo el desarrollo de pruebas o de otras técnicas que permitan confirmar la presencia de hidrocarburos bajo el lecho marino en aguas someras, profundas o ultraprofundas del territorio colombiano.

Parágrafo. Para efectos de la presente resolución también se extenderán los derechos y obligaciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de evaluación técnica, exploración y producción, asociación o de cualquier otra naturaleza, tanto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos como con Ecopetrol S. A.

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

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

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

Parágrafo 3°. Sin perjuicio de lo anterior, el interesado estará sujeto a las disposiciones ambientales, laborales, de seguridad y protección social, marítimas y demás leyes y reglamentaciones colombianas aplicables.

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

**1. Accidente mayor.** Todo acontecimiento repentino, como una emisión, un incendio o una explosión de gran magnitud, en el curso de una actividad en una instalación con riesgo de accidentes mayores, en el que estén implicadas una o varias sustancias químicas peligrosas y que exponga a los trabajadores, a la población, a los bienes, a la infraestructura o al ambiente a un peligro grave, inmediato o diferido.

**2. API.** *American Petroleum Institute.* Instituto Americano del Petróleo.

**3. API RP.** *Recommended Practices of American Petroleum Institute.* Prácticas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo.

**4. API ST.** *Standard of American Petroleum Institute.* Estándar del Instituto Americano del Petróleo.

**5. Autoridad de fiscalización.** De conformidad con el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, la autoridad de fiscalización es el Ministerio de Minas y Energía o la entidad en quien este la delegue.

**6. Barrera.** Componente o práctica que contribuye a la confiabilidad total del sistema evitando el flujo no deseado de fluidos.

**7. BOSIET.** *Basic Offshore Safety Induction and Emergency Training.* Entrenamiento básico para emergencias e inducción a la seguridad en operaciones costa afuera.

**8. Control de pozo.** Actividades implementadas para prevenir o mitigar la liberación involuntaria de fluidos de formación desde el pozo hacia sus alrededores.

**9. Costa afuera.** Comprende el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental de la Nación conforme a lo establecido en la Ley 10 del 4 de agosto de 1978, por medio de la cual se dictan normas sobre mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental, y se establecen otras disposiciones.

**10. 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.

**11. Integridad de pozo.** Aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de liberación involuntaria de fluidos de formación y garantizar una condición mecánica óptima del pozo durante su ciclo de vida.

**12. IOGP.** *International Association of Oil & Gas Producers.* Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.

**13. LMRP.** *Lower Marine Riser Package.* Conjunto de Riser Marino Inferior. Parte superior de un arreglo de preventoras submarinas (BOP) de dos secciones conformada por el conector hidráulico, preventoras anulares, junta flexible, el adaptador del tubo ascendente o riser, mangueras del choque, línea de matado y líneas auxiliares y los módulos de control submarino.

**14. NORSOK Standards.** Estándares desarrollados por la industria petrolera noruega.

**15. 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 la autoridad de fiscalización.

**16. 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.

**17. 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.

**18. Pozo de delimitación o de avanzada.** Pozo exploratorio a ser perforado para encontrar yacimientos adicionales de hidrocarburos o extender los límites de yacimientos ya conocidos, en la misma unidad sedimentaria y a alguna distancia de este.

**19. Pozo Estratigráfico.** Pozo que se perfora con propósitos de reconocimiento y muestreo, sin objetivo hidrocarburífero, encaminado a determinar la secuencia litológica y las propiedades petrofísicas y geoquímicas de la columna estratigráfica existente en el subsuelo.

**20. Pozo exploratorio.** Pozo a ser perforado en un área no probada para determinar la existencia de un nuevo campo, una nueva formación productora, un yacimiento más profundo o un yacimiento más somero.

**21. Proveedor de bienes y servicios.** Persona jurídica que celebra un contrato o acuerdo con un operador para ejecutar ciertos deberes asignados como parte de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

**22. Perforación exploratoria.** Operación para buscar o comprobar la existencia de hidrocarburos en un área no probada como productora o para buscar yacimientos adicionales no conocidos.

**23. 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.

**24. Preventoras de reventones (BOPs).** Equipos instalados en el cabezal del pozo o en el ensamblaje del cabezal del pozo para contener los fluidos del pozo ya sea en el espacio anular entre el revestimiento y los tubulares o en el agujero abierto durante la perforación del pozo, el montaje y las operaciones de prueba.

