

RESOLUCIÓN NÚMERO 40537 DE

(11 DIC 2024)

Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el numeral 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, el numeral 2 del literal A del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020, y

CONSIDERANDO

Que, de acuerdo con el artículo 334 de la Constitución Política de Colombia, el Estado intervendrá, entre otros, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

Que, el numeral 2 del literal A del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020 señala que es función del Ministerio de Minas y Energía establecer los lineamientos para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables y su fiscalización, entre otras, procurando el aseguramiento y optimización de la extracción de los recursos naturales no renovables, en consideración de las mejores prácticas de la industria.

Que, conforme con el numeral 2 del literal B del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020, corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, como entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, ejercer el seguimiento y control de los contratos y convenios, verificar la medición y monitoreo a los volúmenes de producción y el correcto desmantelamiento, taponamiento y abandono de pozos y facilidades.

Que el artículo 2.2.1.1.1.5 del Decreto 1073 de 2015 señala que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTCICONTEC, RETIE o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Que el artículo 2.2.1.1.1.6 del Decreto 1073 de 2015 hace referencia a que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera se encuentran sujetas a las disposiciones relativas a la protección de los recursos naturales, del medio ambiente, de salubridad y de seguridad industrial, así como el Convenio 174 de la OIT y todos aquellos que los modifiquen.

Que el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015 establece que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía revisar, ajustar y/o expedir las normas técnicas y procedimientos en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera, las cuales deberán ser observadas por 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. Lo anterior, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

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

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

Que, mediante la Resolución 181517 de 2002 el Ministerio de Minas y Energía clasificó y definió los pozos exploratorios y de desarrollo de hidrocarburos.

Que, en el marco de sus competencias, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 181495 de 2009 *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos”*, la cual regula y controla dichas actividades maximizando su recuperación final y evitando su desperdicio.

Que, mediante la Resolución 40048 de 2015 se modificaron los artículos 6, 13, 26, 27, 30, 32, 41, 43 y 60 de la Resolución 181495 de 2009 ampliando su contenido en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.

Que, en la aplicación de los señalados instrumentos normativos, tanto por parte del operador jurídico como de la industria se han identificado oportunidades de mejora teniendo en cuenta la innovación tecnológica y las mejores prácticas aplicables en cada uno de los procesos, tanto en la exploración como en la producción de hidrocarburos. Igualmente, se propende por la armonización de la regulación frente a los diferentes instrumentos contractuales y ambientales establecidos para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo la transición entre cada una de las etapas, así como por el cumplimiento de las disposiciones ambientales aplicables a cada etapa del proceso.

Que la Ley 1523 de 2012 estableció la responsabilidad de las entidades públicas, privadas y comunitarias de desarrollar y ejecutar los procesos de gestión, conocimiento, reducción del riesgo y manejo de desastres, en el marco de sus competencias, su ámbito de actuación y su jurisdicción, como componentes del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres. En el marco de este deber legal, los sujetos obligados deberán realizar un análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos naturales sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia, así como los que se deriven de su operación. Con base en este análisis diseñarán e implementarán las medidas de reducción del riesgo y planes de emergencia y contingencia que serán de su obligatorio cumplimiento.

Que, en el marco las leyes 1931 de 2018 y 2169 de 2021 artículo 8, o las normas que las modifiquen o sustituyan, en relación con metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad, resiliencia climática y directrices para la gestión del cambio climático, en concordancia con el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático adoptado mediante la Resolución 40807 del 2 de agosto de 2018 y sustituido por la Resolución 40350 del 29 de octubre de 2021 del Ministerio de Minas y Energía, resulta de gran relevancia conocer e incentivar los planes y estrategias empleadas por la industria petrolera, encaminadas a la carbono neutralidad, descarbonización de las operaciones, reducción, captura y/o compensación de emisiones, reducción en captación y vertimientos de agua, implementación de proyectos de cogeneración con fuentes limpias o renovables, de eficiencia energética, investigación, transición energética, economía circular, entre otras.

Que, de acuerdo con distintas comunicaciones y escenarios de diálogo entre las empresas operadoras, el Ente de Fiscalización y el Ministerio de Minas y Energía, se identificó la necesidad de actualizar integralmente las medidas regulatorias en materia de exploración y producción de hidrocarburos contenidas en las resoluciones 181517 de 2002, 181495 de 2009 y 40048 de 2015 con el propósito de unificar y clarificar las reglas allí fijadas para las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Que, mediante Memorando 3-2024-009325 del 27 de marzo de 2024, la Dirección de Hidrocarburos emitió concepto a la Oficina Asesora Jurídica en el que sustenta la necesidad de expedir una nueva norma actualizando las disposiciones contenidas en las resoluciones 181517 de 2002, 18 1495 de 2009 y 4 0048 de 2015, resaltando como aspectos relevantes los siguientes:

“(...) Durante la etapa de diagnóstico de la Resolución, se detectó que los Operadores se encontraban con una dificultad importante a la hora de superar la etapa de exploración y dar inicio a la etapa de explotación, principalmente porque, aunque en muchos casos cumplían con todos los requisitos y la infraestructura adecuada para iniciar esta actividad, no podían presentar ante el Ente de Fiscalización la licencia ambiental global, toda vez que dicho trámite ante la ANLA, puede tardar entre 18 a 24 meses, no sólo por las etapas que

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

deben surtirse ante dicha autoridad, sino también, por la elaboración y presentación del Estudio de Impacto Ambiental por parte de los Operadores.

*(...) en el proyecto normativo se contempla la inclusión de un periodo de **“Producción temprana”** el cual consiste en que **“Treinta (30) días calendario antes de terminar el periodo de pruebas extensas y si aún está en trámite la licencia ambiental global -LAG- o se demuestra la gestión de elaboración del estudio de impacto ambiental -EIA- respectivo (...)***

*Se incluye disposición para el **“Aprovechamiento de aguas de producción”**, la cual consiste en que, **“El Operador podrá evaluar la posibilidad de emplear el agua encontrada en una formación potencialmente productora de hidrocarburos como fluido para reinyección en proyectos de recobro mejorado o mantenimiento de presión, sin perjuicio de lo exigido por la autoridad ambiental competente”.***

*Con el fin de aprovechar en superficie locaciones existentes o aprovechar la construcción de una plataforma que sea funcional para la perforación de pozos desviados que logren llegar a la profundidad esperada, independientemente de que se trate de áreas del mismo Operador o incluso de Operadores diferentes, en el proyecto normativo, se establece la posibilidad para **perforar pozos desde áreas contiguas de diferentes contratos**, siempre y cuando se cuente con las autorizaciones respectivas desde el punto de vista contractual y ambiental, previa autorización del Ente de Fiscalización.”*

Que de acuerdo con el referido concepto técnico, es procedente actualizar la regulación prevista en las Resoluciones 18 1517 de 2002, 181495 de 2009 y 4 0048 de 2015, considerando los avances tecnológicos y la realidad operativa del país, las mejores prácticas y los estándares internacionales de la industria, los principios de sostenibilidad, la protección del medio ambiente y la descarbonización, promover la máxima eficiencia de recobro de los hidrocarburos y armonizar las disposiciones con instrumentos contractuales, ambientales y el resto del conjunto normativo aplicable a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Que en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó previamente en la página web del Ministerio de Minas y Energía del 29 de abril al 14 de mayo de 2024 para comentarios de la ciudadanía, los cuales fueron analizados y resueltos en la matriz establecida para el efecto.

Que con el objeto de dar cumplimiento al artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019, la Dirección de Hidrocarburos resolvió el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio de que trata el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto número 1074 de 2015, concluyendo que el presente acto administrativo no tiene incidencia sobre la libre competencia, por lo que no requiere del concepto a que hacen referencia las mencionadas normas.

Que, en relación con lo dispuesto por el artículo 2.2.1.7.5.6. del Decreto 1074 de 2015, mediante radicado 2-2024-037430 del 30 de octubre de 2024 la Dirección de Hidrocarburos solicitó concepto previo a la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

Que mediante radicado 1-2024-050061 del 7 de noviembre de 2024, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo conceptuó que: *“(...) dado que la resolución no establece características de productos o bienes específicos, no se clasificaría como un reglamento técnico. Los reglamentos técnicos se aplican exclusivamente a productos comercializables (bienes), definiendo aspectos como composición, etiquetado o funcionalidad. En este caso, la resolución regula procedimientos operativos, criterios de seguridad y prácticas de gestión en actividades de exploración y producción, sin imponer especificaciones para ningún bien comercializable. Por lo tanto, al no definir características de ningún producto, la regulación se orienta a normativas de servicio, gestión y procesos en la industria hidrocarburífera, quedando fuera del alcance de un reglamento técnico según los acuerdos OTC”.* De lo anterior, se concluye que no estamos ante la presencia de un reglamento técnico de aquellos que son objeto del Acuerdo de Obstáculos Técnicos (OTC) al Comercio de la Organización Mundial del Comercio y, en tal sentido no se requiere surtir las acciones de las que trata el artículo

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

2.2.1.1.1.8. del Decreto 1073 de 2015 asociadas al trámite de notificación ante la Organización Mundial del Comercio (OMC).

Que, el presente acto administrativo fija lineamientos técnicos en materia de exploración y producción de hidrocarburos, actividades que se desarrollan por los operadores en el marco de las obligaciones contractuales de los contratos de hidrocarburos que tienen con la Nación. En este sentido, con la expedición de este acto administrativo no se constituye trámite alguno, teniendo en cuenta que las obligaciones se generan en virtud de la relación de los operadores y la entidad de fiscalización, por lo que no le es aplicable lo establecido en el artículo 2.1.2.1.11 del Decreto 1609 de 2015, y no requiere ser sometido a concepto de la Dirección de Participación, Transparencia y Servicio al Ciudadano del Departamento Administrativo de la Función Pública.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. Establecer las medidas técnicas para el desarrollo de las actividades relativas a la exploración y producción de hidrocarburos en el territorio nacional, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio, empleando para ello las mejores prácticas de la industria y garantizando la protección del medio ambiente, en un contexto de desarrollo sostenible.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplican a todas las personas jurídicas que desarrollen actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el territorio nacional.

Parágrafo. Las operaciones costa afuera se regirán por lo establecido en la Resolución 40295 del 7 de octubre de 2020 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan, salvo en aquellos temas que expresamente se indiquen en la presente resolución para dichas operaciones.

Artículo 3. Disposiciones complementarias. Las actividades reglamentadas por esta resolución están sujetas a todas las leyes, decretos, resoluciones y demás actos administrativos relativos a la protección de los recursos naturales, del medio ambiente, de las minorías étnicas y culturales, de salubridad y de seguridad industrial, de los aspectos socio laborales y del ejercicio profesional de las labores asociadas, así como los Convenios 174 y 181 de la OIT y todos aquellos que los modifiquen, así como a las buenas prácticas de la industria petrolera.

Parágrafo. Es responsabilidad del Operador obtener y mantener vigentes las licencias y permisos requeridos por diversas autoridades para el desarrollo de cualquier actividad relativa al sector hidrocarburos.

Artículo 4. Definiciones y Siglas. Para la aplicación de la presente resolución, y en adelante en normativa complementaria o sustitutiva, o elementos contractuales a desarrollar por el Ente Regulador o por esta Cartera, se tendrá en cuenta las siguientes definiciones y siglas:

Abandono. Conjunto de operaciones que se ejecutan en el pozo para asegurar un aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de gas y/o petróleo, así como de los acuíferos existentes con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o del fondo marino, o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

Abandono definitivo. Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del Operador, que incluye la ubicación de tapones de cemento y/o mecánicos y/o materiales alternativos como cerámicos, resinas, polímeros, entre otros, como barrera primaria y secundaria para aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello litológico).

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Abandono temporal. Operación de abandono que se implementa considerando que, por diferentes razones, el Operador puede tener interés en reingresar al pozo. El cierre técnico del pozo exige la instalación de taponos de cemento y/o mecánicos y/o materiales alternativos como cerámicos, resinas, polímeros, entre otros, como barrera primaria y secundaria para aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello litológico), permitiendo la permanencia del cabezal de pozo para facilitar futuras intervenciones a consideración del Operador, previa autorización del Ente de Fiscalización de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Acuífero. Unidad de roca o sedimento, capaz de almacenar y transmitir agua, entendida como el sistema que involucra las zonas de recarga, tránsito y de descarga, así como sus interacciones con otras unidades similares, las aguas superficiales y marinas.

Acuífero activo. Acuífero que posee la energía o presión suficientes, para migrar, movilizarse, manifestarse o producirse en un yacimiento de hidrocarburos, incrementándose el volumen allí disponible o evidenciando mayor RAP de manera continua, sin que sea causado por técnicas de recobro o procesos de disposición de agua.

Administrador del recurso hidrocarburífero. De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley 1760 de 2003 y el Decreto 714 de 2012, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional.

AGA (American Gas Association). La Asociación Americana de Gas, es una organización que desarrolla y publica estándares para la industria del gas natural.

Agua de formación. Agua presente en los poros de las rocas del subsuelo en una formación potencialmente productora de hidrocarburos, generalmente es salobre, y puede ser obtenida en superficie proveniente de la producción del petróleo y/o gas o como un fluido con alta saturación de agua que contiene trazas de hidrocarburos.

Agua de producción. Es el agua de formación obtenida en superficie, como subproducto de la producción de hidrocarburos, durante la vida útil del yacimiento.

Análisis PVT (Pressure, Volumen and Temperature). Conjunto de mediciones para determinar las propiedades físicas y análisis composicional de los fluidos a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas que se realizan a los hidrocarburos en laboratorio, simulando la presión inicial del yacimiento con el fin de predecir su comportamiento a diferentes presiones.

Análisis de riesgo. Evaluación de la naturaleza del riesgo para determinar el nivel de ocurrencia con el fin de adoptar las decisiones sobre las medidas de reducción del mismo y preparación para la respuesta. Incluye la estimación del riesgo (ISO/IEC, 2009).

ANSI (American National Standards Institute). Instituto Americano Nacional de Normas, encargado de coordinar y acreditar las normas técnicas que elaboran diferentes entidades especializadas, tales como API, NFPA, ASME, entre otras, sobre diseño, fabricación, inspección y pruebas de equipos industriales utilizados en el montaje de plantas.

Anular. Espacio existente entre la pared del pozo y una tubería de revestimiento o entre dos objetos concéntricos o no concéntricos como dos sartas de tuberías de revestimiento o entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de un pozo.

API (American Petroleum Institute). Instituto Americano del Petróleo, encargado de estandarizar y normalizar diferentes materiales y equipos para la industria petrolera bajo estrictas condiciones de control de calidad. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas de instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

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

API STD (Standard of American Petroleum Institute). Estándar del Instituto Americano del Petróleo.

Área contratada. Superficie y su proyección en el subsuelo, debidamente identificada y alinderada, en la cual el Operador está autorizado para efectuar operaciones de exploración, evaluación y explotación de hidrocarburos, en razón de un Contrato.

Área de evaluación. Sin perjuicio de lo que sobre el particular establezca cada modelo de contrato, es la porción del área contratada en la cual el contratista realiza un descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un programa de evaluación para establecer o no su comercialidad. Esta porción ha de estar enmarcada por un polígono preferiblemente regular en superficie que comprenda la envolvente de la proyección vertical en superficie de la estructura que corresponde al descubrimiento.

ASME (American Society of Mechanical Engineers). Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, encargada de velar por la normalización de todo lo relacionado con ingeniería mecánica.

ASTM (American Society for Testing and Materials). Sociedad Americana para Ensayos y Materiales encargada de publicar estándares internacionales, documentos técnicos e información relativa a las características, materiales, productos, sistemas y servicios.

Barril de petróleo. Unidad de medida de volumen, normalmente utilizada para hidrocarburos líquidos que consta de cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, reportada normalmente a condiciones estándar.

Buenas prácticas de la industria del petróleo. Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Hace referencia a las comúnmente empleadas por Operadores prudentes y diligentes en la industria global del petróleo, bajo condiciones y circunstancias similares y en cuanto no contraríen la ley colombiana.

BS&W (Basic Sediment and Water). Porcentaje de agua y sedimento básico contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.

Cabezal de pozo. Componente que sobresale en la superficie de un pozo que actúa como interfaz estructural entre las tuberías al interior del pozo y los equipos en superficie, provisto de bridas dobles, válvulas y adaptadores diversos que proporcionan un medio para el control de la presión y regulación de flujo de un pozo en producción, inyección, disposición, monitoreo o perforación.

Cambio climático. De acuerdo con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), corresponde al cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables.

Campo o campo de producción o campo productor. Superficie delimitada del Área en cuyo subsuelo existen uno o más Yacimientos de Hidrocarburos agrupados o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica.

Campo comercial. Porción del área contratada en cuyo subsuelo existe uno o más yacimientos descubiertos que el contratista ha decidido explotar comercialmente, de acuerdo con las condiciones de cada modalidad contractual.

Cañoneo de pozo. Proceso mediante el cual se crean orificios en el revestimiento mediante disparos que pasan a través de la capa de cemento y se extienden dentro de la formación, para establecer una conexión efectiva entre la zona de interés y el pozo. En ocasiones, este proceso se puede realizar con

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

el fin de perforar el revestimiento para establecer una conexión con el anular y realizar trabajos de cementación remedial o correctiva.

Caracterización de yacimientos. Actividades que permiten clasificar los yacimientos de hidrocarburos, según el tipo de fluido, los diagramas de presión y temperatura, el mecanismo de empuje inicial o mecanismo de producción, por las características petrofísicas y la configuración de las trampas geológicas.

Clasificación Lahee. Sistema para clasificación de pozos exploratorios, basado en el riesgo geológico que asume el Operador antes de perforar.

Clúster. Área física donde se encuentra más de un pozo y/o confluyen los fluidos provenientes de varios pozos.

Columna estratigráfica. Representación de las unidades litoestratigráficas, unidades cronoestratigráficas y superficies con significado estratigráfico presentes en una determinada área o en el subsuelo.

Condensado. Mezcla de hidrocarburos que permanece líquido a temperatura y presión estándar con alguna cantidad de propano y butano disuelta en ella. Las gravedades de los condensados son superiores a los cuarenta grados (40°) API.

Condiciones estándar. Corresponden a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15,56°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60,0 °F) y a la presión de 14,696 psia por pulgada cuadrada absoluta para hidrocarburos líquidos.

Para el gas natural corresponden a la temperatura de 15,56°C grados Celsius, equivalente a 60°F (grados Fahrenheit) y a la presión de 14,65 psia libras por pulgada cuadrada absoluta.

Contratista. Persona jurídica que celebra cualquier tipo contractual con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o quien haga sus veces, para la exploración y producción de hidrocarburos en el país y lo ejecuta con autonomía técnica y administrativa, bajo su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y operaciones, sean éstas de exploración, evaluación, explotación, desarrollo o producción dentro del área contratada. Para efectos del presente reglamento, también se extenderán los derechos y obligaciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de asociación, de producción incremental, de explotación de campos descubiertos no desarrollados o campos inactivos o de cualquier otra naturaleza con Ecopetrol S. A.

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

Corazonamiento. Procedimiento de recuperación de muestras de roca en subsuelo, sean núcleos o muestras laterales, para realizar la caracterización de las formaciones de interés.

Corte de Agua. Relación de agua producida comparada con el volumen total de líquidos producidos.

Corte de Perforación. Trozos de roca que se generan debido a la acción de la broca al cortar la roca en la perforación de los pozos.

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 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Cromatografía. Método de análisis que mediante la adsorción selectiva permite la separación y el análisis de gases.

Declaración de comercialidad. Comunicación escrita mediante la cual el Contratista declara a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a quien haga sus veces, que uno o más yacimientos descubiertos son explotables comercialmente y manifiesta su determinación de explotar el descubrimiento realizado

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

en el área contratada. En los contratos de asociación con Ecopetrol S. A., es el momento en que esta empresa acepta la existencia de un campo comercial, o el Operador decide explotarlo bajo la modalidad de “Solo Riesgo” bajo las condiciones o responsabilidades que ésta contempla.

Día. Periodo de veinticuatro (24) horas que se inicia a las cero horas (00:00) y termina a las veinticuatro horas (23:59).

Empuje por expansión de roca. Mecanismo de drenaje del yacimiento, en el que la energía para el transporte y la producción de los fluidos del yacimiento es proporcionada, por la presión de sobrecarga y la presión de poro, lo que originará una reducción del volumen poroso de yacimiento.

Empuje por gas en solución. Mecanismo de drenaje del yacimiento en el que la energía para el transporte y la producción de los fluidos del yacimiento es proporcionada por el gas disuelto en el líquido. A medida que los fluidos del yacimiento entran en el pozo, las condiciones cambiantes de presión provocan que el gas se separe de la solución para crear un flujo mezclado de gas y líquido que ayuda a la producción.

Empuje por capa de gas. Mecanismo de drenaje del yacimiento, en el cual la energía para el transporte y producción de los fluidos del yacimiento la proporciona la expansión del gas, por la capa de gas.

Empuje hidráulico. Mecanismo de empuje de un yacimiento en el que el petróleo es empujado a través del yacimiento por un acuífero activo. A medida que el yacimiento se agota el agua que ingresa desde el acuífero que se encuentra debajo o lateral, desplaza al petróleo hasta que la energía del acuífero disminuye.

Empuje por segregación gravitacional. Mecanismo de recuperación primaria menos común, en el cual la fuerza de gravedad empuja a los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y la superficie. La fuerza de gravedad está siempre presente en el yacimiento, pero su efecto es mayor en yacimientos de mayor espesor de formación, gas condensado, yacimientos con altos buzamientos y de alta permeabilidad.

Empuje por mecanismo combinado. Puede incluir dos o más mecanismos de empuje.

Ente de Fiscalización. Entidad competente para fiscalizar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, en los términos de la Ley 2056 de 2020 o de aquella que la modifique o sustituya.

Estimulación. Tratamiento con fluidos aplicado a la formación de interés o productora de un pozo, para buscar su productividad o mejorarla.

Estructura. Unidad o conjunto de unidades geológicas homogéneas o heterogéneas en sus características físicas, composición, clasificación, textura, extensión, relaciones laterales y verticales, geometría y deformación, delimitada por superficies mayores de discontinuidad estructural, tales como planos de fallas, fracturas, superficies de contacto con intrusiones ígneas o sedimentarias, o estratigráfica, como cambios de ambientes de depósito, hiatos erosivos y pinchamientos, indicativas del proceso que les dio origen. En geología del petróleo, se trata de aquella en la que pueden acumularse Hidrocarburos.

Evaluación u operaciones de evaluación. Operaciones y actividades realizadas en un área en evaluación, con el propósito de apreciar un descubrimiento, delimitar la geometría del yacimiento o yacimientos dentro de la misma, determinar la viabilidad de extraer hidrocarburos en cantidad y calidad económicamente explotables, y estimar el impacto ambiental y social de su explotación comercial. Incluye perforación de pozos de exploración, exploraciones sísmicas de detalle, ejecución de pruebas de producción, y, en general, otras operaciones orientadas a determinar la comercialidad del campo, y, en caso positivo, delimitarlo.