**25. 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.

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

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

**28. 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.

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

**30. 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.

**31. Venteo.** Liberación intencional controlada de gas no quemado.



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

## TÍTULO 2

### SEGURIDAD DE LOS PROCESOS DURANTE LA PERFORACIÓN EXPLORATORIA

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

Artículo 6°. *Competencia del personal involucrado en las operaciones.* El interesado deberá brindar a sus empleados y exigirle 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, y para que los empleados y los contratistas sean conscientes de sus roles en dichas prácticas.

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

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

Todos los tripulantes deberán certificar entrenamiento basado en las recomendaciones para la formación y titulación del personal de las unidades móviles que operan mar adentro, dictadas por la Organización Marítima

Internacional (OMI) o por la Organización Internacional de Entrenamiento para la Industria Petrolera Marítima (OPITO).

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

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

### TÍTULO 3

#### DE LAS ESTRUCTURAS Y UNIDADES DE PERFORACIÓN

Artículo 8°. *Plataformas fijas.* El diseño, construcción, montaje y operación de plataformas fijas para la perforación de pozos deberá realizarse bajo los lineamientos de estándares o prácticas internacionalmente reconocidas que se encuentren vigentes como las prácticas recomendadas API RP 2A-WSD (Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design) y API RP 2SIM (Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures), la norma NORSOK D-001 (Drilling facilities), o las normas ISO-19902 (Fixed steel offshore structures) o ISO-19903 (Fixed concrete offshore structures).

Artículo 9°. *Unidades móviles de perforación costa afuera (MODUs).* El interesado deberá garantizar que las unidades móviles de perforación costa afuera que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Mar Adentro (Código MODU), sus enmiendas o el que lo reemplace, a menos que presenten una justificación apropiada ante la autoridad de fiscalización.

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

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

## TÍTULO 4

### DEL DISEÑO Y LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS

Artículo 10. *Integridad de pozo*. El interesado deberá asegurar que el diseño, la perforación, el completamiento y las actividades de intervención de pozo se lleven a cabo de forma tal que se logren condiciones mecánicas y estructurales apropiadas durante su ciclo de vida.

Para alcanzar este objetivo, el interesado deberá:

1. Asegurar que las especificaciones de los equipos cumplan los estándares sugeridos en la presente resolución y que los equipos sean correctamente mantenidos y operados.
2. Adoptar medidas operacionales dirigidas a la prevención de reventones, incendios, explosiones, contaminación u otros daños.
3. Garantizar que los programas de diseño se basen en soluciones de ingeniería apropiadas para las condiciones específicas del sitio.
4. Asegurar la existencia de medidas para mantener la integridad y el control del pozo.
5. Garantizar que durante las operaciones de perforación, completamiento e intervención del pozo existan al menos dos (2) barreras independientes.

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

Artículo 11. *Programa de pozo*. El interesado deberá, antes del inicio de las actividades de perforación, completamiento o intervención planeadas, presentar a la autoridad de fiscalización, un programa para cada pozo que describa las actividades individuales que se llevarán a cabo y los equipos que se emplearán para cada operación, usando para ello los formularios 4 "Permiso para perforar" y 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial", respectivamente.

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

1. La certificación de confiabilidad y seguridad operativa de los sistemas y componentes de equipos e instalaciones para perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos a que hace referencia el parágrafo 2 del artículo 2 de la Resolución 4 0048 de 2015 o la norma que la modifique o sustituya.
2. Relación de estándares que serán aplicables durante el diseño del pozo y el desarrollo de las operaciones de perforación, completamiento y/o intervención del pozo.
3. La prognosis del pozo, la cual debe incluir como mínimo:
  - 3.1. Ubicación en superficie y en fondo del pozo.
  - 3.2. Características geológicas, estratos o marcadores y acuíferos a través de los cuales el pozo va a pasar.
  - 3.3. Estado mecánico o esquema del pozo propuesto.
  - 3.4. Programa de tuberías de revestimiento, incluyendo los criterios de diseño y los factores de seguridad resultantes.

3.5. Programa de cementación, incluyendo la altura de llenado anular prevista.

3.6. Criterios de diseño para los fluidos de perforación y completamiento.

4. Medidas para control y mantenimiento de la integridad del pozo.

Artículo 12. *Diseño y construcción del pozo.* El interesado 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, completamiento y producción; densidad de fluidos de perforación a ser empleados; gradientes de fractura de las formaciones expuestas; profundidad total del pozo; tipos de fluidos en las formaciones y márgenes de seguridad.

2. Gradientes de fractura de las formaciones ajustadas por la columna de agua.

3. Zonas con potencial para pérdida de circulación.

4. Densidad de los fluidos de perforación.

5. Profundidad del revestimiento.

6. Evaluación de 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 los propósitos de proporcionar sello hidráulico, aislar zonas con hidrocarburos y de alta presión y garantizar la protección de acuíferos aprovechables en aquellas zonas donde procede. Para tal fin, el interesado deberá incorporar en sus diseños

y operaciones los elementos de la versión vigente del estándar API 65-2 (API STD 65-2 – Isolating Potential Flow Zones During Well Construction).

1. El plan de perforación deberá incluir los siguientes elementos para las operaciones de cementación:

1.1. Identificación de las barreras mecánicas y prácticas de cementación que serán usadas en cada sarta de revestimiento.

1.2. Especificaciones mínimas de calidad, volumen y las características del cemento que será empleado. 2. 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.

3. El interesado, antes de la perforación de cada sarta de revestimiento, deberá realizar una prueba de presión de la tubería de revestimiento y el cemento a una presión no inferior a la presión máxima prevista en boca de pozo identificada en la solicitud de permiso de perforación.

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

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

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

4. Cualquier falla tanto del revestimiento como del cemento requiere la restauración de la(s) barrera(s) antes de continuar con cualquier actividad de perforación, salvo que un análisis de riesgo soporte la pertinencia u oportunidad de hacerla más adelante.

5. El interesado deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación y suministrar los soportes correspondientes a través del Formulario 6 "Informe de Terminación Oficial":5.1. Usar el volumen, la densidad y la clase de cemento adecuado.

5.2. Obtener un registro de evaluación de calidad del cemento o de aplicación de otra técnica para verificar la integridad y adherencia del cemento.

5.3. Evitar flujo de fluidos no deseados.

5.4. Aislar acuíferos.

5.5. Aislar las zonas con hidrocarburos o alta presión.

5.6. Evitar la corrosión.

5.7. Proteger zonas de hidrato de gas.

5.8. Llevar a cabo pruebas de presión.

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

1. El interesado identificará y describirá las propiedades de los fluidos de perforación y completamiento que serán empleados en su plan de perforación.

2. Las propiedades del fluido de perforación contenidas en el plan de perforación deberán incluir:2.1. Los aspectos de seguridad del sistema.

2.2. La manera como el sistema pretende abordar cualquier aspecto de seguridad.

2.3. Los requisitos de desempeño en condiciones normales y de emergencia.

3. Las especificaciones de diseño deberán abordar la capacidad mínima necesaria para manipular un volumen suficiente de fluidos de perforación para mantener la integridad de barrera y el funcionamiento de la perforación.

4. Los fluidos de perforación y completamiento deberán tener propiedades, volúmenes y densidad suficientes para controlar la presión del pozo, salvo el caso de usar la tecnología de perforación con presión controlada (MPD por su nombre en inglés Managed Pressure Drilling) o de una decisión de perforar la sección bajo balance.

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

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

1. Los completamientos de pozo deberán conducirse de tal manera que haya protección contra daños o perjuicios a la vida, el ambiente marino, la propiedad y los recursos naturales, incluyendo los propios depósitos de hidrocarburos.

2. El interesado diseñará y utilizará equipos para mantener el control del flujo de fluidos durante la producción, inyección y pruebas del pozo.

3. No se permite el uso de válvulas de lubricación (lubricator valves) como válvulas de seguridad.

**Artículo 16. *Abandono de pozos.*** El interesado realizará el abandono temporal o definitivo de los pozos de conformidad con lo establecido en las resoluciones 18 1495 de 2009 y 4 0048 de 2015 o las normas que regulen la materia.

TÍTULO 5



## DE LOS SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE REVENTONES – BOPs

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

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

1. El sistema de BOPs sea diseñado, instalado, mantenido y probado para asegurar el control del pozo en cualquier condición.
2. El sistema de BOPs incluya mecanismos de activación primaria y secundaria que funcionen independientemente uno del otro.
3. Todos los equipos de perforación de posicionamiento dinámico incluyan un sistema de corte automático y de control de hombre muerto (dead man control) para cortar la tubería y sellar el pozo en caso de pérdida de suministro hidráulico y de la transmisión de señal o si el LMRP se desengancha del BOPs. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en 90 segundos.
4. El sistema de BOPs y los equipos asociados estén diseñados e instalados de manera tal que permita la inspección, el monitoreo, las pruebas de presión y las pruebas de funcionamiento, y la verificación y la documentación de los resultados de pruebas. La frecuencia y los criterios de aceptación de las inspecciones, pruebas de presión y pruebas de uso serán llevadas a cabo de conformidad con las disposiciones de la presente resolución y la versión vigente del estándar 53 del API (API STD 53) o el que lo modifique o sustituya, o la practica internacional puesta a consideración de la autoridad de fiscalización.