Exploración y operaciones de exploración. Estudios, trabajos y obras que se ejecutan para determinar la existencia y ubicación de hidrocarburos en el subsuelo, que incluyen, pero no están limitados a, métodos aerogeofísicos, geofísicos, geoquímicos, geológicos, cartográficos y, en general,

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

las actividades de prospección superficial, la perforación de pozos exploratorios y otras operaciones directamente relacionadas con la búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo.

Exploración sísmica. Método geofísico para determinar, en profundidad, la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas o capas de la tierra, mediante la detección de ondas acústicas producidas por una fuente artificial como vibro y sismigel, propagadas a través del subsuelo en función de la elasticidad de las capas. Se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse mediante sensores o geófonos. Su finalidad es localizar las rocas porosas que pueden almacenar hidrocarburos.

Explotación. Comprende tanto las actividades y operaciones de desarrollo como las de producción de campos comerciales.

Facilidades de producción. Instalaciones, plantas, tanques de producción y almacenamiento, y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos, fiscalización y entrega de los fluidos de producción de los pozos.

Fiscalización. En concordancia con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020 o las normas que la modifiquen o sustituyan, la fiscalización de la exploración y explotación de hidrocarburos está orientada al cumplimiento de las normas y de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios, y demás figuras que por mandato legal permiten su exploración y explotación, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamientos, abandono y en general de cierres de operaciones de hidrocarburos; igualmente incluye la determinación y verificación efectiva de los volúmenes de producción, la aplicación de buenas prácticas de exploración, explotación y producción, el cumplimiento de las normas de seguridad, la verificación y el recaudo de regalías y compensaciones, como base fundamental para el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Formación potencialmente productora de hidrocarburos: Unidad fundamental de la litoestratigrafía, conformada por una sucesión de rocas o depósitos sedimentarios relacionados genéticamente con el ciclo de relleno de una cuenca sedimentaria, que posee límites definidos, características litológicas propias y la capacidad de producir hidrocarburos dadas sus condiciones de porosidad y permeabilidad, no obstante, debe ser evaluada para determinar la acumulación de éstos en estado líquido y/o gaseoso y si es o no comercial dicha explotación.

Gas inerte. Gas no reactivo bajo condiciones normales de presión y temperatura.

Gas natural. Hidrocarburo que permanece en estado gaseoso en condiciones atmosféricas normales, extraído directamente de yacimientos que contienen hidrocarburos. Puede contener como impurezas otros elementos no hidrocarburos.

Para efectos de conversión, un barril equivalente de petróleo (1 BEP) corresponde a cinco mil setecientos pies cúbicos (5.700 ft³) de gas natural.

Gravedad específica. También llamada densidad específica, es la comparación de la densidad de una sustancia con la de otra tomada como referencia. Es adimensional y numéricamente coincide con la densidad. Para el caso de los líquidos, corresponde al peso unitario del líquido dividido por el peso unitario del agua destilada a cuatro grados centígrados (4° C) y a una atmósfera (1 atm) de presión. Se representa como GE (SG sigla en inglés).

Gravedad o Grado API por la sigla en inglés del “American Petroleum Institute”. Medida de densidad que, en comparación con el agua y a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es un petróleo.

Hidrocarburo. Compuesto orgánico constituido principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

Hueco abierto. Porción del pozo con el agujero descubierto, expuesto a los fluidos, las presiones, los problemas de estabilidad del pozo o una combinación de estas situaciones.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Hueco revestido. Porción del pozo en la que se colocó y se cementó tubería metálica de revestimiento para proteger el agujero descubierto de los fluidos, las presiones, los problemas de inestabilidad del pozo o una combinación de estas situaciones.

Integridad del pozo. Condición en la que se encuentran las barreras del pozo obtenida mediante la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación y fluidos de pozo a lo largo del ciclo de vida de un pozo.

ISO (*International Organization for Standardization*). Organización Internacional de Normalización.

Levantamiento artificial. Técnicas y sistemas utilizados para llevar a superficie los fluidos que se encuentran en el pozo cuando su energía no es suficiente para conducirlos naturalmente (flujo natural) o cuando se pretenda incrementar los volúmenes de producción.

Medición. Comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

Medición oficial. Resultado de la medición de volumen y determinación de la calidad de hidrocarburos obtenida en los puntos de medición oficial y de muestreo oficial.

Mes. Periodo contado a partir de cualquier día de un mes calendario y que termina el día anterior al mismo día del mes calendario siguiente o, si se trata del día primero, hasta el último día del mes en curso.

Metro cúbico. Unidad de volumen del Sistema Internacional, de símbolo “m³”, que equivale al volumen de un cubo de un (1) metro de lado. Equivale a mil (1.000) litros o 6,29 barriles.

Miscibilidad. Condición en la que dos o más fluidos pueden mezclarse en todas las proporciones y formar una sola fase homogénea.

NFPA (*National Fire Protection Association*). Asociación Nacional de Protección contra Incendios de los Estados Unidos de Norteamérica.

Norma técnica. Especificación técnica nacional o internacional aprobada por un organismo reconocido por su actividad normativa para una aplicación, evento u operación que se realiza repetida o frecuentemente.

NORSOK (*The Norwegian Shelf's Competitive Position*). Estándares desarrollados por la industria petrolera Noruega.

NTC. Norma Técnica Colombiana, expedida por el Icontec.

Operador. Persona jurídica individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de exploración y evaluación, en cumplimiento de Contrato de Evaluación Técnica -TEA-; de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, en ejecución de Contrato o Convenio de Exploración y Producción -E&P-, Contrato o Convenio de Exploración y Explotación - E&E, Convenio de Explotación - CE, o Especial; la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con el Ente de fiscalización, 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 el responsable que, en el marco de un contrato de asociación o de cualquier otro esquema asociativo, le corresponda conducir las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos y de asumir la representación ante el Ente de fiscalización. El Operador será el responsable, ante el Ministerio de Minas y Energía, del cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la ley y demás disposiciones normativas.

Permiso especial de perforación. Permiso emitido por el Ente de fiscalización para la perforación de un pozo a menores distancias de las señaladas en el artículo 12 de la presente resolución, pudiendo considerar también la perforación de un pozo cuyo objetivo pueda estar ubicado en fondo, en otro bloque de diferente contrato.

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

Perforación de relleno (Infill Drilling). Perforación adicional de pozos productores para reducir el espaciamiento que se utilizó en el plan inicial de desarrollo. La perforación de relleno puede tener un efecto combinado de incrementar el recobro y acelerar la producción.

Pescado. Herramienta, equipo, accesorios o sección de tubería u otros, que se queda en el fondo del pozo o en una sección del pozo ya sea en hueco abierto o hueco revestido y no es posible recuperarlo después de operaciones técnicas.

Petróleo. Mezcla de hidrocarburos existente en fase líquida a las condiciones del yacimiento y que permanece líquido a las condiciones normales de presión y temperatura en superficie, así como las impurezas contenidas en él.

Pie cúbico. Unidad de volumen, equivalente al volumen de un cubo de un pie de lado. Su abreviatura es “ft³”.

Pie cúbico estándar. Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14,65 Lb/pulgada² y a una temperatura de 60°F.

Plan de emergencia y contingencia. 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.

Plan de explotación o de desarrollo. Documento de planeación sometido por el Operador o Contratista al administrador del recurso hidrocarburífero del Estado, para la ejecución de las actividades de explotación técnica, eficiente y económica del contrato. Debe contener el cálculo de reservas de hidrocarburos, la descripción de las instalaciones de producción y transporte, los pronósticos de producción para el corto y mediano plazo, un programa de abandono y los programas de trabajo por año calendario, entre otros aspectos.

Plan de gestión del riesgo. Instrumento que define los objetivos, programas, acciones, responsables y presupuestos, mediante los cuales se ejecutan los procesos de identificación, reducción y manejo del riesgo, en el marco de la planificación del desarrollo.

Pozo. Obra especializada de la ingeniería de petróleos consistente en un hueco perforado a través del subsuelo, con el objeto de conducir los fluidos de un yacimiento a superficie, de la superficie al yacimiento o a una estructura del subsuelo, o para el monitoreo del yacimiento. Se diferencia de las obras civiles realizadas para la construcción del pozo, tales como vías de acceso, locaciones y edificaciones.

Pozo con Terminación Múltiple. Pozo que se completa de forma que se permita el flujo independiente de producción o de inyección de dos o más formaciones.

Pozo descubridor. Pozo cuyo resultado conlleva al descubrimiento de una nueva área productora de hidrocarburos y puede involucrar uno o más yacimientos.

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

Pozo exploratorio. Pozo a ser perforado con el fin de buscar o comprobar la existencia de hidrocarburos, para determinar la existencia de un nuevo campo, una nueva formación productora, un yacimiento más profundo, un yacimiento más somero, yacimientos adicionales no conocidos o extender los límites de los yacimientos ya conocidos.

Pozo Multilateral. Pozo perforado principalmente vertical, desviado u horizontal con una o más ramas laterales perforadas a cualquier profundidad, dirección o inclinación.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Pozo seco. Pozo en el que no se hallan hidrocarburos o cuya producción no es comercial.

Pozo terminado. Pozo en el que se ha desarrollado el conjunto de operaciones y trabajos en el subsuelo (perforación y completamiento) que tienen por objeto comunicar al pozo con la formación, y dotarlo de todo lo requerido para producir bien sea hidrocarburos, fluidos de formaciones hidrocarburíferas con alta saturación de agua, para ser inyectados en la formación, llevar a cabo operaciones de monitoreo, o para disposición en cualquier unidad geológica en el subsuelo.

Producción no comercial. Volúmenes de hidrocarburos identificados en el yacimiento, que, aunque puedan ser técnicamente extraídos no poseen condiciones de mínima rentabilidad financiera para ser dispuestos en superficie, según parámetros que tenga el Operador.

Prospecto. Descripción geológica de los objetivos de un pozo exploratorio, que incluye: i) descripción del *play*, ii) pronóstico geológica con la profundidad esperada de los marcadores geológicos iii) mapa(s) estructural(es) y de espesor del almacenador en el área de cierre de la trampa, iv) descripción de sello, sincronismo y preservación v) cálculos volumétricos de los hidrocarburos, vi) tipo de hidrocarburos esperados.

Prueba de formación. Técnica de evaluación que sirve para determinar las características y capacidad productiva de la formación y sus fluidos.

Pruebas de integridad. Evaluación de la cementación, de las tuberías de revestimiento, tuberías de inyección, tuberías de producción, de los equipos de control del pozo y/o de los tapones mecánicos o de cemento, con el fin de verificar que existe integridad en las condiciones mecánicas y/o aislamiento apropiado para evitar la migración de fluidos hacia la superficie o entre las diferentes formaciones a través del hueco o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

Prueba de integridad de la formación (*Formation Integrity Test - FIT*). Procedimiento de presurización a pozo cerrado con el objetivo de confirmar que determinada formación resiste una presión límite predeterminada. Esta presión de prueba a un límite siempre será a un valor menor del gradiente de fractura que se haya calculado o estimado.

Prueba de inyektividad (o *Fall Off Test*). Procedimiento que se realiza en un pozo para determinar la tasa y la presión a la cual se pueden bombear los fluidos hacia el yacimiento o formación objetivo sin superar la presión de fractura. Es un procedimiento estándar que permite determinar parámetros de flujo hacia el yacimiento y límites operativos, para ejecutar operaciones de inyección de cualquier tipo de fluido líquido o gaseoso.

Prueba de presión positiva. Procedimiento para evaluar la integridad de un pozo, para verificar que un elemento de barrera tiene integridad mecánica y capacidad de contener la máxima presión a la que pueda estar expuesto.

Pruebas de presión de yacimiento. Medición o registro de la presión en un pozo o grupo de pozos, a una determinada profundidad y en distintos momentos. Sucesivos registros establecerán la variación de presión para cada yacimiento en particular.

Pruebas límites de formación (*Leak off test - LOT*). Procedimiento que se realiza para determinar la presión de admisión en una formación, establecer la tasa y la presión de inyección a la cual la formación toma fluido.

Pruebas extensas. Procedimiento practicado con posterioridad a la prueba inicial con el objeto de obtener información adicional de un Yacimiento para definir la comercialidad del Campo.

Pruebas iniciales. Procedimiento practicado con posterioridad a la terminación oficial de un pozo nuevo que comprende experimentos de presión y de evaluación y fluidos del yacimiento.

Prueba piloto. Procedimiento que se lleva a cabo a pequeña escala y durante un período específico en un sector representativo de un yacimiento, para determinar la viabilidad técnica y financiera de la explotación o desarrollo a la máxima capacidad posible mediante recobro primario, secundario, terciario o mejorado.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

PSI. Unidad de presión perteneciente al sistema anglosajón de unidades que equivale a 14.7 atmosferas de presión; esto es, una libra-fuerza aplicada en un área de una pulgada cuadrada.

Punto de medición oficial (PMO). Sitio aprobado por el ente de fiscalización con el objeto de determinar el volumen y la calidad del hidrocarburo que corresponde a las regalías.

Reacondicionamiento de pozos (Workover). Aquellos trabajos efectuados en un pozo, posteriores a la perforación y completamiento, realizados con el fin de recuperar, mantener o mejorar su productividad y/o su integridad, permitir el aseguramiento del pozo, el abandono o cambios en su funcionalidad. Los trabajos de reacondicionamiento pueden ser la estimulación matricial o de alta presión, el cañoneo o recañoneo, la reparación del revestimiento, la instalación de mallas para control de arenas, la conversión de la finalidad del pozo, el cambio de método de levantamiento artificial, el abandono, la cementación o el aislamiento de zonas y, en general, aquellas intervenciones que modifiquen el estado mecánico del pozo, que impacten directamente el yacimiento o puedan afectar su condición de flujo.

Recañoneo. Repetición de la operación de cañoneo en el mismo intervalo productor de un pozo con el fin de ampliar la zona de contacto entre el yacimiento y el pozo.

Recobro mejorado o recuperación mejorada. Es la extracción de petróleo y/o gas adicional, más allá de la recuperación primaria, de los yacimientos de ocurrencia natural al complementar la energía natural del yacimiento. Esto incluye inyección de agua e inyección de gas para mantenimiento de presión, procesos secundarios, procesos terciarios y cualquier otro medio para mejora de los procesos naturales de recuperación del yacimiento. La recuperación mejorada también incluye procesos termales (inyección de vapor o combustión en sitio), inundación química (inundación alcalina, surfactantes, con polímeros o micelares), desplazamiento miscible o inmisible (inyección de dióxido de carbono [CO₂], inyección de hidrocarburos, nitrógeno, entre otros) y otros tipos o tecnologías para mejorar la movilidad en sitio del petróleo en forma viscosa.

Recobro primario. Primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía natural del yacimiento, cuyo comportamiento está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos de un medio poroso, tales como fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y a la superficie.

Recobro secundario. Proceso de inyección de agua y/o gas encaminado a mantener o incrementar la energía y/o recuperación de hidrocarburos del yacimiento.

Recobro terciario. Actividades asociadas a la mejora de la condición de producción de un yacimiento, con el fin de mejorar su productividad una vez agotadas las opciones de recobro primario y secundario. Pueden estar asociadas al desarrollo o implementación masiva de técnicas especializadas más no únicas o secuenciales, por cuanto un yacimiento puede pasar de recobro primario a terciario. Normalmente asociado a recobro o recuperación mejorada.

Recobro último. Volumen de petróleo y/o gas que se estima, en una fecha aproximada, a ser potencialmente recuperable de una acumulación, más las cantidades ya producidas de la misma.

Registro check shot. Técnica que mide el tiempo de viaje sísmico desde la superficie hasta una profundidad conocida. La velocidad de las ondas “P” de las formaciones encontradas en un pozo puede ser medida en forma directa bajando un geófono hasta cada formación de interés, enviando una fuente de energía desde la superficie terrestre y registrando la señal resultante.

Registro de densidad de formación. Técnica que mide la densidad del sistema roca – fluido (RHOB) y que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Puede ser tomada con cable o herramientas integradas al BHA, y adquirida tanto en hueco abierto como hueco revestido.

Registro de potencial espontáneo (SP, por sus siglas en inglés). Técnica que mide la diferencia natural del potencial eléctrico, en milivoltios, entre un electrodo dentro del pozo y un electrodo de referencia fijo en la superficie. Solo puede ser tomada con cable; esto es, no puede ser adquirida con herramientas integradas al BHA o en lodo base aceite.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Registro eléctrico. Técnica realizada con cable eléctrico o herramientas integradas al BHA dentro de los pozos en hueco abierto o revestido, para medir las propiedades físicas (resistividad, radioactividad, conductividad, densidad, buzamientos, velocidad de ondas acústicas, o espectroscopía, entre otras) de las rocas perforadas por un pozo o de los fluidos que estas contienen. Se aplica también a las técnicas de evaluación de cementos y revestimientos

Registro gamma ray. Técnica que mide la radioactividad natural total de las formaciones, medida en unidades API. La medición puede obtenerse tanto en hueco abierto como a través de la tubería de revestimiento. Puede ser tomada con cable o herramientas integradas al BHA.

Relación agua petróleo (RAP o WOR, por sus siglas en inglés). Fracción calculada entre los volúmenes medidos del agua producida con el petróleo producido a condiciones estándar.

Relación gas petróleo (RGP o GOR, por sus siglas en inglés). Fracción calculada entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones de referencia (Pie cúbico estándar/Barril de Petróleo Netos).

Revestimiento. Tubería de acero que se introduce dentro de un pozo perforado y que por lo general es cementado para estabilizar las paredes del mismo, aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluidos de formación y proporcionar un medio seguro de control de los fluidos de formación y la presión a medida que se perfora el pozo.

Sello. Propiedad física de un área del subsuelo que impide la migración de fluidos hacia zonas suprayacentes, y posibilita a la vez, la acumulación.

Servicios a pozo (Well Services). Procedimientos de mantenimiento realizados en un pozo después de que se ha perforado y completado y ha comenzado a prestar algún servicio, con el fin de mantener o mejorar la productividad del pozo o la reparación de accesorios, tales como son la reparación o reemplazo del sistema de levantamiento artificial, sartas de inyección, de producción o de completamiento de pozos de flujo natural, limpieza de arena, verificación de condiciones internas del pozo, apertura de camisas, toma de registros eléctricos, pruebas de pozo y, en general, aquellas intervenciones que no modifiquen el estado mecánico del pozo y que impacten desde la cara de la formación hasta el cabezal, sin impactar el yacimiento.

“Sidetrack”. Continuación de la perforación de un pozo a través de la operación de desviación de la trayectoria inicialmente planeada. Este procedimiento incluye abandonar una sección del hueco original y perforar un agujero adicional desde el hueco original a través de una ventana en el revestimiento o en el hueco abierto.

SOLAR. Sistema Oficial de Liquidación y Administración de Regalías, adoptado y administrado por el Ente de Fiscalización para el registro y control de información asociada a la producción de fluidos de un yacimiento.

Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Recipientes hechos en acero bajo normas técnicas, que almacenan hidrocarburos líquidos y gaseosos y que resguardan de forma segura y controlada el producto, bajo condiciones de temperatura y presión acordes al rango de operación y proceso. Pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales, geodésicos o esféricos.

Tea. Dispositivo para la combustión del gas.

Terminación o completamiento. Conjunto de trabajos u operaciones que tienen por objeto dotar al pozo de todos los aditamentos definitivos requeridos para la producción o inyección de fluidos.

Trampa. Configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable, a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero.

Trampa estructural. Variedad de estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos y que son originadas por procesos tectónicos, diapíricos, gravitacionales y procesos de compactación.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Trampa estratigráfica. Variedad de contenedor geológico sellado con capacidad para retener hidrocarburos, en las cuales la geometría de la trampa es inherente a la morfología sedimentaria original de la serie o formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñamientos, discordancias, o rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes.

Trampa mixta. Variedad geológica que contiene las descripciones técnicas de las trampas estructurales y estratigráficas.

“**Wireline**”. Sistema de adquisición de registros y muestras, que emplea un cable eléctrico para bajar las herramientas en el pozo y obtener los datos.

Yacimiento de hidrocarburos. Formación rocosa en la que se encuentran acumulados hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso, que se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismo de empuje inicial o mecanismo de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

Yacimiento convencional. Formación rocosa en la que ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Se caracteriza por un sistema natural de presión único, de manera que la producción de hidrocarburos de una parte del yacimiento afecta la presión del reservorio en toda su extensión. Está limitado por barreras geológicas, tales como estratos impermeables, condiciones estructurales y agua en las formaciones, y se encuentra efectivamente aislado de cualquier otro yacimiento que pueda estar presente en la misma área o estructura geológica.

TÍTULO II CLASIFICACIÓN DE POZOS

Artículo 5. Clasificación de pozos exploratorios y de desarrollo. Los pozos exploratorios y de desarrollo que se perforen en el país se clasificarán con base en el riesgo geológico que asume el Operador durante la perforación a partir del conocimiento geológico disponible y/o adquirido, en su resultado y/o uso, tomando como referencia el concepto de clasificación de Lahee para pozos exploratorios, de la siguiente forma:

- a. **Pozo exploratorio para un nuevo campo [A-3]:** Pozo a ser perforado para buscar una ocurrencia de hidrocarburos y determinar la existencia de un nuevo campo fuera de los límites de un yacimiento y campo conocido de hidrocarburos, tal como esos límites fueron entendidos y definidos en ese momento.
- b. **Pozo exploratorio para un nuevo yacimiento [A-2c]:** Pozo a ser perforado para encontrar yacimientos adicionales de hidrocarburos en las proximidades cercanas y al mismo nivel de la unidad sedimentaria de los yacimientos conocidos de un mismo campo.
- c. **Pozo exploratorio para yacimientos más someros [A-2a]:** Pozo exploratorio a ser perforado para encontrar yacimientos de hidrocarburos adicionales dentro del área probada del yacimiento, pero a niveles de unidades sedimentarias más someras que la de los yacimientos conocidos.
- d. **Pozo exploratorio para acumulaciones más profundas [A-2b]:** Pozo exploratorio a ser perforado para encontrar yacimientos de hidrocarburos adicionales dentro del área probada del yacimiento, pero a niveles de unidades sedimentarias más profundas que la de los yacimientos conocidos.
- e. **Pozo de avanzada [A-1]:** Pozo exploratorio a ser perforado para encontrar yacimientos adicionales de hidrocarburos o extender los límites de los yacimientos ya conocidos en la misma unidad sedimentaria y a alguna distancia de este.

Según el resultado de la perforación exploratoria, la denominación asignada en la clasificación inicial del pozo denotada con la letra “A”, será “B” cuando el resultado sea exitoso o “C” en caso de fracaso, en la clasificación final del pozo.

Continuación de la resolución: "Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos"

Tabla 1
Guía para la clasificación de pozos exploratorios

OBJETIVO				INICIAL	RESULTADOS	
					ÉXITO	FRACASO
EXTENDER YACIMIENTO PARCIALMENTE DESARROLLADO				A-1	B-1 ALGUNAS VECES DESCUBRIDOR DE YACIMIENTOS	C-1
PERFORACIÓN DENTRO DE ESTRUCTURA O AMBIENTE GEOLÓGICO PRODUCTIVO	DESCUBRIDOR DE YACIMIENTO	DENTRO ÁREA DE YACIMIENTO	SOMERO	A-2a	B-2a YACIMIENTO SOMERO	C-2a
			PROFUNDO	A-2b	B-2b YACIMIENTO PROFUNDO	C-2b
		FUERA ÁREA DE YACIMIENTO	NUEVO	A-2c	B-2c YACIMIENTO NUEVO	C-2c
PERFORACIÓN PARA DESCUBRIR CAMPO EN ESTRUCTURA O AMBIENTE GEOLÓGICO NUNCA ANTES PRODUCTIVO				A-3	B-3 CAMPO NUEVO	C-3

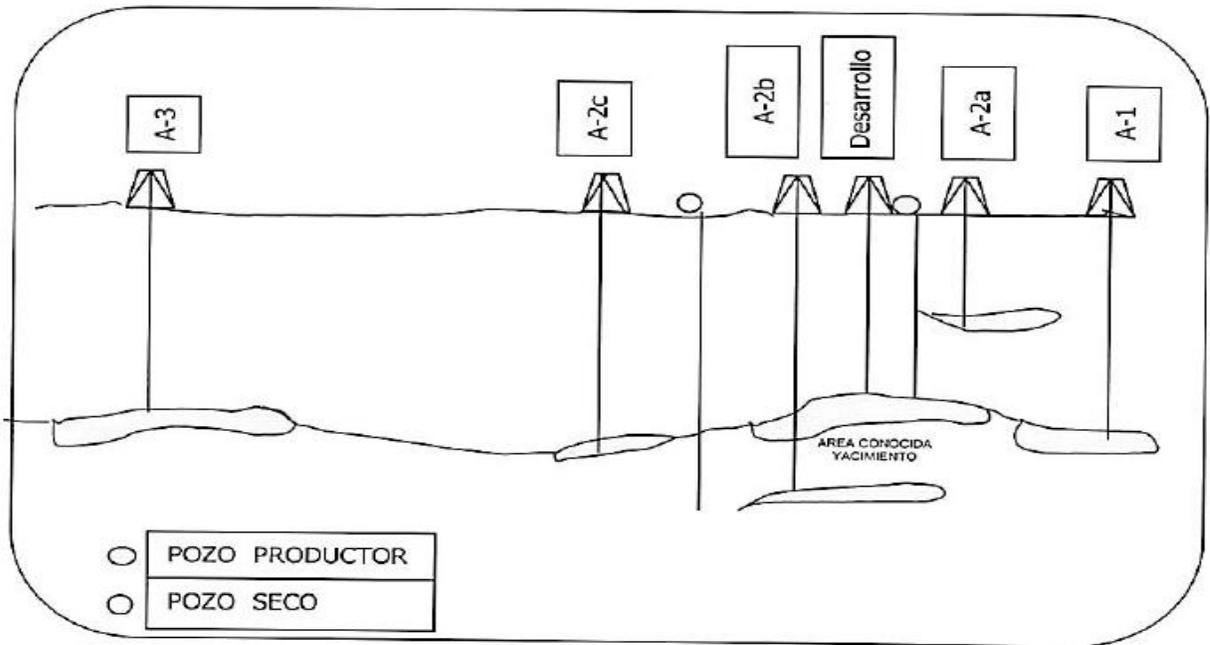


Figura 1. Diagrama ilustrativo para la clasificación de pozos exploratorios

Los pozos de desarrollo tendrán las siguientes denominaciones según su resultado y/o uso:

- f. **Pozo de desarrollo:** Pozo que se perfora con el propósito de contribuir a la explotación de yacimientos después del periodo de exploración.
 - i. **Pozo productor:** Pozo que permite el drenaje de hidrocarburos de un yacimiento.
 - ii. **Pozo productor de agua de formación:** Pozo productor de fluidos con alta saturación de agua o agua de formación, en formaciones potencialmente productoras de hidrocarburos, el cual se puede utilizar para reinyección en proyectos de mantenimiento de presión, de recobro secundario o mejorado o para uso de las comunidades. En cualquier caso, debe cumplirse con los requerimientos exigidos en la normatividad ambiental vigente.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

- iii. **Pozo inyector:** Pozo que permite inyectar fluidos a un yacimiento o a una estructura expresamente autorizada por el Ente de Fiscalización.
- iv. **Pozo de disposición.** Pozo que se perfora o habilita con la finalidad de disponer agua asociada a la producción de Hidrocarburos, o cortes de perforación, en formaciones diferentes a las productoras o dentro de la misma, siempre y cuando se demuestre que esté aislada geológicamente de la zona productora, o se demuestre que dicha zona productora se encuentra en el final de la vida útil del yacimiento. A estos pozos se acude cuando no hay forma o está restringido el manejo del agua de producción en superficie, cumpliendo con los requerimientos técnicos exigidos por el Ente de Fiscalización.
- v. **Pozo de monitoreo.** Pozo nuevo o pozo que después de cumplir la función de productor o inyector al final de su vida útil es aprobado por el Ente de Fiscalización para el estudio y seguimiento del comportamiento del yacimiento.

Parágrafo 1. El Ente de Fiscalización en el marco de sus competencias será el encargado de definir la clasificación inicial y final de los pozos, con base en la información presentada por el Operador, el conocimiento geológico disponible y/o adquirido, el resultado de la perforación y/o uso del pozo.

Parágrafo 2. Los pozos estratigráficos existentes y aquellos que se realicen de forma posterior a la entrada en vigencia de la presente resolución podrán ser probados y utilizados como productores, inyectores, pozos de observación o de disposición, en el marco de un contrato y/o convenio de hidrocarburos, previa autorización del Ente de Fiscalización, en cumplimiento de los requisitos y condiciones establecidas en la presente resolución, siempre que se garantice la integridad del pozo.

TÍTULO III EXPLORACIÓN

Artículo 6. Actividades de exploración. Las actividades exploratorias se registrarán por lo establecido en la presente resolución y en las demás disposiciones que regulen la materia, así como por lo pactado en los diferentes contratos y convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- o quien haga sus veces, o en los contratos suscritos con Ecopetrol S.A.

Artículo 7. Informes de actividades de exploración. Antes de iniciar trabajos y en concordancia con las obligaciones exploratorias pactadas en cada una de las fases del contrato o convenio de hidrocarburos, el Operador deberá comunicar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a quien haga sus veces, como mínimo, la siguiente información:

1. Objetivos.
2. Mapa geográfico del área, en el que se presente el área asignada, a la cual corresponde la obligación exploratoria, con coordenadas y escala exigidas por el Ente de Fiscalización
3. Cronograma de actividades.
4. Actividades de exploración a desarrollar, metodología y tecnologías a utilizar.
5. Licencias y/o permisos ambientales, si hay lugar a ello.

Los informes técnicos de la etapa exploratoria se presentarán en concordancia con lo establecido en los Acuerdos 008 de 2021 y 002 de 2022 de la ANH y sus anexos (Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera), o las normas que los modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces podrá solicitar la información relacionada con las actividades de exploración sísmica después de finalizada la actividad de adquisición, procesamiento y/o interpretación.

Artículo 8. Terminación de actividades de exploración. Terminadas las actividades de exploración, y según la particularidad de las actividades desarrolladas, es deber del Operador cumplir oportuna, eficaz y eficientemente las obligaciones inherentes al abandono, desmantelamiento y/o restauración del área, en los términos del instrumento ambiental que le haya sido otorgado y/o el marco legal y reglamentario ambiental y técnico que resulte aplicable.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

TÍTULO IV PERFORACION, TERMINACIÓN Y EVALUACIÓN

Artículo 9. Permiso para perforar. Para iniciar la perforación de cualquier pozo, el Operador deberá solicitar permiso al Ente de Fiscalización por medio de la Forma 4 “Permiso para Perforar”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución, junto con el programa de perforación de que trata el artículo 13 de la presente resolución. El Ente de Fiscalización tendrá un plazo de hasta quince (15) días calendario para emitir pronunciamiento.

Parágrafo 1. Para la perforación de varios pozos de desarrollo, en una misma vigencia y en un mismo campo comercial, el Operador podrá presentar un solo programa global para la perforación, el cual deberá ir anexo a las solicitudes de Forma 4 “Permiso para Perforar” de cada pozo, o bastará con indicar la presentación previa del mismo.

Parágrafo 2. El permiso para perforar de que trata el presente artículo tendrá una vigencia de seis (6) meses contados a partir de la fecha establecida para iniciar la perforación. Si durante este lapso la perforación no se inicia, el Operador deberá solicitar renovación antes de treinta (30) días calendario previos al vencimiento del permiso otorgado, justificando tal situación.

Artículo 10. Verificaciones. El Ente de Fiscalización podrá realizar una visita antes del inicio de la perforación de un pozo con el fin de verificar condiciones de seguridad, tanto de la locación como del equipamiento instalado y del cumplimiento de requerimientos específicos establecidos en la presente resolución, así como de la localización que tendrá el pozo. El Operador deberá comunicar con al menos quince (15) días calendario de anticipación, la fecha prevista de comienzo de las operaciones de perforación.

El Ente de Fiscalización, en un lapso no mayor a cinco (5) días calendario, responderá a la comunicación de inicio de operaciones del Operador e informará de la asistencia a la visita, directamente o por intermedio de una empresa de inspección especializada en este tipo de labor.

De la visita practicada se levantará un acta y si no se presentan observaciones, no conformidades o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata por el Operador, se podrá iniciar la perforación. En el evento en que el Ente de Fiscalización formule observaciones y el Operador no ejecute los correctivos necesarios en los plazos acordados, podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

Parágrafo 1. Para efectos de verificaciones e inspecciones de las operaciones costa afuera, se deberá cumplir con lo establecido en la Resolución 40295 del 07 de octubre de 2020 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan. Así como lo establecido en el parágrafo 2 del presente artículo y el parágrafo 1 del artículo 24 de la presente resolución.

Parágrafo 2. Los equipos de perforación, sus sistemas y/o componentes deberán contar con un programa de gestión de aseguramiento, para la inspección y mantenimiento, que contemple como mínimo el tipo de inspección y periodicidad, según la categoría o nivel de inspección, en observancia de los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales, especialmente las recomendadas por el API, NORSOK, ISO, ASME, ASTM, NTC-Icontec y las buenas prácticas de la industria petrolera.

Para el inicio de las operaciones y durante la perforación, el Operador deberá tener disponible para verificación y consulta del Ente de Fiscalización o de la empresa de inspección especializada los certificados vigentes de inspección del equipo de perforación, sus sistemas y/o componentes, de conformidad con el programa de gestión de aseguramiento. Las certificaciones de inspección al equipo de perforación, sus sistemas y/o componentes que, por el tipo de categoría o nivel se realizan con una periodicidad mayor a doce (12) meses, deberán haber sido expedidas por una compañía especializada nacional o internacional, acreditada bajo la versión actualizada de la norma ISO/IEC 17020 o ISO/IEC 17021.

Parágrafo 3. En el evento en que el Ente de Fiscalización decida no realizar la visita de que trata el presente artículo o no se pronuncie dentro del plazo previsto en el mismo, el Operador podrá iniciar las operaciones, sin perjuicio de las observaciones que surjan de visitas de verificación posteriores y su debida atención por parte del Operador.

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

Artículo 11. Suspensión o declaratoria de incumplimiento del permiso. El Ente de Fiscalización podrá realizar visitas de control y seguimiento durante la etapa de perforación. Dicha entidad podrá suspender el permiso para perforar y/o imponer las sanciones a que haya lugar, de conformidad con el artículo 64 de la presente resolución, cuando las condiciones de seguridad en las operaciones no sean adecuadas de conformidad con lo establecido en la presente resolución, o cuando se cambie de manera inconsulta alguno de los requerimientos definidos en la Forma 4 *“Permiso para Perforar”* aprobada.

Artículo 12. Prohibiciones. Sin perjuicio de las distancias mínimas establecidas en otras disposiciones normativas, ningún pozo podrá ser perforado a menos de las siguientes distancias, sin permiso especial del Ente de Fiscalización:

1. Cien (100) metros entre la proyección vertical del fondo del pozo a superficie y el lindero del Área contratada.
2. Cien (100) metros de cualquier instalación industrial de terceros. Se tendrá como punto de referencia para la toma de esta medida en superficie el cabezal del pozo.
3. Cincuenta (50) metros de las líneas de transmisión eléctrica para el servicio público, de conformidad con lo dispuesto en el RETIE.

Además de las distancias antes mencionadas, dentro del plan de gestión del riesgo del programa de perforación, que trata el artículo 13 de la presente resolución, el Operador deberá contemplar en el análisis de riesgo las medidas para reducir las condiciones de riesgo, de casos en que se puedan presentar dentro o en la periferia de la locación tales como, oleoductos, gasoductos, instalaciones en uso del Operador y/o infraestructura habitada de uso particular. El referido análisis de riesgo deberá ser entregado junto con la solicitud Forma 4 *“Permiso para perforar”*.

Parágrafo 1. El permiso especial de que trata el presente artículo solo podrá ser otorgado por el Ente de Fiscalización, previo análisis de las situaciones excepcionales debidamente justificadas por el Operador en las que evidencie la imposibilidad de dar cumplimiento a alguna de las distancias exigidas en el presente artículo. El Ente de Fiscalización tendrá un plazo de hasta quince (15) días calendario para emitir pronunciamiento después de recibida la solicitud. Esto sin perjuicio de lo exigido por la autoridad ambiental competente.

Parágrafo 2. Previa autorización del Ente de Fiscalización, se podrán perforar pozos desde áreas contiguas de diferentes contratos, que permita aprovechar en superficie plataformas o locaciones existentes o aprovechar la construcción de una plataforma que sea funcional para la perforación de pozos desviados que logren llegar a la profundidad esperada, independientemente de que se trate de áreas del mismo Operador o incluso de Operadores diferentes.

Para el otorgamiento del permiso especial de este caso en particular, el Ente de Fiscalización deberá considerar como mínimo lo siguiente: i) que la perforación del pozo se encuentre amparada en el respectivo instrumento ambiental del área donde estaría ubicada la plataforma o locación en superficie; ii) cuando se trate de áreas de Operadores diferentes deberá validar la existencia de un acuerdo operacional de aceptación y responsabilidades entre las partes involucradas; iii) un programa de abandono del pozo en concordancia con lo establecido en el artículo 54 de la presente resolución donde se especifique el responsable de ejecutarlo; y iv) la información técnica adicional que considere pertinente atendiendo las particularidades de cada caso.

Artículo 13. Programa de perforación. La perforación de un pozo debe sujetarse al programa aprobado por el Ente de Fiscalización, con la aprobación de la Forma 4 *“Permiso para Perforar”* de que trata el artículo 9 de la presente resolución. Cualquier modificación posterior al programa de perforación aprobado inicialmente, debe ser previamente autorizada por el Ente de Fiscalización y actualizado en la Forma 4 *“Permiso para Perforar”*, contenida en el *Anexo 1* de la presente resolución. El programa de perforación deberá contener como mínimo la siguiente información:

1. Relación de normas y/o estándares que serán aplicables durante el diseño del pozo y el desarrollo de las operaciones de perforación y completamiento.
2. Prognosis geológica completa del pozo, con su respectivo prospecto, la cual debe incluir como mínimo:

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

- a) Coordenadas estimadas de ubicación en superficie y fondo del pozo, incluyendo el polígono de aterrizaje u objetivo exploratorio propuesto. Las coordenadas en superficie al momento de perforar admitirán una desviación máxima de diez (10) metros sin que deba ser actualizado el *“Permiso para Perforar”*. Si antes de la perforación del pozo se cambian las coordenadas de fondo, pero están dentro del polígono aprobado, no requerirá actualización del programa.
 - b) Columna estratigráfica, marcadores geológicos esperados y profundidades calculadas a partir del sismograma, indicando las formaciones o intervalos de los objetivos primario y secundario.
 - c) Presiones de poro, curva de lodo, gradiente de fractura, gradiente de temperatura del pozo propuesto y LOT, FIT, curva de lodo de los pozos correlacionables.
 - d) Programa de registros por fase de hueco abierto y revestido, en concordancia con lo establecido en el artículo 18 de la presente resolución. Así como, el plan de contingencia en caso de no poder tomar registros con cable eléctrico.
 - e) Programa de toma de corazones o núcleos, si aplica, en concordancia con el artículo 19 de la presente resolución.
 - f) Imágenes de secciones sísmicas de buzamiento y de rumbo, en escala legible y en la posición más cercana a la localización del pozo. Debe incluir la proyección del pozo sobre las secciones sísmicas y la identificación de los marcadores sísmicos con la nomenclatura estratigráfica. Aplica solo para pozos exploratorios.
 - g) Imagen del mapa estructural en tiempo o profundidad del prospecto en escala legible. Aplica solo para pozos exploratorios.
 - h) Breve descripción del yacimiento objetivo que se busca probar. Aplica solo para pozos exploratorios.
3. Diseño del pozo y estado mecánico propuesto, en el que se identifiquen entre otros, las barreras primaria y secundaria del pozo.
 4. Programa de tuberías de revestimiento, incluyendo los criterios de factores de diseño y los factores de seguridad resultantes.
 5. Programa de cementación de los revestimientos de cada fase, incluyendo la altura de llenado anular prevista, con el fin de verificar la integridad del pozo por fase y protección de los acuíferos, en concordancia con el artículo 16 de la presente resolución.
 6. Programa de prueba de preventoras.
 7. Programa de pruebas de integridad del pozo: en cada fase revestida y cementada, (por debajo del respectivo zapato) se deben hacer las siguientes pruebas:
 - a) Prueba de integridad de formación *“Formation Integrity Test (FIT)”*. Para pozos de desarrollo, se podrá realizar una única prueba por clúster.
 - b) Prueba de fugas de la formación *“Leak off test (LOT)”*. Para pozos exploratorios, cuando sea técnicamente posible.
 - c) Para pozos que terminen en *“liner”*, el tope del *“liner”* se debe someter a una prueba de presión positiva, teniendo en cuenta los factores de diseño y seguridad del fabricante y del Operador, adicional se debe tomar registro de cementación. La ubicación del tope del *“liner”* deberá considerar las necesidades constructivas asegurando la integridad del pozo y el diseño durante el completamiento y producción de este, no obstante, no podrá ser menor a cien (100) pies (30,5 metros) dentro del revestimiento anterior.
 8. Programa de fluidos de perforación por fase y terminación, que incluye los criterios y factores de diseño utilizados.
 9. Programa de control direccional y trayectoria, o plan de control de verticalidad y medidas de control de verticalidad al final de cada fase y programa de anticolidión.
 10. Programa de brocas.
 11. Medidas para el control y mantenimiento de la integridad del pozo, que contemple, entre otros, la evaluación de riesgos operacionales con base en pozos análogos.
 12. Programa de terminación o completamiento y/o pruebas, para pozos de desarrollo y/o avanzada.
 13. Plan o esquema operativo para entrada en producción del o los pozos. Para pozos de desarrollo.
 14. En caso de un pozo, que requiera de un hueco piloto, detallar la planificación de éste y presentar su plan de abandono, en concordancia con la Resolución 40622 del 17 de octubre de 2023 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

15. Plan de gestión del riesgo específico en concordancia con lo establecido en el artículo 57 de la presente resolución.
16. Programa de manejo, tratamiento y disposición final de residuos sólidos y líquidos de perforación, en concordancia con lo establecido en el instrumento ambiental que ampare la perforación.

Artículo 14. Tubería de revestimiento usada en la perforación de pozos. No se podrá utilizar tubería de revestimiento usada en la perforación de pozos, salvo que el Ente de Fiscalización lo autorice, previa presentación por parte del Operador de la certificación de la inspección y prueba de integridad del respectivo revestimiento, realizada por una compañía especializada nacional o internacional que verifique la conformidad de la labor, acreditada bajo la versión actualizada de la norma ISO/IEC 17020 o ISO/IEC 17021.

Artículo 15. Propiedades y factores de diseño de las tuberías de revestimiento y producción. Las tuberías de revestimiento y producción que se utilicen en la perforación y terminación de pozos deben cumplir con los factores de diseño y seguridad, con el fin de asegurar la estructura mecánica del pozo en cuanto a los esfuerzos de colapso, tensiones y presión interna de estallido, según las condiciones esperadas en las operaciones y las presiones de diseño de los fabricantes.

Artículo 16. Tubería de revestimiento en presencia de acuíferos. En caso de atravesar algún cuerpo de agua dulce durante la perforación de un pozo, con el fin de proteger el uso actual o potencial de las aguas subterráneas contenidas en ese tipo de acuíferos, la tubería de revestimiento debe instalarse y cementarse por lo menos cincuenta (50) pies (16,4 metros) debajo del límite inferior del acuífero. En revestimientos de superficie, el espacio anular deberá ir cementado hasta superficie de ser posible técnicamente.

Artículo 17. Pozo de reemplazo o “sidetrack”. Si durante la perforación de un pozo, por condiciones técnicas u operacionales se requiere hacer una profundización, un redireccionamiento del pozo, un sidetrack o un abandono y se opte por iniciar inmediatamente otro que lo reemplace, sin interrumpir las operaciones, el Operador podrá hacerlo dando previo aviso al Ente de Fiscalización, inicialmente por correo electrónico o por cualquier medio, justificando técnicamente la operación proyectada y, posteriormente en un lapso no mayor a quince (15) días calendario actualizar la Forma 4 “Permiso para Perforar”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución, del pozo de reemplazo o sidetrack proyectado, diligenciar la Forma 6 “Informe de Terminación Oficial”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución, de la sección del hueco original o anterior, si aplica, y la Forma 10 A “Informe de Taponamiento y Abandono”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución, esta última de la sección del hueco a abandonar si es el caso, y, se tramitará de conformidad con lo estipulado en la Resolución 40622 de 17 de octubre de 2023 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan. En aplicación de este artículo, el Ente de Fiscalización tendrá un plazo máximo de quince (15) días calendario para emitir respuesta frente a la Forma 4 “Permiso para Perforar” y Forma 6 “Informe de Terminación Oficial”, contados a partir de la fecha de recibo de las solicitudes.

Las condiciones técnicas u operacionales a las que se refiere el presente artículo, serán las siguientes: i) pozos con problemas mecánicos que deban abandonar la fase con uno o varios pescados y con problemas para avanzar; ii) pozos que no encuentran el objetivo geológico inicialmente proyectado bien sea mediante la evaluación de registros o pruebas; y iii) pozos que habiendo alcanzado el objetivo geológico inicialmente proyectado el Operador decide buscar una posición más apropiada en razón del beneficio esperado o probar formaciones adicionales de objetivo(s) secundario(s).