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

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

1. Antes de bajar las BOPs se realizará una prueba completa de funcionamiento combinada con una prueba de presión en la plataforma de perforación, antes de la perforación del pozo.

2. Cuando las BOPs hayan sido instaladas en el pozo y la conexión entre las BOPs y la cabeza del pozo haya sido probada, se conducirá una prueba completa de funcionamiento del sistema primario. La prueba se completará antes del inicio de toda operación del pozo.

3. Una vez las BOPs sean instaladas en el pozo, al menos una vez cada siete (7) días, se realizará una prueba de función sobre los componentes de control de pozo. El funcionamiento de los RAM de revestimiento y de corte deberá probarse como mínimo cada veintiún (21) días, siempre y cuando la operación lo permita.

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

1. Antes de bajar un BOP submarino y siguiendo la instalación de todos los elementos de sellamiento serán sometidos a una prueba de presión como parte de la certificación inicial del fabricante y de la aceptación del interesado o del contratista perforador.

2. Cuando el BOP esté en uso, el cuerpo del BOP y todos los elementos de sellamiento deberán ser sometidos a pruebas de presión al menos cada veintiún (21) días. Cuando por razones operacionales no se puedan realizar las pruebas durante este tiempo, se le comunicará a la autoridad de fiscalización y se remitirá el plan de pruebas.

3. El BOP deberá someterse a pruebas de presión después de realizadas operaciones que puedan averiar los elementos de sellamiento, tales como desconexiones o reparaciones de cualquier sello de contención de presión en las preventoras, las líneas de choque y matado, el múltiple de estrangulamiento o la cabeza del pozo, pero limitado al componente afectado.

## TÍTULO 6

## DE LA GESTIÓN DE LOS HIDROCARBUROS DURANTE LA PERFORACIÓN EXPLORATORIA

Artículo 20. *Venteo y quema de gas.* Durante el desarrollo de la perforación exploratoria, el interesado, en concordancia con lo establecido por la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental, podrá quemar los volúmenes de gas que se recuperen en superficie como resultado de las siguientes actividades:

1. Operaciones de control de pozo.
2. Pruebas iniciales de producción.

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

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

## TÍTULO 7

### VERIFICACIONES E INSPECCIONES

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

Las inspecciones podrán ser conducidas para determinar si los equipos destinados para el control de pozo, incendios, derrames de hidrocarburos o sustancias peligrosas u otros accidentes mayores se encuentran instalados y operando

adecuadamente de conformidad con el propósito de su diseño y con los requisitos de la presente resolución.

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

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

1. Los antecedentes de cumplimiento del interesado.
2. El monitoreo del desempeño.
3. Los resultados de inspecciones o auditorías anteriores.
4. El nivel de riesgo.
5. La antigüedad de las instalaciones; y
6. Cualquier otro factor que la autoridad de fiscalización pueda considerar apropiado.

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

## TÍTULO 8

### SANCIONES

Artículo 23. *Sanciones*. Las infracciones a cualquiera de las disposiciones contenidas en esta Resolución serán sancionadas conforme lo señala el artículo 26 de la Ley 1753 de 2015 y demás normas concordantes.

## TÍTULO 9

### DISPOSICIONES FINALES

Artículo 24. Los procedimientos que no se especifiquen dentro del presente reglamento con relación a las actividades de perforación de pozos estratigráficos, exploratorios o de delimitación, incluyendo el desarrollo de pruebas o de otras técnicas que permitan confirmar la presencia de hidrocarburos costa afuera, se regirán por lo dispuesto en las resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015, 4 1251 de 2016 o las normas que las modifiquen o sustituyan.

Artículo 25. *Comunicación*. Una vez publicada la presente resolución en el **Diario Oficial**, por la Dirección de Hidrocarburos comuníquese a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Artículo 26. *Transición*. Los proyectos de perforación exploratoria que estén programados para desarrollarse dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de expedición de la presente resolución podrán ejecutarse bajo los requerimientos establecidos en las Resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015, 4 1251 de 2016 y/o las normas que las modifiquen o sustituyan y que se encuentren vigentes al momento de la presentación de la solicitud de perforación. Aquellos que se vayan a desarrollar con posterioridad al mencionado término deberán cumplir con lo establecido en la presente resolución.

**Artículo 27. Vigencia.** La presente resolución entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial**.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 18 de julio 2017.

El Ministro de Minas y Energía,

*Germán Arce Zapata*