Artículo 18. Toma de registros. En todo pozo exploratorio se deberán tomar en hueco abierto desde superficie hasta profundidad final, como mínimo, los siguientes registros: i) gamma ray (GR), ii) densidad neutrón, iii) potencial espontáneo (SP) y iv) resistividad. En los casos en que el pozo muestre prospectividad, se acordará entre el Operador y el Ente de Fiscalización la corrida de registros adicionales que permitan caracterizar los fluidos y las formaciones de interés.

En pozos de desarrollo se deberán tomar en hueco abierto en la zona de interés, como mínimo, los siguientes registros: i) gamma ray (GR), ii) densidad neutrón y iii) resistividad.

Parágrafo 1. Para pozos exploratorios y/o de desarrollo es obligatoria la toma de registros de calidad de la cementación antes de iniciar operaciones de producción, inyección, disposición o monitoreo para garantizar la integridad del pozo durante su ciclo de vida, para lo cual se puede tomar como referencia

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

lo descrito en el API TECHNICAL REPORT 10TR1 “Cement Sheath Evaluation”. En cada una de las fases del pozo revestido que involucre zonas con potencial de flujo (agua, gas y/o petróleo) y/o sellos litológicos que las aíslen, es necesario la corrida de registros que garantice sello transversal, sello litológico, cementación de buena calidad, e integridad del revestimiento. Para verificar la cementación del revestimiento de superficie no se exigirá la corrida de registros de cementación siempre y cuando se garanticen retornos de cemento limpio en superficie. Respecto a diámetros de revestimiento de catorce (14) pulgadas o superiores, el Operador deberá realizar las pruebas de integridad suficientes para garantizar integridad del revestimiento y sello.

Parágrafo 2. En caso de que el Ente de Fiscalización apruebe programas de perforación de más de un pozo en una misma locación, podrá autorizar la omisión en la toma de algunos de los registros antes mencionados, previa solicitud del Operador con la debida justificación técnica y operacional. Así mismo, en aquellas operaciones donde la toma de alguno de los registros mencionados en el presente artículo pueda resultar riesgosa para la integridad del pozo o donde técnicamente no sea factible su corrida, el Operador deberá informar sobre dicha imposibilidad técnica al Ente de Fiscalización vía correo electrónico, justificando técnicamente tal condición y proceder en concordancia con el plan de contingencia informado en el programa de perforación, de tal manera que asegure la información para el proyecto.

Artículo 19. Muestras de corazones o núcleos. En todo yacimiento descubierto se deben tomar muestras de corazones o núcleos ya sea en los pozos exploratorios (A3) de avanzada (A1) o en alguno de los dos (2) pozos iniciales de desarrollo, en las formaciones o yacimiento de interés.

Parágrafo. Si por razones operacionales o por las características de las formaciones o yacimiento no se pueden tomar las muestras de corazones o núcleos en determinado pozo, previa autorización del Ente de Fiscalización, el Operador podrá prescindir de dicha actividad y en su remplazo se podrán tomar muestras de pared o *sidewall core*.

Artículo 20. Informes durante la perforación. Durante las operaciones de perforación de un pozo, el Operador debe remitir un informe diario de operaciones al Ente de Fiscalización de la manera que éste lo determine. El reporte diario de operaciones debe contener como mínimo la siguiente información:

1. Reporte de ingeniería
2. Reporte de geología
3. Registro de evaluación de formaciones
4. Registros de cementación
5. Eventos de seguridad industrial y salud ocupacional
6. Eventos de carácter social con las comunidades del entorno.

Además del informe diario se debe diligenciar la Forma 5 “Informe Quincenal de Perforación”, contenida en el *Anexo 1* de la presente resolución, y suministrar al Ente de Fiscalización cualquier otra información por éste requerida, incluyendo las principales actividades desarrolladas, parámetros de perforación, registros, pruebas y los resultados obtenidos.

Si por alguna razón se deben realizar operaciones de control de pozo, el Operador deberá informar al Ente de Fiscalización durante las próximas veinticuatro (24) horas de ocurrido el evento, justificando las razones técnicas u operativas del evento ocurrido y las acciones correctivas realizadas.

Una vez controlado el evento, el Operador, en un lapso no mayor de quince (15) días calendario, informará al Ente de Fiscalización los resultados de la investigación, informe de impactos a las personas, a la infraestructura, al ambiente y al entorno, con las lecciones aprendidas y el plan de prevención para evitar nuevos eventos de este tipo. El Ente de Fiscalización podrá solicitar información adicional que considere pertinente de los hechos acontecidos.

Artículo 21. Programa de terminación oficial de pozos. En los pozos exploratorios, el Operador enviará al Ente de Fiscalización, previo al inicio de las operaciones, el programa de terminación o completamiento. El programa de terminación para los pozos exploratorios deberá contener como mínimo la siguiente información:

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

1. Diseño de terminación final para el pozo. En caso de flujo natural, profundidad de asentamiento del empaque de producción, intervalos abiertos o cañoneados, ensamblaje de fondo para producción y válvula de seguridad, si aplica.
2. En caso de que se programe instalar un sistema de levantamiento artificial, adicionalmente debe presentar la descripción técnica del respectivo sistema, junto con los criterios de evaluación que llevaron a la selección de este. En pozos en cuya terminación oficial se pretenda instalar un sistema neumático de levantamiento artificial con *gas lift*, se deberá tramitar la Forma 12 *“Permiso sobre Instalaciones de Bombeo Neumático Gas Lift”*.

Cualquier modificación al programa debe ser comunicada previamente al Ente de Fiscalización. El programa de terminación podrá ser entregado por medio electrónico y el Ente de Fiscalización podrá solicitar la información adicional o complementaria que considere pertinente por el mismo medio.

Una vez el pozo se haya terminado, independiente de su clasificación inicial, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes, se enviará al Ente de Fiscalización, debidamente diligenciada, la Forma 6 *“Informe de Terminación Oficial”*, contenida en el *Anexo 1* de la presente resolución. En caso de un programa intensivo de desarrollo o abandono del pozo, previa solicitud y debida justificación por parte del Operador, el Ente de Fiscalización podrá ampliar dicho plazo. En casos de realización de una prueba inicial de producción o prueba de inyectividad, el plazo comienza a regir a partir de la fecha de finalización de la respectiva prueba autorizada por el Ente de Fiscalización.

El Ente de Fiscalización tendrá un plazo máximo de quince (15) días calendario para emitir respuesta frente a la Forma 6 *“Informe de Terminación Oficial”*, contados a partir de la fecha de recibo de la información.

Parágrafo 1. En los pozos de desarrollo y de avanzada, el programa de terminación oficial estará incluido en el programa de perforación de que trata el artículo 13 de la presente resolución, el cual es presentado junto con la solicitud de Forma 4 *“Permiso para Perforar”*, contenida en el *Anexo 1* de la presente resolución, antes de iniciar la perforación.

Parágrafo 2. Con la solicitud de aprobación de la Forma 6 *“Informe de Terminación Oficial”*, contenida en el *Anexo 1* de la presente resolución, el Operador deberá presentar adicionalmente la información del área del yacimiento de hidrocarburos en los términos establecidos en el artículo 3.1.1.1.5. del Decreto 1821 de 2020.

Parágrafo 3. Ningún pozo se podrá terminar en hueco abierto, salvo en casos excepcionales autorizados por el Ente de Fiscalización mediante el permiso para perforar. Para esto, el Operador deberá tener en cuenta el cumplimiento de la gestión de integridad del pozo, de que trata el artículo 58 de la presente resolución.

Artículo 22. Prueba inicial de producción. Concluida la perforación y completamiento del pozo exploratorio, el Operador realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviar el programa de pruebas al Ente de Fiscalización y la solicitud de configuración para el Informe Diario de Producción -IDP- de que trata el artículo 51 de la presente resolución, y sin perjuicio de las obligaciones y trámites ambientales a los que haya lugar.

El programa de pruebas iniciales deberá ser enviado al Ente de Fiscalización para aprobación previa, con una antelación no menor a diez (10) días calendario, y el Ente de Fiscalización aprobará o no la solicitud en un término no mayor a cinco (5) días calendario después de recibida la solicitud a satisfacción y de verificar las condiciones técnicas de las facilidades para pruebas iniciales de producción de las que trata el inciso 2 del artículo 23 de la presente resolución.

El referido programa de pruebas iniciales para pozos exploratorios deberá contener como mínimo lo siguiente:

1. Cronograma de las actividades a realizar.
2. Indicar los intervalos del objetivo primario a probar y los intervalos del objetivo secundario a probar, si los hay.

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

3. Solicitud de permiso para quema de gas, en concordancia con lo establecido en el artículo 8 de la Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan. Aplica también en operaciones costa afuera.
4. Registros de presión.
5. Programa de cañoneo, indicando tipo de cañoneo.
6. Indicar el tipo de sarta de pruebas a utilizar, que señale los mecanismos de toma de presiones y muestreo de fluidos, entre otros.
7. Plan para inducir pozo a flujo, de estimulación y/o remoción del daño de formación, si aplica.
8. Análisis de riesgo operacional, donde se identifiquen como mínimo: los equipos y sistemas críticos de las facilidades de prueba y se prevean eventos no deseados como fallas, derrames, incendios, entre otros.
9. Descripción técnica de los equipos o facilidades de superficie para realizar las pruebas de fluidos, los cuales pueden ser, entre otros, múltiple de producción (manifold), separador(es) de petróleo, agua y/o gas, líneas de producción, tanques de almacenamiento, línea de gas, teas, cargadero de petróleo, cargadero de agua de producción, bombas de transferencia, etc., para lo cual se puede tomar como referencia algunas de las siguientes prácticas recomendadas o estándares: API RP 8B *“Operación y mantenimiento equipos de Izaje”*, API RP 12R1 *“Operación y Mantenimiento tanques de producción”*, API RP 12J *“Operación y Mantenimiento Separadores de Petróleo Gas”*. Además, dicha descripción deberá detallar los equipos necesarios para la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos, en concordancia con lo establecido en la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.
10. Diagrama o esquema de las facilidades de superficie para las pruebas del pozo, a escala legible, con la descripción de los procesos de tratamiento, separación, medición, manejo y disposición final de los fluidos de producción.

La prueba inicial de producción tendrá una duración máxima de diez (10) días calendario por intervalo probado, sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, pruebas de presión, acondicionamiento del pozo, flujos de producción intermitentes o interrumpidos durante el transcurso del día. Para la medición de fluidos se deberá cumplir con lo establecido en la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan. Los resultados de la prueba se reportarán en la Forma 6 *“Informe de Terminación Oficial”*.

Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ente de Fiscalización podrá autorizar la prórroga de la prueba inicial, previa presentación por parte del Operador de un informe técnico que justifique la solicitud, con una antelación no menor a tres (3) días hábiles para finalizar la prueba. El Ente de Fiscalización, aprobará o no la solicitud de prórroga en un término no mayor a dos (2) días hábiles después de recibida la solicitud.

Parágrafo 1. Cuando esté en riesgo la integridad del pozo, se podrá prescindir de la toma de registros de presión y/o muestras de fluidos, con autorización previa del Ente de Fiscalización.

Parágrafo 2. Para efectos de pruebas iniciales en operaciones costa afuera, se deberá cumplir con lo establecido en la Resolución 40295 del 7 de octubre de 2020 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 23. Facilidades para la prueba inicial de producción. El Operador podrá utilizar equipos y facilidades instaladas de forma transitoria, los cuales deberán cumplir con los criterios exigidos para una operación segura para el tratamiento de los hidrocarburos. Así mismo, deberá observar lo establecido en la Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

En los pozos exploratorios y de avanzada, el Ente de Fiscalización realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades iniciales de producción. De la visita se levantará un acta y si no se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá iniciar la prueba. En el evento en que se formulen observaciones y el Operador no ejecute los correctivos necesarios en los tiempos acordados, se podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

Parágrafo 1. La capacidad mínima del recinto de contención de los tanques de almacenamiento a utilizar durante la prueba inicial será del 100% del volumen del tanque que albergue. Si el recinto de contención contiene dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de mayor

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

capacidad dentro del recinto, más el diez por ciento (10%) de suma de la capacidad de los otros tanques. El recinto de contención debe contar con su respectivo material impermeable y sistema de drenaje, con el fin de que cumpla la función de contener y confinar posibles derrames de productos de los tanques de almacenamiento.

Parágrafo 2. Para efectos de pruebas iniciales en operaciones costa afuera, se deberá cumplir con lo establecido en la Resolución 40295 del 7 de octubre de 2020 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 24. Cambios posteriores a la terminación oficial. Para realizar trabajos posteriores a la terminación oficial en un pozo, del tipo *“Reacondicionamiento de Pozo”*, el Operador deberá solicitar autorización al Ente de Fiscalización con al menos quince (15) días calendario de anticipación, diligenciando la Forma 7 *“Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”*, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución. Quince (15) días calendario después de terminado el trabajo, el Operador debe informar sobre los resultados a través de la Forma 10 *“Informe de Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”*, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución. El Ente de Fiscalización emitirá respuesta frente a la Forma 7 *“Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”* y Forma 10 *“Informe de Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”* en un plazo máximo de quince (15) días calendario contados a partir de la radicación de la respectiva solicitud.

En el caso de trabajos posteriores a la terminación oficial del tipo *“Servicios a pozo”*, el Operador, previo al inicio de los trabajos, deberá remitir al Ente de Fiscalización una comunicación en la cual se adjunte el plan detallado, plan de contingencias y justificación técnica de las actividades a realizar. En un plazo máximo de quince (15) días calendario después de terminado el trabajo, el Operador, mediante comunicación al Ente de Fiscalización, deberá informar sobre los resultados.

Parágrafo 1. Los equipos de reacondicionamiento o intervención de pozos deberán contar con un programa de gestión de aseguramiento, para la inspección y mantenimiento, que contemple como mínimo el tipo de inspección y periodicidad, según categoría o nivel de inspección, en observancia de los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales, especialmente las recomendadas por el API, NORSOK, ISO, ASME, ASTM, NTC-Icontec y buenas prácticas de la industria petrolera.

Cuando el Operador considere necesario realizar trabajos con equipos para reacondicionamiento o intervención de pozos, que requieran la solicitud de la Forma 7 *“Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”* deberá adjuntar el certificado vigente de inspección del equipo, sus sistemas y/o componentes, de conformidad con el programa de gestión de aseguramiento. Los certificados que, por el tipo de categoría o nivel de inspección se realizan con una periodicidad mayor a doce (12) meses, deberán haber sido expedidos por una compañía especializada nacional o internacional, acreditada bajo la versión actualizada de la norma ISO/IEC 17020 o ISO/IEC 17021.

Parágrafo 2. Una vez aprobada la Forma 7 *“Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”* por el Ente de Fiscalización, el Operador deberá ejecutar las actividades planeadas, como máximo en tres (3) meses, contados a partir de la fecha establecida para iniciar los trabajos, garantizando todo el tiempo la integridad del pozo. Una vez transcurrido este plazo, si no se llegasen a desarrollar las actividades autorizadas por el Ente de Fiscalización en el permiso, este perderá vigencia y de ser necesario deberá ser tramitado nuevamente. Si el Operador por determinada circunstancia requiere utilizar otro equipo al propuesto inicialmente para realizar los trabajos posteriores, podrá hacerlo siempre y cuando cumpla con lo establecido en el parágrafo 1 del presente artículo.

Parágrafo 3. Para instalar o cambiar un sistema de levantamiento artificial, se debe anexar a la Forma 7 *“Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”* la justificación técnica y económica del sistema que se pretende utilizar y presentar un diagrama donde se muestren los equipos de fondo de pozo y superficie.

Parágrafo 4. En los casos de abandono de pozos, el informe se tramitará de conformidad con lo estipulado en la Resolución 40622 del 17 de octubre de 2023 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 25. Terminación múltiple. Cuando un pozo se termine en forma múltiple, se debe informar de los resultados del trabajo al Ente de Fiscalización a través de la Forma 11 *“Informe de Terminación”*

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Múltiple de Pozo”, contenida en el *Anexo 1* de la presente resolución, en un término no mayor a quince (15) días calendario.

Artículo 26. Utilización de acuíferos. Cuando se hayan encontrado cuerpos de agua dulce y deba abandonarse el pozo, los trabajos se podrán realizar con las condiciones técnicas que permitan la utilización futura como pozo captador de agua, garantizando la integridad del pozo en el (los) revestimiento (s) en el (los) cual (es) se encuentre (n) el (los) acuífero (s). Esto sin perjuicio de lo exigido en la Resolución 40622 del 17 de octubre de 2023 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. Quien pretenda utilizar a futuro el pozo abandonado como captador de agua, deberá tener en cuenta lo establecido en la sección 16 del capítulo 2 del Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015 del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible o las normas que lo modifiquen o sustituyan, en lo referente a aguas subterráneas, y, en general, deberá obtener todos los permisos y/o licencias pertinentes de la autoridad ambiental competente, de conformidad con la normatividad aplicable.

Artículo 27. Disposición de cortes de perforación en el subsuelo. Sin perjuicio de lo establecido por la autoridad ambiental, para el análisis de la posible disposición de cortes de perforación en el subsuelo, el Operador deberá presentar al Ente de Fiscalización un programa que incluya como mínimo la siguiente información:

1. Caracterización fisicoquímica de la lechada y evaluación experimental para analizar en laboratorio la compatibilidad lechada de cortes-fluido, sensibilidad lechada de cortes-roca, tasa crítica de flujo.
2. Prueba(s) de inyectividad a realizar en la formación almacenadora.
3. Demostrar capacidad de aislamiento de las formaciones sellos.
4. La ubicación de los pozos inyectoros y monitoreo de variables operativas (caudal de inyección, presión de inyección, volumen de lechada inyectada, entre otros).
5. Evaluación de la capacidad volumétrica en el tiempo por parte de la formación geológica en la cual se dispondrán los cortes.
6. Estudios soporte de hidrogeología que permita identificar que con los procesos de disposición de cortes no se van a comunicar las aguas dispuestas con la superficie o con otros acuíferos, generando posibles impactos ambientales.
7. Casos de pilotos o proyectos de este tipo desarrollados a nivel nacional o internacional, especialmente de carácter regional o análogo, donde se describan las condiciones técnicas de los pilotos o proyectos, tipo de tecnologías utilizadas y sus resultados.

El Ente de Fiscalización emitirá un concepto frente al programa de disposición de cortes de perforación en el subsuelo en un plazo no mayor a dos (2) meses después de recibida la información a conformidad. El referido concepto en ningún caso se entenderá como una autorización de las actividades de disposición de cortes de perforación en el subsuelo. No obstante, servirá como insumo de análisis para la autoridad ambiental en el marco de sus competencias, en caso de recibir alguna solicitud relacionada con el tipo de proyecto referido en el presente artículo.

Artículo 28. Pruebas extensas de producción. Para realizar las pruebas extensas de producción, el Operador deberá obtener autorización previa del Ente de Fiscalización, para cuyos efectos presentará con al menos diez (10) días calendario de anticipación al inicio de la actividad, la solicitud de autorización de prueba extensa con la siguiente información:

1. Forma 6 “Informe de Terminación Oficial” del pozo o el soporte de entrega al Ente de Fiscalización, formato contenido en el *Anexo 1* de la presente resolución, con sus respectivos anexos, incluidos los resultados de las pruebas iniciales.
2. Objetivo, alcance y cronograma de cada una de las actividades que se van a realizar, en las cuales se deben incluir, entre otros, periodos y parámetros de flujo de producción, la caracterización de los fluidos de yacimiento (petróleo, gas y agua) y las pruebas de presión. El resultado de las pruebas de presión se reportará al Ente de Fiscalización dentro de los treinta (30) días calendario siguientes de realizada la prueba, a través de la Forma 8 “Informe sobre Prueba de Presión”.
3. Diagrama de las facilidades de producción, con la propuesta de puntos de fiscalización, la descripción del proceso de separación del hidrocarburo para dejarlo en condiciones de transferencia o venta, junto con el manejo y disposición de agua (si aplica) y el procedimiento de medición, en concordancia

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

con lo establecido en la Resolución 40236 de 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

4. Análisis de riesgo operacional, donde se identifiquen como mínimo los equipos y sistemas críticos de las facilidades de prueba y se prevean eventos no deseados como fallas, derrames, incendios, entre otros. A su vez, deberá considerar lo establecido en la Resolución 40066 de 11 de febrero de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

El Ente de Fiscalización emitirá respuesta sobre la solicitud dentro de los diez (10) días calendario posteriores a la recepción de esta. Durante este plazo, el Ente de Fiscalización deberá verificar las condiciones técnicas de las facilidades para pruebas extensas de producción que trata el parágrafo 1 del presente artículo.

Las pruebas extensas tendrán una duración de seis (6) meses, prorrogables en función de su alcance, previa autorización del Ente de Fiscalización en los términos que éste especifique. El Operador deberá presentar la solicitud de prórroga con una antelación no menor a veinte (20) días calendario para finalizar el plazo del permiso de prueba vigente y el Ente de Fiscalización emitirá respuesta sobre la solicitud dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la recepción de esta. En todos los casos, dependiendo la modalidad contractual, la duración de la prueba extensa no puede exceder la fecha límite para declaración o solicitud de comercialidad, por tal motivo la solicitud del Operador y la autorización por parte del Ente de Fiscalización para la prueba extensa de producción deberá estar enmarcada en dichos plazos.

Parágrafo 1. El Ente de Fiscalización realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades de prueba extensa de producción. De la visita se levantará un acta o concepto el cual será tenido en cuenta como insumo para dar respuesta a la solicitud. En los casos en que las facilidades que se pretendan utilizar para la prueba extensa de producción no sufran cambios respecto de las utilizadas durante la prueba inicial, no será necesaria la visita de verificación previa por parte del Ente de Fiscalización. No obstante, en cualquier momento el Ente de Fiscalización podrá verificar dicha información indicada por el Operador.

Parágrafo 2. La capacidad mínima del recinto de contención de los tanques de almacenamiento a utilizar durante la prueba extensa de producción será del 100% del volumen del tanque que albergue. Si el recinto de contención contiene dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de mayor capacidad dentro del recinto, más el diez por ciento (10%) de suma de la capacidad de los otros tanques. El diseño de las Facilidades de producción deberá contemplar la instalación de cunetas y cajas para manejo y control de fluidos, así como, que el recinto de contención de los tanques de almacenamiento cuente con su respectivo drenaje y cumpla la función de contener y confinar posibles derrames de productos de los tanques de almacenamiento.

Artículo 29. Producción temprana. Treinta (30) días calendario antes de terminar el periodo de pruebas extensas de producción y si se encuentra en trámite la licencia ambiental global -LAG- o se demuestra la gestión de elaboración del estudio de impacto ambiental -EIA- respectivo, en concordancia con lo establecido en los artículos 2.2.2.3.6.1. a 2.2.2.3.6.3. del Decreto 1076 del 2015 del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, o en las normas que lo modifiquen o sustituyan, o se demuestra la gestión oportuna para la obtención de la resolución de explotación, el Operador podrá solicitar la autorización al Ente de Fiscalización para continuar con la producción del pozo bajo la figura de producción temprana, siempre y cuando, las actividades, uso de recursos naturales e impactos estén autorizados e incluidos en la licencia ambiental de exploración vigente o en el respectivo instrumento de manejo y control ambiental.

La solicitud de autorización de producción temprana deberá ser presentada al Ente de Fiscalización con la debida justificación por la cual se requiere dicho periodo de producción, así como incluir las evidencias del trámite de licenciamiento ambiental global adelantado.

La producción temprana tendrá una duración de seis (6) meses, prorrogables en función de su alcance, por periodos iguales, con una duración máxima total de veinticuatro (24) meses, o hasta que se cuente con resolución de explotación; previa autorización del Ente de Fiscalización, en los términos que éste especifique. Las prórrogas deberán estar sujetas a la demostración, por parte del Operador, que continúa la gestión oportuna para la obtención de la licencia ambiental global, que las actividades, uso de recursos naturales e impactos generados durante esta etapa, continúan estando autorizados e

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

incluidos en la licencia ambiental de exploración vigente o en el instrumento de manejo ambiental respectivo.

El Ente de Fiscalización deberá emitir respuesta sobre la solicitud dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la recepción de esta.

TÍTULO V RESOLUCIÓN DE EXPLOTACIÓN

Artículo 30. Resolución de explotación. Posterior a la declaración de comercialidad de un descubrimiento, el Operador del campo deberá solicitar ante el Ente de Fiscalización la respectiva “Resolución de Explotación”. Las resoluciones de explotación serán otorgadas por el Ente de Fiscalización dentro de los sesenta (60) días calendario siguientes a la presentación de la solicitud, mediante acto administrativo debidamente motivado, previo cumplimiento de los requisitos o conformidad de todas las condiciones y/o documentación señalada a continuación:

1. Diseño y/o diagrama de las facilidades de producción, con la propuesta del punto de medición oficial -PMO-, la descripción del proceso de separación del hidrocarburo para dejarlo en condiciones de transferencia o venta, junto con el manejo y disposición de agua (si aplica). Lo anterior, en concordancia con lo estipulado en la Resolución 40236 de 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
2. Los procedimientos de medición, aforo de los tanques, la calibración de los equipos de medición y el patronamiento de las cintas, termómetros y demás instrumentos y equipos de medición y de laboratorio, en concordancia con lo establecido en la Resolución 40236 de 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
3. Análisis de riesgo operacional.
4. La Licencia ambiental global o copia de las autorizaciones, permisos o aprobaciones correspondientes, según el instrumento ambiental que aplique, sin perjuicio de otros documentos o información que sean requeridos, como constancias de ejecutoria o de vigencia de los actos administrativos.
5. Para contratos de asociación, presentar copia de la información enviada a Ecopetrol S.A. de la solicitud de comercialidad, el pronunciamiento de dicha Empresa sobre la aceptación o no de explotación por parte del Contratista, cuando corresponda a la modalidad de solo riesgo.
6. Información actualizada del área del yacimiento de hidrocarburos a la que se refiere el artículo 3.1.1.1.5. del Decreto 1821 de 2020.
7. Información de la caracterización de cada yacimiento por el componente geológico y por el mecanismo de empuje inicial, así como la caracterización de fluidos de yacimiento de acuerdo con lo señalado en los artículos 39 y 40 de la presente resolución.

Una vez radicada la solicitud de resolución de explotación, el Ente de Fiscalización verificará en un plazo máximo de quince (15) días calendario, que las facilidades de producción cumplan con lo señalado en los numerales 1 y 2 del presente artículo. En caso de existir observaciones, no conformidades o recomendaciones por parte del Ente de Fiscalización, éstas deberán ser atendidas por el Operador en un plazo razonable dispuesto por el Ente de Fiscalización. En caso de no cumplir con lo acordado se devolverá el trámite al Operador, informando sobre el incumplimiento.

Parágrafo. Cada vez que cambien las condiciones técnicas u operativas, y esto implique un cambio del punto de medición oficial -PMO- o modificaciones en el área comercial, el Operador deberá solicitar al Ente de Fiscalización la actualización de la respectiva resolución de explotación, cuyo trámite se registrará por lo señalado en el presente artículo, sin perjuicio del cumplimiento de los instrumentos ambientales a que haya lugar.

TÍTULO VI PRODUCCIÓN

Artículo 31. Requerimientos para la producción. Las actividades de producción, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos deberán llevarse a cabo atendiendo los lineamientos y requerimientos técnicos establecidos en la presente resolución y la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que las modifiquen o sustituyan, y cumplir con los requerimientos para la detección y reparación de fugas y el aprovechamiento de gas natural para evitar

Continuación de la resolución: "Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos"

al máximo razonablemente posible la quema y el venteo, siguiendo lo dispuesto en la Resolución 40066 de 11 de febrero de 2022 y la Resolución 40317 del 10 de abril de 2023 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que las modifiquen o sustituyan; así como los tramites ambientales a los que haya lugar.

Artículo 32. Aprovechamiento de aguas de formación. El Operador podrá evaluar la posibilidad de emplear fluidos con alta saturación de agua de formación, encontrados en una formación potencialmente productora de hidrocarburos, como fluido para reinyección en proyectos de recobro secundario (inyección de agua o mantenimiento de presión) o recobro terciario o mejorado, sin perjuicio de lo exigido por la autoridad ambiental competente.

Para el concepto previo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, de que trata el inciso segundo del numeral 2.5 del artículo 4 de la Resolución 0855 de 2022 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquellas que la modifiquen o sustituyan, el Operador deberá presentar para evaluación y aprobación de dicha Entidad, la justificación técnica respectiva. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, tendrá treinta (30) días calendario para emitir el concepto, contados a partir de la presentación de la solicitud a conformidad.

El referido concepto del que trata el presente artículo, emitido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, deberá incluir, entre otros, el análisis fisicoquímico del fluido, la información relacionada con los límites máximos operativos de caudal y presión de inyección recomendados.

Artículo 33. Disposición final de aguas de producción. Para la disposición final de aguas de producción en formaciones geológicas diferentes a los yacimientos de hidrocarburos o en formaciones productoras de hidrocarburos, el Operador deberá presentar al Ente de Fiscalización para su evaluación y aprobación, el programa de disposición final de aguas de producción, que deberá incluir como mínimo la siguiente información:

1. Evaluación experimental para analizar en laboratorio la compatibilidad fluido-fluido, sensibilidad fluido-roca, tasa crítica de flujo, y resultados de pruebas de laboratorio, según se tenga información disponible para tal efecto, en cuyo caso negativo, el Operador deberá informar debidamente soportado al Ente de Fiscalización la imposibilidad técnica de dichas pruebas.
2. Resultados de prueba(s) de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente la Forma 7 "Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial", contenida en el Anexo 1 de la presente resolución.
3. Características geológicas de aislamiento de las formaciones sellos, que restrinjan la migración de fluidos a otras unidades geológicas diferentes a la unidad propuesta para la inyección.
4. La ubicación de los pozos inyectoros y monitoreo de variables operativas (caudal de inyección, presión de inyección, volumen de fluidos inyectados, entre otros).
5. Evaluación que demuestre las condiciones de permeabilidad y capacidad volumétrica de recepción de agua en el tiempo por parte de la formación geológica en la cual se dispondrá el agua.
6. Estudios soporte de hidrogeología que permita identificar que con los procesos de disposición de agua no se van a comunicar las aguas dispuestas con la superficie o con otros acuíferos, generando posibles impactos ambientales y que contemple, como mínimo, la capacidad estimada de confinamiento de la unidad o formación geológica seleccionada, así como, la identificación de fallas o fracturas que puedan afectar la integridad en la inyección.

El Ente de Fiscalización se pronunciará frente a la solicitud de disposición final de aguas de producción, en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario, después de recibida la solicitud a completitud. La capacidad de inyección, límites máximos operativos de caudal y presión de inyección permitidos, dependerán de los resultados del análisis de características geológicas y prueba de inyectividad. Todo lo anterior, sin perjuicio de lo exigido por la autoridad ambiental.

Parágrafo 1. En caso de que existan actualizaciones al proyecto de disposición final de aguas de producción, pudiendo tenerse aguas de producción de uno o varios pozos en el mismo campo, el Operador las deberá presentar a través del Informe Técnico Anual -ITA-.

Parágrafo 2. Los Operadores deberán priorizar el uso de aguas de producción en sus operaciones de mantenimiento de presión o en el desarrollo de proyectos de recobro, antes que la disposición final.

Continuación de la resolución: "Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos"

Artículo 34. Almacenamiento de gas natural. Para el almacenamiento de gas natural de que trata el parágrafo del artículo 5 de la Resolución 40066 del 11 de febrero del 2022 del Ministerio de Minas y Energía modificada por la Resolución 40317 del 10 de abril del 2023 y demás normas que la modifiquen o sustituyan, el Operador deberá presentar para aprobación del Ente de Fiscalización, el proyecto de almacenamiento de gas natural que debe incluir, como mínimo, las siguientes actividades e información:

1. Resultados de análisis de laboratorio y parámetros utilizados para tal efecto, correspondientes a compatibilidad fluido-fluido, sensibilidad fluido-roca, tasa crítica de flujo.
2. Resultados de prueba(s) de inyectividad, para lo cual será diligenciada previamente la Forma 7 "Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial", contenida en el Anexo 1 de la presente resolución.
3. Demostrar que la formación geológica objetivo cuenta con características de permeabilidad y capacidad de volumen de almacenamiento, así como, características geológicas que restrinjan la migración de fluidos a otras unidades geológicas diferentes a la unidad propuesta para la inyección.
4. La ubicación de los pozos inyectores, y monitoreo de variables operativas (caudal de inyección, presión de inyección, volumen de fluidos inyectados, entre otros).

El Ente de Fiscalización se pronunciará frente a la solicitud de almacenamiento de gas natural, en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario, después de recibida la solicitud a completitud. La capacidad de inyección, límites máximos operativos de caudal y presión de inyección permitidos, dependerán de los resultados del análisis de características geológicas y prueba de inyectividad.

Todo lo anterior, sin perjuicio de lo exigido por la autoridad ambiental.

Parágrafo 1. En caso de ser aprobado el proyecto de almacenamiento de gas natural, las actualizaciones al referido proyecto deberán presentarse a través del Informe Técnico Anual -ITA-.

Parágrafo 2. Las anteriores disposiciones aplican igualmente para proyectos de almacenamiento de gases inertes o, compuestos con propiedades de gas inerte asociados al gas natural de producción, extendiéndose esta aplicación a la inyección de dióxido de carbono (CO₂), que, no obstante, no sea inerte, se comporta como tal en el yacimiento.

Parágrafo 3. Para efectos de seguimiento, monitoreo y control, el Ente de Fiscalización podrá solicitar un informe de monitoreo y control y/o mitigación de riesgos, en los términos que este especifique.

Artículo 35. Pruebas de pozos. Todo pozo en producción debe ser probado en concordancia con lo establecido en la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o aquellas que la modifiquen o sustituyan, por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis horas, siempre y cuando sus resultados sean representativos del comportamiento de afluencia del pozo, de acuerdo con la medición a prorrata o asignación, con el fin de determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos, o siempre que cambien las condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción.

El cambio en la frecuencia y duración de las pruebas debe ser previamente aprobado por el Ente de Fiscalización. Los datos obtenidos deben reportarse al Ente de Fiscalización mensualmente en los informes o documentos establecidos para el efecto, señalados en el artículo 51 de la presente resolución.

Artículo 36. Requerimientos para la medición. Los procedimientos, equipos de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual estos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales estos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, se realizarán de conformidad con la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 37. Condiciones para suspensión y abandono de pozos. Con respecto a las condiciones, requisitos y plazos de solicitudes relacionadas con suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, deberá considerarse lo establecido en la Resolución 40622 del 17 de octubre del 2023 del Ministerio de Minas y Energía o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Continuación de la resolución: "Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos"

TÍTULO VII CONTROL DE YACIMIENTOS

Artículo 38. Explotación responsable y sostenible. La explotación de hidrocarburos se realizará de acuerdo con las tasas de producción más eficientes aprobadas por el Ente de Fiscalización, con el fin de aprovechar la energía natural del yacimiento. Además, se deberá monitorear el comportamiento de las presiones, la relación gas-petróleo (GOR) y relación agua-petróleo (WOR), de acuerdo con la caracterización de fluidos de yacimiento, con el objeto de obtener, técnica y económicamente, el máximo factor de recobro del yacimiento.

El Ente de Fiscalización podrá solicitar la información en los términos y condiciones que considere pertinentes con el fin de evaluar las tasas óptimas de producción.

El Operador deberá presentar cada año en el Informe Técnico Anual -ITA-, la información del factor de recobro actual, y el último o máximo esperado por tipo de hidrocarburo para cada yacimiento, sin perjuicio de la información técnica adicional que pueda requerir el Ente de Fiscalización al respecto.

Artículo 39. Caracterización de yacimientos. Cada yacimiento deberá ser caracterizado por el componente geológico y mecanismo de empuje inicial en el yacimiento. Esta información será presentada por el Operador al Ente de Fiscalización después de finalizadas las pruebas extensas de producción y podrá ser actualizada de forma posterior en el correspondiente Informe Técnico Anual -ITA-.

Según el tipo de trampa geológica donde se almacenan los hidrocarburos, el yacimiento podrá ser caracterizado como trampa estructural, trampa estratigráfica o trampa mixta.

Respecto al mecanismo de empuje inicial, cada yacimiento se debe identificar bajo alguno de los siguientes mecanismos:

1. Expansión de roca y fluido
2. Empuje por gas en solución
3. Empuje por capa de gas
4. Empuje hidráulico
5. Segregación gravitacional
6. Mecanismos de empuje combinado.

Artículo 40. Caracterización de fluidos de yacimiento. Cada muestra de gas, condensado, petróleo o agua obtenida de un pozo exploratorio será analizada para determinar sus propiedades fisicoquímicas y los resultados obtenidos serán incluidos en la Forma 6 "Informe de Terminación Oficial", contenida en el Anexo 1 de la presente resolución, cuando estas sean realizadas antes de la terminación del pozo; cuando los análisis o sus resultados sean obtenidos de manera posterior a la terminación oficial del pozo, los resultados serán reportados según se indica en los diferentes apartes de la presente resolución o de la forma que indique el Ente de Fiscalización.

Durante la prueba inicial o las pruebas extensas de producción, para todo yacimiento, se deben realizar las pruebas necesarias para caracterizar los fluidos originales del yacimiento, el tipo de hidrocarburo, el agua de formación y el gas. Para caracterizar los hidrocarburos se debe realizar muestreo de fluidos de fondo de pozo, en el caso que no se pueda realizar dicho muestreo, se debe presentar justificación técnica ante el Ente de Fiscalización y se hará en superficie o con muestras recombinadas tomadas en las facilidades de producción, siguiendo lo establecido en la última versión de la norma API RP-44.

Para cada yacimiento, el Operador deberá realizar para la fase de hidrocarburos líquidos, el análisis PVT, gravedad API y SARA, éste último cuando aplique; para la fase gaseosa, la cromatografía como mínimo hasta los componentes (C₆⁺), gases inertes como nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂), y ácido sulfhídrico (H₂S), así como hidrógeno (H₂) y helio (He); y para el agua de formación, el análisis fisicoquímico.

La determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en los puntos de medición oficial -PMO-, deberá realizarse de conformidad con lo dispuesto en la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Las pruebas necesarias para caracterización de fluidos se podrán efectuar a través de laboratorios especializados, los cuales deberán estar debidamente acreditados a nivel nacional o internacional, bajo la versión actualizada de la norma ISO/IEC 17025.

Artículo 41. Pruebas de presión de yacimiento. Por lo menos cada seis (6) meses durante los primeros tres (3) años del periodo de explotación, y anualmente después de ese período, se debe ejecutar un programa de monitoreo de la presión a cada uno de los yacimientos en explotación o, en su defecto, se deben colocar sensores de fondo permanentes para el mismo propósito. El Ente de Fiscalización deberá autorizar dicho programa.

Los resultados serán reportados al Ente de Fiscalización en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario después de finalizada la prueba mediante la Forma 8 “Informe Sobre Prueba De Presión”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución. El informe deberá contener el análisis, interpretación y resultado de las pruebas, así como los parámetros utilizados, indicando la fuente o procedimiento para su estimación. Además, anexará las gráficas, cálculos, modelos y métodos de interpretación e informará acerca del programa de interpretación utilizado.

Parágrafo. La periodicidad de las pruebas de presión de yacimiento puede ser modificada a solicitud del Operador, previa justificación técnica y aprobación del Ente de Fiscalización, quien se pronunciará en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario después de recibida la solicitud.

Artículo 42. Mantenimiento de presión del yacimiento. En yacimientos en cuyo mecanismo inicial no haya restauración continua de la presión, o el Operador considere que es necesario hacer mantenimiento de presión del yacimiento desde la fase inicial de la producción, éste podrá realizarse mediante la inyección de agua, inyección de gas, su combinación o alternancia, considerando el mecanismo de empuje inicial que tenga el yacimiento.

Todo piloto o proyecto de mantenimiento de presión por inyección y sus modificaciones deberán ser previamente aprobados por el Ente de Fiscalización y su duración deberá ser concertada entre el Operador y el Ente de Fiscalización. Para tal efecto, el Operador deberá realizar la solicitud a través de la Forma 13 “Permiso para Proyecto de Mantenimiento de Presión o Inyección”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución, anexando el plan de mantenimiento de presión el cual debe contener, como mínimo, lo siguiente:

1. Resultados de evaluación experimental de la compatibilidad fluido-fluido, sensibilidad fluido-roca, tasa crítica de flujo.
2. Prueba(s) de inyectividad a realizar o sus resultados, para lo cual será diligenciado previamente la Forma 7 “Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución.
3. La ubicación de los pozos inyectoros.
4. Monitoreo de variables operativas (caudal de inyección, presión de inyección, volumen de fluidos inyectados, entre otros).
5. Diseño de las facilidades requeridas. Una vez éstas se hallen instaladas, el Ente de Fiscalización podrá verificar si corresponden o no al diseño aprobado. De no corresponder, dicha entidad podrá suspender la operación.
6. Resultados de evaluación comparativa mediante simulación de yacimientos, con predicciones del aumento del factor de recobro respecto al caso base o estado actual, y el esperado, o prognosis considerada por el Operador.

El Ente de Fiscalización se pronunciará frente al “Permiso para Proyecto de Mantenimiento de Presión”, en un plazo no mayor a quince (15) días calendario después de recibida la solicitud.

Todo lo anterior, sin perjuicio del cumplimiento de los trámites ambientales pertinentes.

Artículo 43. Programa de recobro. Con el fin de lograr la máxima eficiencia de recobro de los hidrocarburos en el país, y para el caso de aquellos campos donde no se cuente con un programa de recobro y desee implementarse, los Operadores deberán presentar al Ente de Fiscalización en un plazo máximo de doce (12) meses desde la entrada en vigencia de la presente resolución, un estudio técnico-económico para cada uno de sus campos en etapa de explotación, en el que se identifique la viabilidad

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

o no de implementar proyectos encaminados a incrementar el factor de recobro actual y ultimo esperado. El estudio técnico-económico deberá considerar como mínimo la siguiente información:

1. Estudio integrado de yacimientos.
2. Validación estimada del petróleo original en sitio (OOIP), gas original en sitio (OGIP), el factor de recobro por tipo de hidrocarburo, la producción acumulada de hidrocarburos y las reservas. Lo anterior, sustentado en el más reciente informe de recursos y reservas de hidrocarburos presentado al Ente de Fiscalización.
3. Diagnóstico y evaluación técnica del desarrollo histórico del yacimiento. Esto, en contraste con análogos o consideraciones de análisis teóricos o generales de las eficiencias de recuperación que apliquen a cada campo de acuerdo con sus mecanismos de producción y tipo de yacimientos desde fluidos o características básicas.
4. Identificación y priorización de las oportunidades de recobro tales como: perforación *infill*, reacondicionamiento de pozos, reconfiguración de inyección y producción, ampliación o modificación de facilidades, estimulación de pozos, optimización de sistemas de levantamiento, mantenimiento de presión, recobro secundario o recobro mejorado, o cualquier otra tecnología que se identifique.
5. Factibilidad técnico-económica de la implementación de las oportunidades de recobro con las respectivas predicciones de producción y los tipos de recursos que se podrían migrar a reservas.

Una vez transcurrido el plazo mencionado en el inciso primero del presente artículo, el Operador, en el primer Informe Técnico Anual -ITA- correspondiente a la vigencia del año calendario siguiente y en adelante en cada ITA, presentará la justificación técnica y económica de la viabilidad o no de iniciar un programa de recobro secundario o mejorado en sus campos. En el evento en que el Operador informe que no se requiere programa de recobro, y el Ente de Fiscalización sí lo considere necesario, la Agencia Nacional de Hidrocarburos o la entidad que haga sus veces, en calidad de administrador del recurso hidrocarburífero, designará un equipo técnico plural al interior de la entidad para realizar un análisis técnico-económico en relación con las medidas y/o alternativas para obtener el máximo recobro en los campos, las cuales serán objetivo de estudio para analizar su viabilidad en conjunto con el Operador.

Parágrafo 1. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o la entidad que haga sus veces, en calidad de administrador del recurso hidrocarburífero, definirá mediante un acto administrativo de carácter general en un término máximo de seis (6) meses, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, la metodología que deberá seguir el equipo técnico de la entidad para realizar el análisis de forma objetiva que permita identificar medidas y/o alternativas para obtener el máximo recobro en los campos, con base en el estudio técnico-económico.

Parágrafo 2. En todo caso, el Ente de Fiscalización podrá solicitar información técnica adicional a la señalada en el presente artículo, cuando lo considere pertinente.

Artículo 44. Proyectos de recobro. Todo piloto o proyecto de recobro secundario, terciario o mejorado, por cualquier método, y su expansión al yacimiento y sus modificaciones deberán ser previamente aprobados por el Ente de Fiscalización y su duración deberá ser concertada entre el Operador y el Ente de Fiscalización. Para tal efecto, el Operador deberá presentar la solicitud por medio de la Forma 13 “Permiso para Proyecto de Mantenimiento de Presión o Inyección” o Forma 15 “Permiso para Recobro Mejorado”, según sea el caso, contenidas en el Anexo 1 de la presente resolución, adjuntando como mínimo la siguiente información:

1. Plan de la Prueba piloto:
 - a. Análisis de selección de la oportunidad de recobro identificada y priorizada de acuerdo con su factibilidad técnico-económica.
 - b. Descripción de las propiedades o fenómenos que se puedan alterar para el incremento del factor de recobro (tensión interfacial, viscosidad, densidad, presión capilar, entre otras). Si se trata de recobro mejorado.
 - c. Resultados de la evaluación experimental para analizar en laboratorio la compatibilidad fluido-fluido, sensibilidad fluido-roca, tasa crítica de flujo, eficiencia de desplazamiento, entre otros.
 - d. Prueba(s) de inyectividad a realizar en el campo y/o yacimientos o sus resultados, para lo cual será diligenciada previamente la Forma 7 “Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”, contenida en el Anexo 1 de la presente resolución.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

- e. Escenarios de simulación de yacimientos con el método de recobro a implementar y el tiempo a ejecutarse dicho piloto.
- f. Monitoreo de variables operativas (como mínimo: caudal de inyección, presión de inyección, volumen de fluidos inyectados y producidos, propiedades fisicoquímicas de fluidos inyectados y producidos).
- g. Diseño de las facilidades requeridas. Una vez éstas se hallen instaladas, el Ente de Fiscalización podrá verificar si corresponden o no al diseño aprobado. De no corresponder, dicha entidad podrá suspender la operación.

Todo lo anterior, sin perjuicio de lo exigido por la autoridad ambiental.

Dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la finalización de la prueba piloto o antes a decisión del Operador, éste deberá presentar al Ente de Fiscalización un informe de resultados de la prueba piloto que contenga los aspectos técnico-económicos, donde se concluya la viabilidad o no de avanzar a la fase de expansión del proyecto. Si la decisión es la de avanzar a la fase de expansión el Operador también deberá incluir la solicitud de actualización de la Forma 13 “Permiso para Proyecto de Mantenimiento de Presión o Inyección” o Forma 15 “Permiso para Recobro Mejorador”, según aplique, contenidas en el Anexo 1 de la presente resolución, con la información descrita en el numeral 2 del presente artículo.

- 2. Fase de expansión: El Operador que, a partir del desarrollo de la prueba piloto, decida avanzar en la fase de expansión del proyecto de recobro del o los yacimientos, deberá presentar la propuesta de desarrollo de la referida fase, en la que se incluya como mínimo la siguiente información:
 - a. Modelo estático que contenga el modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico.
 - b. Modelo dinámico que contenga el modelo de fluidos, el modelo roca fluido, los cálculos de petróleo original en sitio (OOIP), gas original en sitio (OGIP) y los tipos de reservas a desarrollar, de conformidad con el más reciente informe de recursos y reservas de hidrocarburos.
 - c. Resultados de las simulaciones tanto analíticas como numéricas de los escenarios del proyecto de recobro, que considere el arreglo de los pozos involucrados, escenarios de producción actual y esperada, su configuración y el monitoreo de variables, y variación esperada en el factor de recobro actual y esperado (EUR). De ser necesario, actualización del estudio de factibilidad técnico-económica, presentado con el informe de resultados de la prueba piloto, con las respectivas predicciones de producción y los tipos de reservas a desarrollar.
 - d. Diseño de las facilidades requeridas. Una vez éstas se hallen instaladas, el Ente de Fiscalización podrá verificar si corresponden o no al diseño aprobado. De no corresponder, dicha entidad podrá suspender la operación.
 - e. Plan de monitoreo de las variables operativas (como mínimo: caudal de inyección, presión de inyección, volumen de fluidos inyectados y producidos, propiedades fisicoquímicas de fluidos inyectados y producidos).
 - f. Plan de conversión de pozos a inyectores o perforación de nuevos pozos, si aplica.

El Ente de Fiscalización se pronunciará frente a la Forma 13 “Permiso para Proyecto de Mantenimiento de Presión o Inyección” o Forma 15 “Permiso para Recobro Mejorador”, según corresponda, contenidas en el Anexo 1 de la presente resolución, en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario después de recibida la solicitud.

La autorización emitida por el Ente de Fiscalización no exime al Operador del cumplimiento de las obligaciones ante las autoridades ambientales pertinentes.

Parágrafo 1. El Operador deberá reportar en la correspondiente forma de producción, el volumen de hidrocarburos incremental, de manera detallada según la normatividad aplicable.

Parágrafo 2. Cuando se trate de solicitudes para avanzar a la fase de expansión de un proyecto de recobro secundario, terciario o mejorado, el proyecto piloto podrá continuar su ejecución en los términos y condiciones aprobados por el Ente de Fiscalización hasta tanto el Ente de Fiscalización se pronuncie de manera definitiva frente a las solicitudes antes mencionadas.

Parágrafo 3. Para proyectos de recobro mejorado con inyección de CO₂, adicional a los requisitos establecidos en el presente artículo, el Operador deberá incluir en su solicitud información relacionada con los fenómenos asociados a la inyección de CO₂, como son el factor de hinchamiento, reducción de

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

la viscosidad, tensión interfacial, miscibilidad, evaluaciones de integridad del cemento por interacción con el CO₂, integridad de los pozos inyectoros, alternativas de reacondicionamiento, seguimiento a la corrosión y un plan de contingencia frente a la materialización de riesgo. En todo caso, el Ente de Fiscalización podrá solicitar información técnica adicional o ampliación de ésta, cuando lo considere pertinente.

Parágrafo 4. Toda suspensión de cualquier piloto o proyecto de recobro de un yacimiento de hidrocarburos deberá ser informada al Ente de Fiscalización dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la fecha de suspensión informando las razones por las cuales se suspende el referido programa y un estimado de los tiempos en que se reiniciarán las operaciones.

Parágrafo 5. El operador deberá presentar al Ente de Fiscalización, trimestralmente durante la primera semana de abril, julio, octubre y enero, un reporte detallado que permita evidenciar el cumplimiento del cronograma de las actividades propuestas, inversiones realizadas, actividades ejecutadas y resultados obtenidos. Cualquier desviación deberá ser justificada, incluyendo el plan de acción para cerrar las brechas en el cumplimiento de cronograma y plan de actividades.

Considérese dentro de la información y oportunidad en la emisión de ésta, informar a las autoridades competentes cualquier anomalía que se presente durante el desarrollo del proyecto, en cada una de sus actividades y fases, por efecto de las operaciones de intervención a pozos y/o sus consecuencias, tales como: superación de la presión de fractura, pérdida de fluidos, manifestaciones en superficie, influjos, entre otros, y las variaciones en plazos o duración del proyecto.

Artículo 45. Producción conjunta de yacimientos. El Ente de Fiscalización podrá autorizar la producción conjunta de yacimientos a través de un mismo pozo, cuando lo estime conveniente para un mejor aprovechamiento de los hidrocarburos o cuando se den las siguientes condiciones:

1. Cuando dos o más yacimientos o intervalos productores del mismo pozo tengan características litológicas, de fluidos y de presiones similares, a juicio de la evaluación que haga el Ente de Fiscalización, considerando la información de insumo presentada por el Operador, que no será la única a tener en cuenta para el concepto a emitir.
2. Cuando se demuestre que la explotación separada de los yacimientos no es económicamente viable y no afecta el recobro último del campo.
3. Cuando existan diferentes condiciones de caracterización de yacimiento, caracterización de fluidos de yacimiento, y presión de yacimientos, siempre y cuando se presente justificación técnica y económica que permita beneficio para el país. En tales casos, se deberá evitar o minimizar el flujo cruzado en los yacimientos, a menos que se pueda materializar técnicamente un beneficio en recobro máximo.

Artículo 46. Solicitud de producción conjunta de yacimientos. El Operador deberá solicitar autorización de producción conjunta de yacimientos a través de un mismo pozo al Ente de Fiscalización para lo cual deberá presentar, como mínimo, la siguiente información:

1. Caracterización de yacimientos conforme con lo establecido en el artículo 39 de la presente resolución.
2. Caracterización de los fluidos de yacimientos conforme con lo establecido en el artículo 40 de la presente resolución.
3. Estrategia de desarrollo conjunta para recobro primario, recobro secundario o recobro mejorado.
4. Estudio de factibilidad técnico-económica de la producción conjunta de yacimientos.
5. Plan de monitoreo de presión para cada yacimiento, describiendo la periodicidad, la cantidad y el tipo de pruebas de presión a realizar.
6. Plan de medición de calidad y cantidad de fluidos para cada yacimiento, y para hidrocarburos acorde a la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que las modifiquen o sustituyan.

El Ente de Fiscalización se pronunciará frente a la Solicitud de producción conjunta de yacimientos, en un plazo no mayor a quince (15) días calendario después de recibida la solicitud.

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

Parágrafo. Para la solicitud de producción conjunta de yacimientos de varios pozos de desarrollo, el Operador podrá presentar la solicitud del permiso en un único trámite, enviando lo requerido en el presente artículo, sin perjuicio de la información adicional que pueda ser requerida por el Ente de Fiscalización.

Artículo 47. Plan Unificado de Explotación. Cuando un yacimiento de hidrocarburos explotable económicamente se extienda en forma continua a otra u otras áreas contratadas o asignadas al mismo o a diferentes Operadores y/o Contratistas interesados y tal circunstancia dé lugar a conflictos entre ellos o pongan en riesgo el recobro último, el o los demás Operadores y/o Contratistas interesados deberán implementar, previa aprobación del Ente de Fiscalización, un Plan Unificado de Explotación. El plan de unificación deberá contener como mínimo la siguiente información:

1. Justificación técnica de la extensión del yacimiento.
2. Estudio de factibilidad técnico-económica de la unificación.
3. Estrategia de desarrollo unificada para perforación de pozos de desarrollo, proyectos de mantenimiento de presión, recobro secundario o mejorado, facilidades de producción, inyección, tratamiento de fluidos, punto de medición oficial -PMO-, según corresponda.
4. Plan de medición de calidad y cantidad de fluidos (hidrocarburos líquidos y gaseosos y agua de producción), según la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.
5. Plan de monitoreo de presión, describiendo la periodicidad y el tipo de pruebas de presión a realizar, de conformidad con el artículo 41 de la presente resolución.
6. Información adicional y/o complementaria, que, bajo razonabilidad técnica y propósito de complementación y soporte, el Ente de Fiscalización considere pertinente y sea solicitada dentro del proceso de evaluación de la solicitud, dentro de plazos razonables para su consolidación y remisión a este por parte del Operador.

Además de lo anterior, el plan de unificación estará sujeto a los términos y condiciones establecidos en los respectivos instrumentos contractuales aplicables a las áreas contratadas o asignadas. En caso de que dichos instrumentos contractuales difieran en los plazos procedimentales para la unificación o no los estipulen, el Ente de Fiscalización tendrá hasta dos (2) meses luego de recibir la solicitud de Plan Unificado de Explotación, para emitir su decisión o para solicitarle a las partes que realicen cambios al Plan Unificado de Explotación, si existiere. En el evento en que el Ente de Fiscalización proponga revisiones o cambios, los interesados deberán reunirse en un plazo no superior a treinta (30) días calendario, luego de la emisión de dicha propuesta, para revisar los cambios o ajustes propuestos y para establecer la versión final del Plan Unificado de Explotación de mutuo acuerdo, sin que dicho período de evaluación y complementación documental de soportes, de posible ocurrencia, supere el plazo citado de dos (2) meses.

Parágrafo 1. De no lograrse acuerdo entre los interesados, el Ente de Fiscalización podrá definir el Plan Unificado de Explotación, el cual será de obligatorio cumplimiento y deberá ser implementado en el término establecido por el Ente de Fiscalización.

Parágrafo 2. Cuando corresponda a producción unificada de dos o más campos con el fin de optimizar su producción, el o los Operadores y/o Contratistas interesados podrán unificar la explotación presentando un plan que será aprobado previamente por el Ente de Fiscalización. Dicho plan deberá contener, como mínimo, lo establecido en los numerales 2, 3, y 4 del presente artículo. El Ente de Fiscalización se pronunciará en un plazo no mayor a dos (2) meses después de recibida la solicitud.

TÍTULO VIII INFORMES

Artículo 48. Contenido de los informes. Todos los informes, estudios o análisis relativos a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos deberán ser presentados por el Operador al Ente de Fiscalización, de acuerdo con lo exigido en el Acuerdo 008 de 2021 y Acuerdo 002 de 2022 *“Manual de Entrega de Información Técnica y Geológica de las actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera”* de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, o las normas que lo modifiquen o sustituyan.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Todas las solicitudes, planes, programas o informes con requerimientos mínimos de información definidos en la presente resolución deberán presentarse al Ente de Fiscalización conservando el orden y estructura dada en la misma.

La información georreferenciada deberá ser presentada cumpliendo con los estándares de cartografía base y de acuerdo con los lineamientos adoptados por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC, o el que lo sustituya.

Artículo 49. Informe técnico anual - ITA. A más tardar el último día hábil de febrero de cada año y con corte al 31 de diciembre del año anterior, todo Operador que realice actividades de exploración o producción de hidrocarburos deberá presentar al Ente de Fiscalización un informe de geología, geofísica y de ingeniería, suscrito por un Geólogo o Ingeniero de Petróleos, según corresponda a su especialidad, indicando el número de la matrícula profesional vigente. El informe debe contener una introducción en la cual se identifique su objeto, los documentos, fuentes utilizadas y el periodo que comprende.

Parágrafo. El Ente de Fiscalización, en el término máximo de un (1) año desde la entrada en vigencia de la presente resolución, establecerá la información mínima, plazos y demás condiciones que deberá contener el Informe Técnico Anual -ITA- conforme con lo dispuesto en la presente resolución. Hasta tanto no se señalen tales condiciones, el Operador presentará la información señalada en este artículo. En todo caso, el Ente de Fiscalización podrá solicitar información técnica adicional, de considerarlo pertinente.

Artículo 50. Informe de recursos y reservas de hidrocarburos. Los términos y condiciones de los informes relacionados con recursos y reservas de hidrocarburos se sujetarán a lo establecido en la subsección 1.1 sección 1 capítulo 1 parte 2 del libro 2 del Decreto 1073 de 2015, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, y el desarrollo dispuesto en los Acuerdos 11 de 2008, 03 de 2018 y la Resolución 77 del 22 de febrero de 2019 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o las normas que los modifiquen o sustituyan.

Artículo 51. Informes sobre actividades de producción, permisos y reportes operacionales. El Operador responsable de todo campo o pozo suspendido, abandonado, abandonado temporalmente, activo o inactivo, en producción, pruebas iniciales, pruebas extensas o en producción temprana, deberá presentar al Ente de Fiscalización la información de las actividades de producción realizadas, a través de los siguientes documentos, para el trámite que corresponda:

1. Informe diario de producción: Diariamente y a más tardar a las 7:00 am, se deberá remitir un Informe Diario de Producción (IDP), con los resultados de las operaciones del día anterior, la medición de calidad y cantidad de los fluidos producidos. En caso de requerirse alguna modificación en el informe diario de producción, ésta deberá ser realizada el mismo día de la solicitud.
2. Informe mensual: Dentro de los primeros siete (7) días hábiles de cada mes se debe remitir la información con respecto a los volúmenes de producción correspondientes al mes anterior.

La aprobación por parte del Ente de Fiscalización de los informes mensuales se realizará dentro de los diez (10) días hábiles siguientes y quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de hidrocarburos en la plataforma SOLAR o aquella que el Ente de Fiscalización disponga para tal fin, por lo cual deberá ser cargado por los Operadores en dicho sistema, a la par con la entrega de la información de que trata este precepto.

Parágrafo 1. Ante eventos específicos que requieran una modificación posterior tanto del informe mensual aprobado y/o de la información cargada en el aplicativo dispuesto para tal fin, que afecte los volúmenes de producción gravables de crudo y gas y/o volúmenes penalizados de gas, el Ente de Fiscalización deberá comunicar la novedad al Ministerio de Minas y Energía en los tres (03) días hábiles siguientes a la eventual modificación. La información consignada en la plataforma oficial dispuesta por el Ente de Fiscalización es de su total responsabilidad y será el insumo para el desarrollo de las funciones que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía y para la entrega de datos a las demás entidades y personas que la requieran.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Parágrafo 2. Los formatos y documentos base para la presentación de informes mensuales de producción, solicitudes de permisos y reportes de ejecución operacional, se encuentran contenidos, de manera indicativa, en el *Anexo 1* de la presente resolución.

Parágrafo 3. El Ente de Fiscalización en un término máximo de dos (2) años, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, deberá implementar una herramienta informática o medio digital para el trámite de todos los informes, permisos y reportes estipulados en la presente resolución o aquellos que se implementen de manera posterior.

Parágrafo 4. El contenido de los formatos señalados en el *Anexo 1* de la presente resolución, así como la implementación de nuevos formatos, podrán ser actualizados por el Ente de Fiscalización, de conformidad con la necesidad operativa de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, previo aval de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. La propuesta de actualización o incorporación de formato que presente el Ente de Fiscalización deberá acompañarse del respectivo soporte técnico.

Artículo 52. Reconstrucción de formas o informes sobre actividades de producción, permisos y/o reportes operacionales. Para los casos en que los pozos carezcan de formas, formatos o documentos establecidos para la presentación de informes de producción, solicitud de permisos o reportes, bien sea porque la información se encuentra extraviada, no se cuenta con los soportes de aprobación, la información está incompleta o no existe, el Ente de Fiscalización, en un término máximo de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigencia de esta resolución, establecerá los lineamientos para subsanar las situaciones previamente señaladas.

Artículo 53. Otros Informes y entrega de información. Cualquier tipo de estudio o análisis geológico, geofísico o de ingeniería realizado deberá ser suministrado al Ente de Fiscalización, con el objeto de mantener actualizada la información y deberá ser presentado de acuerdo con lo establecido en el artículo 48 de la presente resolución. Sin perjuicio de que el Ente de Fiscalización pueda solicitar las aclaraciones que considere necesarias.

Toda información que los Operadores presenten deberá estar firmada por el representante legal de la compañía, o las personas que éste designe para el efecto mediante comunicación oficial enviada al Ente de Fiscalización.

TÍTULO IX DESMANTELAMIENTO DE CONSTRUCCIONES E INSTALACIONES

Artículo 54. Programa de Abandono de Pozos. El programa de abandono de pozos deberá ser actualizado por el Operador a través del Informe Técnico Anual -ITA-. Dicho programa deberá ser presentado al Ente de Fiscalización y contendrá, como mínimo, la siguiente información:

1. Listado de pozos, facilidades o equipos asociados a los abandonos a ejecutar cuando aplique su desmantelamiento.
2. Recursos requeridos para su completa ejecución.
3. Cronograma anualizado de las actividades previstas.
4. Detalle de las actividades que lo integran.

Parágrafo 1. Si el programa de abandono de pozos o sus actualizaciones fueron presentados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a Ecopetrol S.A. para efectos contractuales, bastará con que el Operador informe de tal hecho y el Ente de Fiscalización se basará en dicho programa.

Parágrafo 2. El cumplimiento de las obligaciones contenidas en el presente artículo no exime de las señaladas en el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015 del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible o las normas que lo modifiquen o sustituyan.

Artículo 55. Desmantelamiento. Durante el periodo de explotación, el desmantelamiento de equipos de separación, almacenamiento, fiscalización y entrega de los fluidos de producción de los pozos, será adelantado por el Operador y requerirá permiso previo del Ente de Fiscalización. La solicitud de permiso deberá expresar, como mínimo, las razones del desmantelamiento y el Ente de Fiscalización se pronunciará en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario después de recibida la solicitud.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

TÍTULO X BUENAS PRÁCTICAS

Artículo 56. Normas Técnicas y Estándares. Los interesados en llevar a cabo actividades de exploración, perforación, completamiento, reacondicionamiento o intervención de pozos y producción de hidrocarburos deberán dar cumplimiento a las disposiciones señaladas en la presente resolución y tener como referencia los estándares, normas técnicas nacionales e internacionales, especialmente las recomendadas por el AGA, API, ISO, NORSOK, ASTM, NFPA, NTC-Icontec, RETIE y buenas prácticas de la industria petrolera.

Parágrafo. El Operador podrá aplicar estándares, normas técnicas nacionales e internacionales y/o buenas prácticas de la industria del petróleo diferentes a las enunciadas en la presente resolución, para las actividades de exploración, perforación, completamiento, reacondicionamiento o intervención de pozos y producción, siempre y cuando justifique técnicamente al Ente de Fiscalización, y éste acepte, que la tecnología, norma, práctica o estándar propuesto garantice las mismas o mejores condiciones del desarrollo sostenible y responsable de la exploración y explotación del recurso hidrocarburífero, 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.

Artículo 57. Gestión del riesgo en las operaciones. Previo al inicio de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, los Operadores deberán remitir al Ente de Fiscalización una copia del plan de gestión del riesgo, en el que se contemplen: (i) análisis específico de riesgo, (ii) medidas para reducir las condiciones de riesgo y, (iii) la formulación del plan de emergencia y contingencia, en concordancia con el Decreto 2157 de 2017 o las normas que lo modifiquen o sustituyan y de conformidad con los estándares, normas técnicas nacionales e internacionales y buenas prácticas de la industria del petróleo.

Parágrafo 1. Los equipos utilizados en la perforación y completamiento de pozos exploratorios, de desarrollo, de inyección, trabajos de reacondicionamiento o intervención de pozos y trabajos de abandono de pozos, deberán contar con un programa de gestión de aseguramiento, para la inspección y mantenimiento de sus sistemas y/o componentes, que contemple como mínimo el tipo de inspección y periodicidad, según categoría o nivel de inspección.

Parágrafo 2. 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.

Artículo 58. Gestión de integridad de pozos. El Operador deberá asegurar que el diseño, perforación y completamiento, operación, producción, reacondicionamiento o intervención y abandono 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, dando cumplimiento a los requerimientos mínimos de la regulación vigente en actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el territorio nacional, tomando como referencia normas técnicas nacionales e internacionales, así como la adopción de medidas operacionales dirigidas a mantener la integridad y el control del pozo, considerando aspectos, aunque sin limitarse a ellos, tales como, prevenir el escape de fluidos del pozo al medio ambiente, la contaminación de acuíferos y canalización de flujo por anulares.

Parágrafo. Cuando el Ente de Fiscalización evidencie condiciones particulares o especiales que impliquen un riesgo alto para la integridad del pozo, podrá ordenar la suspensión temporal del pozo y el Operador deberá acordar un plan de intervención al pozo dando cumplimiento a lo establecido en los numerales 2 y 3 del artículo 8 de la Resolución 40622 del 17 de octubre de 2023 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 59. Notificación de incidentes. Los Operadores deberán notificar al Ente de Fiscalización, vía correo electrónico, durante las siguientes veinticuatro (24) horas de ocurrido un evento que contemple lesiones o fatalidades, derrames de hidrocarburos, pérdidas de control de pozo, incendios, explosiones y/o colisiones.

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

Artículo 60. Visitas de verificación, control y seguimiento. El Ente de Fiscalización, a costo del Operador, podrá realizar visitas de verificación, control y seguimiento a las actividades de exploración, perforación, completamiento, producción de hidrocarburos, abandono, reacondicionamiento o intervención de pozos. Las visitas serán definidas e informadas por el Ente de Fiscalización a los Operadores. El Operador entregará la información que sea requerida y facilitará el acceso a las instalaciones sin restricción alguna, propendiendo por garantizar en todo momento la seguridad física y operacional, además, las visitas podrán ser desarrolladas con la ayuda de herramientas y facilidades tecnológicas, buscando siempre que sea la mejor alternativa en materia de costo-beneficio.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía, en su calidad de ente rector del sector, cuando lo considere pertinente, podrá adelantar visitas técnicas y de acompañamiento a las áreas, campos, facilidades y/o instalaciones donde se desarrollen actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el país. El Operador, una vez informado por el Ministerio de Minas y Energía, deberá disponer de la logística necesaria para la realización de las visitas.

Artículo 61. Gestión Cambio Climático. Sin perjuicio de lo dispuesto por las autoridades ambientales, el Operador presentará en los informes técnicos anuales -ITA- o en el Informe periódico que corresponda para la fase del proyecto (contrato) de exploración y producción hidrocarburos, los planes y estrategias que respondan a los componentes de mitigación, adaptación y gobernanza previstos en el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector Minero Energético y los lineamientos que se deriven de este.

Artículo 62. Demostración de conformidad. En el marco del desarrollo de operaciones de exploración y/o producción de hidrocarburos y en los casos en que el Ente de Fiscalización lo considere pertinente, con el fin de verificar el correcto manejo de las disposiciones estipuladas en la normatividad, requerirá al Operador presentar la declaración de conformidad de primera parte firmada por quien ejerza su representación legal, de acuerdo con la norma técnica oficializada NTC ISO/IEC 17050.

Artículo 63. Articulación interinstitucional. El Ministerio de Minas y Energía, directamente o a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, garantizará procesos de articulación interinstitucional y de Gobierno – Industria, buscando promover la mejor gestión y el aprovechamiento de los hidrocarburos, el mejoramiento del factor de recobro y la correcta ejecución de contratos de hidrocarburos en fase exploratoria y de producción.

Parágrafo. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, en calidad de administrador del recurso hidrocarburífero, monitoreará, como mínimo, de forma trimestral, los resultados de los contratos de exploración y producción vigentes con el fin de realizar una evaluación y balance oferta/demanda del gas y crudo, y sobre la correcta ejecución de las actividades de exploración y producción pactadas. Los resultados de dicha evaluación deberán presentarse, como mínimo, semestralmente ante el Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, con el fin de que sirvan de insumo al Gobierno Nacional para la toma de decisiones en pro de garantizar la seguridad energética de corto, mediano y largo plazo, buscando promover el uso y aprovechamiento eficiente de estos energéticos.

TÍTULO XI SANCIONES

Artículo 64. Sanciones. La infracción de cualquiera de las disposiciones contenidas en esta resolución será sancionada con multa de hasta cinco mil dólares (5.000US), de conformidad con el artículo 67 del Código de Petróleos, modificado por el artículo 21 de la Ley 10 de 1961 y la parte primera, título III, capítulo III de la Ley 1437 de 2011 o las normas que las modifiquen o sustituyan, sin perjuicio de las acciones judiciales, contractuales o administrativas que por tal circunstancia puedan imponerse.

TÍTULO XII OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 65. Obligación de conservar la información técnica acumulada. Durante el tiempo de duración del contrato, el Operador debe conservar toda la información técnica y operacional que obtenga en el área y suministrar copia de la documentación y datos que el Ente de Fiscalización requiera.

Parágrafo. Para efecto de consolidar la información sobre los pozos perforados en el territorio nacional,

Continuación de la resolución: "Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos"

las compañías Operadoras deberán reportar la totalidad de pozos que se encuentren ubicados dentro del área de sus contratos y/o convenios, incluyendo los que no fueron perforados por ellas, especificando la condición en que se encuentra el pozo en superficie, para lo cual, el Ente de Fiscalización dispondrá el mecanismo y el cronograma para hacer el levantamiento, sistematización y consolidación de la referida información.

Artículo 66. Actuaciones administrativas. Sin perjuicio de los procedimientos especiales contenidos en la presente resolución, las actuaciones administrativas aquí contenidas se surtirán conforme a los principios rectores de la función pública y al procedimiento consagrado en la Ley 1437 de 2011 - Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, salvo que se trate de una materia que cuente con procedimiento especial vigente o que se contemplen plazos y trámites específicos.

Artículo 67. Transición. Todas las actuaciones administrativas, solicitudes de permisos, informes, formas operacionales y procesos sancionatorios en trámite a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, finalizarán bajo los lineamientos señalados en las resoluciones 18 1517 de 2002, 18 1495 de 2009 y 40048 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía.

El certificado de inspección para equipos de reacondicionamiento o intervención de pozos de que trata el parágrafo 1 del artículo 24 de la presente resolución, será exigible una vez transcurran seis (6) meses, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Para la implementación de los formatos contenidos en el *Anexo 1* de la presente resolución, las empresas operadoras tendrán un plazo de tres (3) meses, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar los ajustes necesarios en los sistemas informáticos propios de cada compañía.

Artículo 68. Derogatorias. El presente acto administrativo deroga las resoluciones 18 1517 de 2002, 18 1495 de 2009 y 40048 de 2015 y demás disposiciones que le sean contrarias.

Artículo 69. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

1 1 DIC 2024


OMAR ANDRÉS CAMACHO MORALES
Ministro de Minas y Energía

Elaboró: Iván Mauricio Suaza E. / Diego Alejandro Suancha / Lester Augusto Vanegas / Hugo Quiroga Cruz
Revisó: Brayan Orlando Ortiz Ariza / Leonardo Augusto Tamayo / Nydia Cristina Cerinza / Adwar Meisés Casallas C. / Yolanda Patiño Chacón / Yaneth Bustos Salgar / Jorge Eduardo Salgado Ardila / Javier Eduardo Campillo Jiménez
Aprobó: Omar Andrés Camacho Morales

Continuación de la resolución: "Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos"

b. Formato Cuadro 4 "Resumen Mensual sobre Producción y Movimiento de Petróleo"

CUADRO No 4			
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS			
VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES			
RESUMEN MENSUAL SOBRE PRODUCCIÓN Y MOVIMIENTO DE PETRÓLEO			
MES		AÑO	
COMPañIA		BATERIA	
CONTRATO		CAMPO	
MODALIDAD DE EXPLOTACIÓN			
ACTIVIDAD			VOLUMEN NETO (BLS)
EXISTENCIA INICIAL DEL MES A LAS 00:00 HRS. (1)			
		BÁSICA	INCREMENTAL
PRODUCCION TOTAL (Forma 9) : (2)			
MUNICIPIO	CODIGO DANE		
MUNICIPIO 1	CODIGO DANE		
MUNICIPIO 2	CODIGO DANE		
NN	Cuando se trate de pozos nuevos		
CONSUMOS EN OPERACIONES : (3)			
MUNICIPIO 1	CODIGO DANE		
MUNICIPIO 2	CODIGO DANE		
NN	Cuando se trate de pozos nuevos		
PERDIDAS :(4)			
MUNICIPIO 1	CODIGO DANE		
MUNICIPIO 2	CODIGO DANE		
NN	Cuando se trate de pozos nuevos		
PRODUCCION GRAVABLE(5)=(2)-(3)+-(4)			
MUNICIPIO 1	CODIGO DANE		
MUNICIPIO 2	CODIGO DANE		
NN	Cuando se trate de pozos nuevos		
ENTREGAS (6):			
OLEODUCTO			
CARROTANQUE			
EXISTENCIA FINAL EL (ULTIMO DIA DEL MES), A LAS 24:00 HRS. (7)			
BALANCE TOTAL :			
VOLUMEN MUERTO (BBLS)			
Vasijas			
Líneas			
CARACTERISTICAS DEL CRUDO		GRAVEDAD [API]	
		B.S.W [%]	
		CONTENIDO DE AZUFRE [%]	
OBSERVACIONES :			
Notas:			
1. Incluir todos los Municipios productores que cubre el Campo y realizar la respectiva distribución de acuerdo con la Resolución de Ubicación en Entidad Territorial del Yacimiento			
2. Cuando se tenga un pozo nuevo y no se le haya verificado numeral 1, se reportará como Pozo -NN.			
3. Sustentar cada uno de los consumos y las pérdidas y realizar la distribución por Municipios. Si no se puede determinar el Municipio al cual corresponden los consumos o las pérdidas, la distribución se hará proporcional.			
4. En esta ecuación, las pérdidas se restan sólo cuando sean por casos fortuitos (Atentados o fenómenos naturales).			
Presentado por:		Aprobado Por:	
_____		_____	
(Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula) Representante Autorizado del Operador		(Nombre y No de Matricula) Agencia Nacional de Hidrocarburos	
		Aprobada en (DD/MM/AA):	

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

c. Cuadro 7 "Producción por Zonas y Estados de los Pozos Terminados Oficialmente"

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES PRODUCCIÓN POR ZONAS Y ESTADOS DE LOS POZOS TERMINADOS OFICIALMENTE												
Cuadro 7												
		Mes				Operador						
		Año				Contrato						
CAMPO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (Barriles Netos)	PRODUCCIÓN DE GAS (MPC)	Pozos Terminados	Pozos Abandonados	Pozos Activos				Pozos Inactivos	Pozos Suspendidos	Pozos Productores	
					Producción	Inyección	Disposición	Monitoreo			Petróleo	Gas
TOTALES												
POZOS ADICIONALES EN EL CONTRATO												
Pozos Estratigráficos		Pozos Exploratorios Secos										
Observaciones:												
_____ <small>(Nombre Ing. Foboles, No. Matrícula)</small> Representante Autorizado del Operador						_____ <small>(Nombre y No de Matrícula)</small> Agencia Nacional de Hidrocarburos						Aprobada en (DD/MM/AA):

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

d. Forma 9 “Informe Mensual de Producción Pozos de Petróleo y Gas”

Forma 9	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN - POZOS DE PETRÓLEO Y GAS																			
Mes	Operador	Contrato	Campo																	
Año	Estructura	Formación	Modalidad de Explotación																	
POZO No.	MUNICIPIO CODIGO DANE	METODO DE PRODUCCIÓN	DIAS		PETRÓLEO (BBL)			FACTOR DE CAMPO	AGUA (BBL)			FACTOR DE CAMPO	GAS (KPC)			FACTOR DE CAMPO	BSW	GRAV. API	RSP	ESTADO DEL POZO A FIN DE MES
			EN EL MES	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO		DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO		DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO					
Observaciones:																				
Presentado por:										Aprobado Por:										
(Nombre Ing. Petróleos, No. Matriculá)										(Nombre y No de Matriculá)										
Representante Autorizado del Operador										Agencia Nacional de Hidrocarburos										

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

e. Forma 15A "Informe Mensual de Inyección de Vapor y Producción Adicional de Aceite"

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, RESALIAS Y PARTICIPACIONES INFORME MENSUAL DE INYECCIÓN DE VAPOR Y PRODUCCIÓN ADICIONAL DE ACEITE																
Forma 15A																
Mes		Operador				Contrato										
Año		Campo														
VAPOR INYECTADO											PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DEBIDO A LA INYECCIÓN DE VAPOR					
POZO No.	FORMACIÓN PRODUCTORA	METODO DE PRODUCCIÓN	PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	CICLO No.	D I A S		L I B R A S		B . T . U .		CALIDAD DEL VAPOR	PETRÓLEO (Bbls netos)		AGUA (Bbls)		
					EN EL MES	ACUMULADOS	EN EL MES	ACUMULADOS	EN EL MES	ACUMULADOS		MENSUAL	ACUMULADO	MENSUAL	ACUMULADA	
_____ (Nombre Ing. Petróleos, No. Matriculada) Representante Autorizado del Operador											_____ (Nombre y No de Matriculada) Agencia Nacional de Hidrocarburos					
_____ Aprobado en (DD/MM/AA):																
OBSERVACIONES:																
Nota																

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

g. Forma 20 "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción"

Forma 20	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS <small>VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES</small> <small>INFORME MENSUAL SOBRE INYECCIÓN DE AGUA Y PRODUCCIÓN</small>															
	Mes	Operador	Campo	Formación												
	Año	Contrato	Yacimiento	Estructura												
INYECCIÓN						PRODUCCIÓN										
Pozo No.	Días		Espesor efectivo de la zona abierta (pies)	Presión media de inyección (psi)	Volumen de agua iny. en el mes (Bls)		Estado de los pozos al final del mes	Pozo No.	Días		Petróleo		Agua		Presión de fondo (psi)	Estado de los pozos al final del mes
	En el mes	Acumulados			En el mes (Bls)	Acumulado (Bls)			En el mes	Acumulados	mensual (Bbl)	Acumulado (Bbl)	Mensual (Bbl)	Acumulada (Bbl)		
Presentado por:								Aprobado Por:								
_____ <small>(Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula)</small> <small>Representante Autorizado del Operador</small>								_____ <small>(Nombre y No de Matricula)</small> <small>Agencia Nacional de Hidrocarburos</small>								
Observaciones:								Aprobada en (DDIMMIAA):								

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

h. Forma 21 "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión - Inyección de Gas"

Forma 21		AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES INFORME MENSUAL SOBRE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN - INYECCIÓN DE GAS																
Mes		Operador		Campo		Formación												
Año		Contrato		Yacimiento		Estructura												
INYECCIÓN							PRODUCCIÓN											
Pozo No.	Días		Presión media de inyección (psi)	GAS INYECTADO		Estado de los pozos al final del mes	Pozo No.	Días		Petróleo		Gas		Agua		Presión de fondo (psi)	Método de Producción	Estado de los pozos al final del mes
	En el mes	Acumulados		mensual (KPC)	Acumulado (KPC)			En el mes	Acumulados	mensual (Bo)	Acumulado (Bo)	mensual (KPC)	Acumulado (KPC)	Mensual (Bo)	Acumulada (Bo)			
Presentado por:										Aprobado Por:								
_____ (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula) Representante Autorizado del Operador										_____ (Nombre y No de Matrícula) Agencia Nacional de Hidrocarburos								
Observaciones:										Aprobada en (COMMAA):								

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

i. Forma 30 DH "Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado"

Forma 30 DH																
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICERESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES INFORME MENSUAL SOBRE PRODUCCIÓN, PLANTAS Y CONSUMOS DE GAS NATURAL Y PROCESADO																
Mes		Operador		Campo		Formación										
Año		Contrato		Yacimiento		Estructura										
CAMPO	GAS DE FORMACIÓN (KPC)	PRODUCCIÓN BÁSICA	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	CONTENIDO DE				GAS DE FORMACIÓN PROCESADO (KPC)	CONSUMO DE GAS SIN PROCESAR							
				PROPANO (G/KPCD)	BUTANOS (G/KPCD)	GASOLINA NATURAL (G/KPCD)	CONTENIDO DE H2S		CONSUMO EN CAMPO (KPC)	GASODUCTOS URBANOS	GENERACIÓN ELÉCTRICA	OTROS	QUEMADO AL AIRE (KPC)	USADO EN BOMBEO NEUMÁTICO (KPC)	INYECTADO A YACIMIENTOS (KPC)	
TOTAL																
PRODUCTOS OBTENIDOS DEL GAS				CONSUMO DE GAS PROCESADO					Volumen Quemado en TEA							
Total Gas Procesado en Planta	Propano (Galones)	Butano (Galones)	Gasolina Natural (Gal)	Gas Transformado en Gasolina Natural, Propano y Butano (KPC)	Consumido en el Campo (KPC)	Entregado a Gasoducto (KPC)	Queimado al aire (KPC)	Usado en Bombos Neumáticos (KPC)	Inyectado al Yacimiento	Volumen Gas Quemado Rutinario	Eventos Planeados	Eventos NO Planeados	Gas de Purga	Económicamente Inviabile	% de eficiencia TEA	Volumen de Pugas
Presentado por:										Aprobado Por:						
(Nombre Ing. Petrolera, No. Matricula) Representante Autorizado del Operador										(Nombre y No de Matricula) Agencia Nacional de Hidrocarburos						
Observaciones:										Aprobado en (COMISIA):						

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

2. Permisos, informes y reportes de ejecución operacional:

a. Forma 4 "Permiso para Perforar"

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES PERMISO PARA PERFORAR				Forma 4	
Compañía		Contrato		Pozo	
Campo		Estructura		UWI	
				Clasificación Inicial	
ORIGEN DE COORDENADAS					
Geográficas			Planas		
Latitud	4° N		N (Y)	2'000.000	
Longitud	73° W		E (X)	5'000.000	
LOCALIZACION DEL POZO (Coordenadas Planas)					
Torre			Fondo (Si es desviado)		
N (Y)	metros		N (Y)	metros	
E (X)	metros		E (X)	metros	
LOCALIZACION DEL POZO (Coordenadas Geograficas)					
Torre			Fondo (Si es desviado)		
Latitud (N/S)	gg:mm:ss,ss		Latitud (N/S)	gg:mm:ss,ss	
Longitud (W)	gg:mm:ss,ss		Longitud (W)	gg:mm:ss,ss	
GENERALIDADES					
Fecha Estimada de Inicio de Perforación					
Elevación de Terreno Sobre el Nivel del Mar (pies)					
Distancia del pozo al lindero mas cercano (metros)					
Equipo de Perforación				Profundidad Total Aproximada	
Espaciamiento entre Pozos (ha)				Vertical (pies)	
				Desviada (pies)	
COMPLETAMIENTO					
El pozo se intentará completar en:					
Formación			Profundidad		
TUBERIA DE REVESTIMIENTO					
Se usarán las siguientes tuberías de revestimiento se cementarán en la forma que se Indica:					
Diámetro del Hoyo	Diámetro del Revestimiento	Profundidad - Pies	Tope del Cemento		
En caso de que hayan cambios en los planes de perforación del pozo, deberá comunicarse inmediatamente con la Dirección de Hidrocarburos o a la Oficina de zona correspondiente.					
Nota:					
a) Acompañese el con el plano de localización respectivo, en el que se muestre la distancia y ubicación exacta del pozo y del mojón de referencia firmado por ingeniero matriculado					
b) Para los pozos exploratorios debe incluirse					
1. El programa completo y detallado de perforación así como la prognosis del pozo					
2. Mapa estructural de la zona en donde se va a perforar el pozo a escala 1:25.000, firmado por geólogo e ing. de petróleos matriculados					
3. Al menos dos (2) líneas sísmicas interpretadas de la estructura que va a ser probada					
4. Informe geológico y/o geofísico que justifique la perforación.					
c) En pozos direccionales deberán darse las razones para su desviación y se acompañará de un esquema en el cual se muestren en detalle, la localización y los posibles intervalos productores					
d) Todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos; demás de la que se considere pertinente en idioma Español.					
Presentado por:			Aprobado Por:		
_____			_____		
(Nombre Geólogo, No. Matricula)			(Nombre y No de Matricula)		
_____			Agencia Nacional de Hidrocarburos		
(Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula)					
Presentada en (DD/MM/AA):			Aprobada en (DD/MM/AA):		

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

b. Forma 5 “Informe Quincenal de Perforación”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES INFORME QUINCENAL DE PERFORACIÓN				Forma 5		
Compañía		Contrato		Pozo		
				UWI		
Fecha de Inicio de la Perforación				Pies perforados durante la quincena		
				Profundidad Final de la Quincena (pies)		
LOCALIZACIÓN DEL POZO (Coordenadas Planas)						
Torre			Fondo (Si es desviado)			
N (Y)		metros	N (Y)		metros	
E (X)		metros	E (X)		metros	
LOCALIZACIÓN DEL POZO (Coordenadas Geograficas)						
Torre			Fondo (Si es desviado)			
Latitud (N/S)		gg:mm:ss.ss	Latitud (N/S)		gg:mm:ss.ss	
Longitud (W)		gg:mm:ss.ss	Longitud (W)		gg:mm:ss.ss	
<p>NOTA: El resumen de los trabajos realizados durante la quincena, debe incluir los detalles más sobresalientes de la perforación, tales como pies perforados, registros tomados, corazones recobrados pruebas efectuadas, y sus resultados, tipos y número de brocas usadas, formaciones atravesadas, características del lodo, problemas mecánicos encontrados, etc.</p>						
1. RESUMEN GENERAL DE ACTIVIDADES						
2. RESULTADOS OBTENIDOS DURANTE LAS PRUEBAS						
3. BROCAS UTILIZADAS						
No.	Tamaño	Tipo	Marca	Pies Perforados	Horas	RDP
4. FORMACIONES ENCONTRADAS						
Formación			MD	TVD		
5. PROPIEDADES DEL LODO						
Peso		Viscosidad		pH		filtrado
Cl		Ca		Rmf		
6. REGISTROS ELECTRICOS						
REGISTRO	INTERVALO	ESCALA	OBSERVACIONES			

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES
INFORME QUINCENAL DE PERFORACIÓN

Forma 5

7. REVESTIMIENTOS

8. CEMENTACIONES

9. DESVIACIONES

10. ESTADO MECANICO

Nota:

a) Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos

Presentado por:

(Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula)
Representante Autorizado del Operador

Presentada en (DD/MM/AA):

Aprobado Por:

(Nombre y No de Matricula)
Agencia Nacional de Hidrocarburos

Aprobada en (DD/MM/AA):

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

c. Forma 6 “Informe de Terminación Oficial”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES INFORME DE TERMINACIÓN OFICIAL						Forma 6 Pag 1.3
					Pozo	
Compañía	Contrato		Bloque		UWI	
Campo	Estructura		Formación Objetivo		Clasificación Final	
Yacimientos			Estado Final del Pozo			

DATOS GENERALES

LOCALIZACION DEFINITIVA DEL POZO (Coordenadas Planas)

Superficie			Fondo (Si es desviado)		
N (Y)		metros	N (Y)		metros
E (X)		metros	E (X)		metros

LOCALIZACION DEFINITIVA DEL POZO (Coordenadas Geograficas)

Superficie			Fondo (Si es desviado)		
Latitud (N/S)		gg.mm:ss.ss	Latitud (N/S)		gg.mm:ss.ss
Longitud (W)		gg.mm:ss.ss	Longitud (W)		gg.mm:ss.ss

Fecha de inicio de perforación		Profundidad Total (pies)	
Fecha de final de perforación		Profundidad Vertical (pies)	
Pozo Terminado		Taponado hasta (pies)	
Elevación - Mesa (pies)		Elevación - Terreno (pies)	

NOTA: Si el pozo es desviado, deberá incluirse un grafico y un informe sobre las desviaciones angulares y direccionales junto con los otros informes pertinentes obtenidos por métodos usuales en la industria.

FORMACIONES ENCONTRADAS

Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)

INTERVALOS PETROLIFEROS PERFORADOS

Intervalo Perforado	Numero de Disparos	Tipo (Disparos)	Diámetro

ARENAS DE AGUA DULCE ENCONTRADAS

No.	Profundidad Inicial	Profundidad Final	Espesor	Formación

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

Forma 6
Pag 23

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO COLOCADAS

Diámetro del Hoyo	Revestimiento			Clase de Zapato	# De Sacos y Clase de Cemento	Método Empleado	Tope de Cemento
	Diámetro	Clase	Anciado a				

REGISTROS GRAFICOS TOMADOS

Fecha	Tipo de Registro	Intervalo	Escala

ANEXAR copia de TODOS los registros gráficos tomados en el pozo, incluyendo el Gráfico Compuesto y Registro Gráfico.

PRUEBAS DE FORMACIÓN

Someter un Informe completo, en hoja separada a esta Forma, de las Pruebas de Formación (DST), de las Pruebas de Presión o cualquiera otra prueba especial efectuada, y adjuntar los resultados y análisis de las pruebas de presión de fondo (Forma 8)

PRODUCCIÓN Y RESULTADOS

Informar en este espacio sobre los trabajos realizados para inducir y estimular la producción del pozo, como Intervalos acidificados, fracturados, etc., número de galones de ácido usados, concentración del ácido, etc.

DESCRIPCION DE LAS BROCAS USADAS

No de Broca	Marca	Tipo	Diámetro	No de Serie	Horas Netas Perforando	Pies Perforados

DESCRIPCION DE LAS MUESTRAS DE ZANJA, DE PARED Y DE CORAZONES

1. Muestras de Zanja

Intervalo	Descripción

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

Forma 6
Pag 3.3

2. Muestras de pared

Intervalo	Descripción

3. Muestras de Corazones (Indicando el fluido usado durante su obtención)

Intervalo	Recuperación	Descripción

Deberán darse las características físicas y litológicas, inclinación de los estratos y resultados del análisis del corazón, saturaciones, porosidades, permeabilidades, análisis de fluidos obtenidos, etc.

NOTA: Los puntos 1, 2 y 3 anteriores deben presentarse en hoja separadas y anexarse a este Informe.

PRUEBA OFICIAL DE COMPLEMENTAMIENTO

Pozo de Petróleo

Fecha : _____

La producción en 24 horas fue de _____ barriles de líquido, de los cuales el ____ % fue de petróleo, el ____ % de emulsión, el ____ % de agua y el ____ % fue de sedimento API.

Presión en la tubería de Producción : _____ lbs/pulg2

Presión en la tubería de Revestimiento : _____ lbs/pulg2 Estrangulador : _____

Gravedad API del Petróleo : _____

Intervalos abiertos : _____

Pozo de Gas

Fecha : _____

La producción en 24 horas fue de _____ M.P.C., y _____ de hidrocarburos líquidos.

Presión en la tubería de Revestimiento : _____ lbs/pulg2

Presión de cierre : _____ lbs/pulg2 Cerrado durante _____ horas. Estrangulador _____ / 64"

Intervalos abiertos : _____

- NOTAS :
- a) Acompañar un grafico que muestre el Estado Mecánico de completamiento del pozo.
 - b) Cuando este informe se presente después de treinta (30) días de la finalización de la perforación, deberá adjuntar la autorización dada por la ANH concediendo la prorroga.
 - c) En completamientos múltiples la prueba oficial debe detallarse para cada zona.
 - d) Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos

Presentado por:

(Nombre Geólogo, No. Matrícula)

(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Presentada en (DD/MM/AA):

Aprobado Por:

(Nombre y No de Matrícula)
Agencia Nacional de Hidrocarburos

Aprobada en (DD/MM/AA):

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

d. Forma 7 “Permiso para Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACIÓN OFICIAL				
Compañía		Contrato		Bloque
Campo		Yacimiento		Pozo
Formación		Clasificación		UWI
Fecha de inicio de perforación		Profundidad Total (Pies)		
Fecha de final de perforación		Profundidad Vertical (Pies)		
Elevación - Mesa (Pies)		Elevación - Terreno (Pies)		
1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO				
No. de Intervalo Abierto	Desde (pies)	Hasta (pies)	No. de Disparos por Pie	Espesor
Total Pies Perforados Abiertos				
Gravedad A.P.I.		Producción	Petróleo (BPD)	
GOR			Agua (BPD)	
BS&W			Gas (MPCD)	
Presión Estática de Fondo (psi)				
2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO				
No. de Intervalo Abierto	Desde (pies)	Hasta (pies)	No. de Disparos por Pie	Espesor
Producción Acumulada	Petróleo (BBL)			
	Agua (BBL)			
	Gas (MPC)			
Fecha de Inicio de las Operaciones	Resultados de la última prueba de producción			
Fecha de la Prueba			Presión Estática de Fondo (psi)	
Gravedad A.P.I.			Producción	Petróleo (BPD)
GOR				Agua (BPD)
BS&W				Gas (MPCD)
3. JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:				
4. PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:				
5. INFORMACIÓN ADICIONAL				
a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores.				
b) Historia del pozo: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados				
c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán en los tapones.				
d) Concepto de integridad del Pozo				
e) Esquemático de barreras primaria y secundaria				
f) Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos				
Presentado por:		Aprobado Por:		
_____ (Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula) Representante Autorizado del Operador		_____ (Nombre y No. de Matricula) Agencia Nacional de Hidrocarburos		
Presentada en (DD/MM/AA):		Aprobada en (DD/MM/AA):		

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

e. Forma 8. “Informe sobre Prueba de Presión”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES INFORME SOBRE PRUEBA DE PRESIÓN				Forma 8 Pag 1:2	
Compañía		Contrato		Bloque	
Campo		Yacimiento		Pozo	
Prueba de Presión No.				UWI	
1. DATOS DEL POZO					
	No. de Intervalo Abierto	Desde (pies)	Hasta (pies)	Espesor	
			Total Pies Perforados Abiertos		
Ø Revestimiento (pulgadas)		Sentado a (pies BMR)			
Ø Tubería de Producción (pulgadas)		Sentada a (pies BMR)			
Nivel de Referencia para Medidas de Profundidad de este Estudio (pies MR)					
Tiempo de Estabilización (horas)		Elevación del Terreno (pies)			
Espesor Neto Total (pies)		Datum BNM (pies)		Profundidad Media de Arenas (pies BNM)	
2. DATOS DE PRODUCCIÓN					
Fecha de la Última Prueba					
Reducción					
Gravedad A.P.L.					
Tiempo de Producción al Cerrarse el Pozo					
GOR					
BS/W					
Presión en la Tubería de Producción			Presión en la Tubería de Revestimiento		
Producción	Petróleo (BPD)		Producción Acumulada	Petróleo (BBL)	
	Agua (BPD)			Agua (BBL)	
	Gas (MPCD)			Gas (MPC)	
3. DATOS DEL INSTRUMENTO					
Tipo de Bomba		Elemento		Capacidad (PSI)	
Fecha de Calibración		Reloj No.		Capacidad (horas)	
4. PARAMETROS					
r_e (pies)		r_w (pies)		h (pies)	
Área (Acre)		Porosidad (%)		Forma Área Deranje	
C_t (Psi ⁻¹)		B_o (Bbl/Stb)		Viscosidad (Cps)	
Z		m (Psi/ciclo)		m' (Psi/ciclo)	
Pi Hora (Psi)		P^* (psi)		P^* pma (psi)	
P_{wf} (Psi)		P_{wf} a PMA (Psi)			

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

Forma 8
Pag 2.2

5. PARAMETROS PARA CALCULAR

Kh (md pies)		k (md)	
Td		P Datum (Psi)	
Skin		P Skin	
P l Actual (Bbl/d/psi)		P l Ideal (Bbl/d/psi)	
Eficiencia de Flujo		Factor de Daño	

6. DATOS DEL ESTUDIO DE PRESIÓN

Anexar tabla con los datos del estudio de presión de acuerdo con el siguiente formato.

Tiempo (horas)	
----------------	--

Pozo	
Estudio No.	
Fecha	
Tipo de Prueba	

Profundidad	Profundidad BNM	Δ Tiempo	$\frac{\Delta P}{\Delta t}$	Presión	Gradiente	Observaciones

Temperatura de Fondo (F)	
a Profundidad (pies BNM)	

- NOTA:
- a) Deberá acompañarse con la curva de ascenso de la presión (Pressure Build up Curve)
 - b) Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos

Presentado por:

Aprobado Por:

(Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula)
Representante Autorizado del Operador

(Nombre y No de Matricula)
Agencia Nacional de Hidrocarburos

Presentada en (DD/MM/AA):

Aprobada en (DD/MM/AA):

Continuación de la resolución: “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”

f. Forma 10 “Informe sobre Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES INFORME DE TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACIÓN OFICIAL				
Compañía		Contrato		Bloque
Campo		Yacimiento		Pozo
Formación		Clasificación		UWI
Fecha de inicio de perforación		Profundidad Total (Pies)		
Fecha de final de perforación		Profundidad Vertical (Pies)		
Elevación - Mesa (Pies)		Elevación - Terreno (Pies snm)		
1. RESUMEN				
Fecha de Aprobación de la Forma 7		Tipo de Trabajo Realizado		
Fecha de Inicio del Trabajo Posterior		Fecha Final del Trabajo Posterior		
2. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO				
<p>Nota: Adjuntar un esquema completo en que se muestre el estado en que quedó el pozo y se indique el diámetro y longitudes de todas las tuberías, herramientas, empaques, tapones, perforaciones hechas, etc.</p>				
3. RESULTADOS OBTENIDOS CON EL TRABAJO				
	Ultima Prueba de Producción	Después de los TPTO	Variación	
Fecha de la Prueba				
Gravedad A.P.I.				
GOR				
BS&W				
Presión Estática de Fondo (psi)				
Producción	Petróleo (BPD)			
	Agua (BPD)			
	Gas (KPCD)			
<p>Nota: Cuando esta forma se presente después de quince (15) días a la finalización del trabajo autorizado por la "forma 7CR", se deberá adjuntar la autorización dada por el Ministerio concediendo la prórroga.</p>				
4. INFORMACIÓN ADICIONAL				
<p>a) Concepto de integridad del Pozo b) Esquemático de barreras primaria y secundaria c) Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos</p>				
Presentado por:		Aprobado Por:		
<hr style="width: 100%;"/> (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula) Representante Autorizado del Operador		<hr style="width: 100%;"/> (Nombre y No. de Matrícula) Agencia Nacional de Hidrocarburos		
Presentada en (DD/MM/AA):		Aprobada en (DD/MM/AA):		

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

g. Forma 10 A “Informe de Taponamiento y Abandono”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES INFORME DE TAPONAMIENTO Y ABANDONO				Forma 10A			
Compañía		Contrato		Bloque			
Campo		Yacimiento		Pozo			
Formación		Estructura		UWI			
				Clasificación			
LOCALIZACION DEL POZO (Coordenadas Planas)							
Torre			Fondo (Si es desviado)				
N (Y)		metros	N (Y)		metros		
E (X)		metros	E (X)		metros		
LOCALIZACION DEL POZO (Coordenadas Geograficas)							
Torre			Fondo (Si es desviado)				
Latitud (N/S)		gg:mm:ss.ss	Latitud (N/S)		gg:mm:ss.ss		
Longitud (W)		gg:mm:ss.ss	Longitud (W)		gg:mm:ss.ss		
En cumplimiento con las disposiciones legales vigentes, a continuación se presentan los trabajos realizados con el objetivo de abandonar el pozo							
Fecha de Presentación de la Forma 7		Fecha de Aprobación de la Forma					
Fecha de Inicio del Trabajo Posterior		Fecha Final del Trabajo Posterior					
Elevación - Mesa (Pies)		Elevación - Terreno (Pies)					
Intervalo abierto	Pies	Número de Disparos	Sacos De Cemento Inyectados a Presión	Fondo de cemento	Tope de cemento	Sacos de cemento en el Tapón	Formación / Yacimiento
Adicionalmente se anexa un reporte donde se especifique la siguiente información							
<ul style="list-style-type: none"> - Si se retiró tubería de revestimiento y en que intervalos - Propiedades del lodo of fluido que se dejó entre tapones, en el cual se especifique, entre otras, lo siguiente: Peso, Pérdida de agua (cc en 30 min a 100 psi), Porcentaje de Sólidos, Base (Fresco, Emulsión, Aceite) - Numero de sacos que se usaron para el tapón de superficie, así como el intervalo de profundidades en el cual fue ubicado. - Evidencia visual de la placa de abandono junto con el monumento de concreto, en el que como mínimo se evidencie: Coordenadas de la Placa, Compañía Operadora, Nombre del Contrato, Nombre del Pozo, Fecha de inicio y fin de perforación, Fecha de abandono, Profundidad total y Elevación del Terreno. - Adjuntar el esquema en el que se muestre la condición final del pozo, de las tuberías, perforaciones y tapones. - Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos 							
Presentado por:				Aprobado Por:			
<hr style="width: 80%; margin: 0 auto;"/> <small>(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula) Representante Autorizado del Operador</small>				<hr style="width: 80%; margin: 0 auto;"/> <small>(Nombre y No. de Matrícula) Agencia Nacional de Hidrocarburos</small>			
Presentada en (DD/MM/AA):				Aprobada en (DD/MM/AA):			

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

h. Forma 11 “Informe de Terminación Múltiple”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES INFORME DE TERMINACIÓN MÚLTIPLE DE POZO				Foma 11	
Compañía		Contrato		Bloque	
Campo		Yacimiento		Pozo	
Formación		Estructura		UWI	
				Clasificación	
LOCALIZACION DEL POZO (Coordenadas Planas)					
Torre			Fondo (Si es desviado)		
N (Y)		metros	N (Y)		metros
E (X)		metros	E (X)		metros
LOCALIZACION DEL POZO (Coordenadas Geograficas)					
Torre			Fondo (Si es desviado)		
Latitud (N/S)		gg:mm:ss.ss	Latitud (N/S)		gg:mm:ss.ss
Longitud (W)		gg:mm:ss.ss	Longitud (W)		gg:mm:ss.ss
1. DATOS GENERALES					
Nombre del Yacimiento					
Tope y Base de la Sección Productora (Perforaciones)					
Clase de Producción (Petróleo o Gas)					
Método de Producción (Flujo Natural o ALS)					
Horiz. Super.	Horiz. Intern.	Horiz. Infer.	Otro. Horiz.		
2. DOCUMENTOS REQUERIDOS					
<ul style="list-style-type: none"> - Presiones de formación, gravedad A.P.I del Petróleo, relación Gas-aceite y porcentaje de agua de cada intervalo productor que se haya probado. - Registro eléctrico u otro aceptable con topes y bases de los intervalos productores marcados, así como los intervalos perforados. - Informes sobre colocación de empaques - Esquema completo del proyecto de instalación de la terminación múltiple en que se muestre el diámetro del hueco, todas las tuberías, empaques, tapones, perforaciones hechas y propuestas. - Resultado de los ensayos de hermeticidad de los empaques - Plano en que se muestran la localización de todos los pozos del campo y los pozos de los contratos vecinos que producen en los mismos yacimientos u horizontes. - Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y 					
Presentado por:			Aprobado Por:		
<hr style="width: 100%;"/> (Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula) Representante Autorizado del Operador			<hr style="width: 100%;"/> (Nombre y No. de Matricula) Agencia Nacional de Hidrocarburos		
Presentada en (DD/MM/AA):			Aprobada en (DD/MM/AA):		

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

i. Forma 12 “Permiso sobre Instalaciones de Bombeo Neumático Gas Lift”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES PERMISO SOBRE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO GAS LIFT					Forma 12
Compañía		Contrato		Bloque	
Campo		Yacimiento		Pozo	
Formación		Estructura		UWI	
				Estudio No.	
Fecha de Terminación			Profundidad Total (pies BNM)		
Tope de la Formación			Base (BNM)		
Ø Revestimiento (pulgadas)		Peso (Lbs/pie)		Longitud (pies)	
No. de Intervalo Abierto		Desde (pies)	Hasta (pies)	# de Disparos por Pie	Espesor
1. INFORMACIÓN REQUERIDA					
Marca del empaque		Tope		Sentado a	Fecha de instalación
Potencial del pozo (Bbl)				Método de Producción anterior	
Altura de la columna en la tubería de producción		Aceite			
		Agua			
API del Aceite					
Agua producida en operación normal					
Peso Promedio de 100 Pies de Columna Líquida					
Volumen de gas para producir un barril a condiciones estándar con 100% de eficiencia (CF)					
Fecha de la Instalación de las Válvulas					
Presión de Fondo (psia)				a una profundidad de (pies BNM)	
Eficiencia real de la instalación (%)				Clase de Gas Usado	
Fuente del Gas				El gas inyectado es medido?	
Presión de Inyección (Arranque)				(Efectiva)	
Presión de Escape (Arranque)				(Efectiva)	
GOR antes de la Instalación (pies ³ /bbl)				Relación Gas Líquido (pies ³ /bbl)	
Gas en Solución Asociado e Inyectado (pies ³)				Gas Inyectado por Barril de Líquido (pies ³)	
Gas Inyectado por Barril de Aceite (pies ³)				Barriles de Aceite Producidos (Bbl)	
Barriles de Agua (Bbl)				Relación Gas Aceite en el Yacimiento	
Que uso tiene o tendrá el gas después de producir el líquido					
 Nota:					
a) Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos					
Presentado por:			Aprobado Por:		
<hr style="width: 100%;"/> (Nombre Ing. Petróleos; No. Matrícula) Representante Autorizado del Operador			<hr style="width: 100%;"/> (Nombre y No. de Matrícula) Agencia Nacional de Hidrocarburos		
Presentada en (DD/MM/AA):			Aprobada en (DD/MM/AA):		

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

j. Forma 13 “Permiso para Proyecto de Mantenimiento de Presión o Inyección”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VIC. PRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES PERMISO PARA PROYECTO DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN O INYECCIÓN					
Compañía		Contrato		Bloque	
Campo		Yacimiento		Formación	
Estructura					
1. INFORMACIÓN REQUERIDA					
Área Total Productiva del Yacimiento (Acres)					
Clase de Formación (Arena, Caliza, Dolomita, etc.)					
Buzamiento Promedio de la Formación					
Profundidad Promedio del Tope de la Pm Productiva (pies ref.)					
Descripción de Mecanismos de Producción Presentes y Grado de Efectividad de los Mismos Actualmente					
Relación de la capa de gas al volumen de aceite (pies ² /bbbl)					
Espesor Promedio de la Formación Productora (pies efectivos)					
Espesor Promedio de la Capa de Gas (pies efectivos)					
Porosidad Promedio (%)		Saturación de Agua de Formación (%)			
Permeabilidad Horizontal Promedio (md)		Variación (Rango)			
Descripción de las Observaciones Relacionadas con Orientación General de la Permeabilidad en el Yacimiento					
Presión Original del Yacimiento (psi)					
Presión de Saturación					
Presión Actual del Yacimiento (psi)					
Solubilidad del Gas a Varias Presiones					
Número de Pozos Productores en el Yacimiento					
*API del Aceite					
Factor Volumétrico de Formación Original		Actual			
Viscosidad del Aceite (cps)		a T.	P.		
2. FLUIDO A INYECTARSE (Agua, Gas, Combinación o Alternancia)					
Citar Formaciones y su profundidad (Si es un fluido de formación)					
Clase de agua (dulce o salada)					
Sistema (Abierto o Cerrado)					
Origen					
Descripción del tratamiento del fluido					
3. EN CASO DE QUE EL FLUIDO DE INYECCIÓN SEA GAS					
Lugar de Inyección de Gas (En capa de gas?)					
4. POZOS INYECTORES EN EL PROYECTO					
Número de Pozos que se convertirán a Inyectores					
Número de Pozos que se perforarán como Inyectores					
Distribución Geométrica de los Pozos		Españamiento (Acres)			
Presión Inicial de Inyección (psi)		Inyectividad Esperada (Bbl/Dia/psi)			
Pozo No.	Intervalo de (pies) a (pies)		Localización del contacto Gas - Aceite		
Presión Esperada en Cabeza de Pozo (psi)					
Tasa de Inyección Calculada por Pozo (MPC/D)					
Distribución Geométrica de los Pozos					
Resultados Esperados - Incluir la Saturación Residual de Aceite al Tiempo del Abandono (En % del espacio Poroso) y la cantidad de aceite adicional que espera recuperarse como resultado de la operación (Bbl)					
5. INFORMACIÓN ADICIONAL					
Debe adjuntarse un estudio técnico completo de ingeniería para justificar el proyecto, y que incluya:					
- Permeabilidades Relativas					
- Análisis de integridad de los pozos involucrados en el proyecto					
- Presión Capilar					
- Gráficos de Producción de Petróleo, Gas y Agua					
- Mapas: Estructural, Isobárico, de Localización de Pozos, tanto inyectores como productores, Iso-peso					
- Cortes Geológicos Transversales					
- Información Relativa al Movimiento de los Contactos (Gas - Agua y Agua - Aceite)					
- Historia de Presiones del Yacimiento.					
- Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos					
Presentada por:			Aprobada Por:		
_____ (Nombre, Inq., Petróleos, No. Matrícula) Representante Autorizado del Operador			_____ (Nombre y No. de Matrícula) Agencia Nacional de Hidrocarburos		
Presentada en (DD/MM/AA):			Aprobada en (DD/MM/AA):		

Continuación de la resolución: *“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”*

k. Forma 15 “Permiso para Recobro Mejorado”

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES PERMISO PARA RECOBRO MEJORADO				Forma 15
Compañía		Contrato		
Campo				
1. INFORMACIÓN REQUERIDA				
Saturación de Gas al Tiempo de Iniciar la Operación (% del espacio poroso)				
Porcentaje de incremento en la producción debido a la operación (% Estimado)				
Volumen de GLP (LPG) inyectado hasta la fecha (Bls)				
Volumen de gas inyectado hasta la fecha (MPC)				
Aumento en recuperación final debido directamente a la operación en Bls, Bls/Acre y Bls / Acre psi				
Saturación residual de aceite al tiempo de agotamiento por medios primarios (%)				
Factor volumétrico de formación del aceite al tiempo de agotamiento por medios primarios				
Saturación residual de aceite esperado al agotamiento empleando la operación de desplazamiento (% del espacio poroso)		Miscible		
Razones por las cuales fue seleccionado el desplazamiento Miscible				
2. INFORMACIÓN ADICIONAL				
A esta forma de adjuntarse un estudio técnico completo de ingeniería para justificar el proyecto, y que incluya:				
- Información sobre cantidad de gas y agua inyectado previamente en el yacimiento, citando fechas y resultados generales obtenidos				
- Mapas: Estructural, isobárico, Localización de pozos inyectores y productores, Isopaco				
- Cortes geológicos transversales y correlación estructural con pozos cercanos.				
- Gráfico de permeabilidades relativas				
- Toda aquella información relevante al método de recobro mejorado propuesto y que sea considerada por el ente de fiscalización.				
- Esta Forma deberá acompañarse de todos aquellos requisitos adicionales establecidos en la normatividad vigente de exploración y explotación de hidrocarburos				
Presentado por:		Aprobado Por:		
_____ (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula) Representante Autorizado del Operador		_____ (Nombre y No. de Matrícula) Agencia Nacional de Hidrocarburos		
Presentada en (DD/MM/AA):		Aprobada en (DD/MM/AA):		