



República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN 4 0 1 8 5 DE 111

(0 7 JUL 2020)

Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por el artículo 2 y el Capítulo B del Título IX de las Bases de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo "*Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad*", el artículo 2 del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012 y el Decreto 328 del 28 de febrero de 2020, y

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de Colombia determinó en su artículo 332 que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.

Que la misma Carta Política, a través del artículo 334, dispone que el Estado, por mandato de la ley, intervendrá en la explotación de los recursos naturales, entre otros propósitos, para racionalizar la economía, con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo de la preservación de un ambiente sano.

Que el Decreto 381 de 2012, por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, establece en el numeral 7°, artículo 2, que esta entidad deberá adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno nacional.

Que de acuerdo con numeral 8, artículo 2 del Decreto 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía: "*(...) expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles*".

Que el numeral 32, artículo 2 del referido Decreto 381 de 2012, establece que el Ministerio de Minas y Energía tiene como función adelantar las gestiones necesarias para dar



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.

Que el artículo 2 de la Ley 1955 de 2019, por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 *"Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad"* determinó que el documento llamado *"Bases del Plan Nacional de Desarrollo: Pacto por Colombia, Pacto por la equidad"* es parte integral de la citada Ley.

Que el Congreso de la República en el *"Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades"*, Título IX, Capítulo B *"Seguridad energética para el desarrollo productivo"*, incluido en las *"Bases del Plan Nacional de Desarrollo: Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad"*, estableció que el Gobierno nacional tiene por reto incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos en el mediano y largo plazo, por lo cual, es necesario adelantar un diálogo nacional con la participación de expertos de alto nivel, y realizar investigaciones y exploraciones piloto, con el fin de identificar los principales riesgos asociados con el desarrollo de estos recursos, determinando si la regulación e institucionalidad actuales pueden garantizar su explotación de una manera responsable con el medio ambiente y las comunidades.

Que el mismo capítulo establece que el Ministerio de Minas y Energía deberá evaluar la ejecución de planes piloto para obtener mayor información técnica sobre el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC.

Que el Gobierno nacional convocó a un grupo de expertos y académicos, con reconocimiento en el ámbito de su campo de investigación para que formasen una comisión (la "Comisión Interdisciplinaria Independiente"), y a través de un informe, rindieran concepto con respecto de la posibilidad de realizar actividades de exploración de hidrocarburos en YNC.

Que la Comisión Interdisciplinaria Independiente en su *"Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal"*, afirmó que *"(...) la normatividad aplicable a la actividad de FH es abundante y la regulación técnica es moderna y conservadora (...)"*, y por lo tanto recomendó realizar unos Proyectos Pilotos de Investigación Integral *"(...) que permitan generar conocimiento y evidencias para tomar decisiones sobre la producción comercial mediante esta técnica"*.

Que el Consejo de Estado a través del auto del 17 de septiembre de 2019 (número de radicación 11001-03-26-000-2016-00140-00) resolvió *"(...) que el alcance de esta decisión [la suspensión provisional del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014] no impide la realización de Proyectos Piloto Integrales de Investigación (PPII), contenidos en el capítulo 14 (página 110 y s.s.) del Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal"*.

Que de conformidad con lo anterior, el Gobierno nacional expidió el Decreto 328 del 28 de febrero de 2020 por el cual se fijan lineamientos para adelantar PPII sobre YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de FH-PH.

Que el artículo 2.2.1.1.1A.2.2 del Decreto 328 de 2020 dispuso: *[e]l Ministerio de Minas y Energía, en el marco de sus competencias, señalará los requisitos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral-PPII, atendiendo a las normas internacionales para el desarrollo de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales - YNC a través de la técnica Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación*



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

Horizontal - FH-PH. La perforación de pozos durante los Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII deberá llevarse a cabo con Tecnologías de Mínimo Impacto – TMI."

Que el párrafo del artículo antes mencionado establece que: "[l]os requisitos técnicos desarrollados por el Ministerio de Minas y Energía deberán establecer las ubicaciones donde se podrán desarrollar los Proyectos Piloto de Investigación Integral– PPII y el número de locaciones y pozos que se podrán desarrollar en cada uno de los PPII y lo referente a la Tecnología de Mínimo Impacto – TMI disponibles".

Que así mismo, el párrafo 2, artículo 2.2.1.1.A.2.15. del Decreto 328 del 2020, establece que el Ministerio de Minas y Energía debe establecer: (i) el término durante el cual deberá adelantarse el dimensionamiento del yacimiento para proceder a la evaluación; y (ii) la muestra de los PPII con la cual deberá llevarse a cabo la evaluación.

Que el Decreto 381 de 2012, por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, establece en el numeral 7°, artículo 2, que esta entidad deberá adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno nacional.

Que, en consideración a que los PPII son procesos experimentales científicos y técnicos, de carácter temporal, se desarrollarán como máximo cuatro de estos, dada la heterogeneidad del subsuelo en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería y la capacidad institucional actual para llevar a cabo el seguimiento y monitoreo riguroso que requieren los PPII.

Que, en cumplimiento de lo establecido en el artículo octavo, numeral octavo, de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo señalado en el Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó para comentarios en la página web del Ministerio de Minas y Energía durante desde el 5 hasta el 20 de mayo de 2020, y los comentarios fueron recibidos y resueltos de conformidad con lo establecido por la normatividad vigente.

Que sometido el Proyecto de Resolución al concepto de que trata el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, por medio de la cual el Congreso de la República dicta normas en materia de protección a la competencia, reglamentado por el Decreto 2897 de 2010; mediante oficio radicado en el Ministerio de Minas y Energía el 24 de junio de 2020 con el número 1-2020-031572, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio efectuó las siguientes recomendaciones:

"i) Especificar en el Proyecto que participar en los PPII no otorgará ventajas técnicas a los contratistas que se traduzcan en ventajas competitivas significativas en una posible etapa posterior de mercado de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales usando la técnica FH-PH. ii) Incluir explícitamente en el proyecto en qué consistirá la evaluación de los PPII con sus correspondientes indicadores y variables de resultado, con el fin de identificar la manera como se utilizará la información recolectada en la toma de decisiones que dará lugar a la creación de un potencial nuevo mercado en condiciones de competencia. iii) Fijar los estándares técnicos correspondientes que, no solo garanticen la seguridad e idoneidad técnica de los procedimientos, sino que correspondan efectivamente a aquellos que puedan ser cumplidos por la generalidad de los agentes que tengan capacidad para el desarrollo de la técnica de FH-PH. iv) Someter los futuros proyectos que tendrían como propósito regular aspectos sucesivos al Proyecto, en conocimiento de esta Superintendencia en sede de la función de abogacía de la competencia."

Que, en virtud de lo anterior, el Ministerio determinó lo siguiente frente a las recomendaciones de la Superintendencia:



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

- i) Se acoge en el sentido de que, observando estrictamente las disposiciones contenidas en la Ley 1712 de 2014, la información relacionada con el desarrollo de los PPII será recopilada y divulgada a través del Centro de Transparencia, lo que permitirá, que toda la ciudadanía, incluyendo eventuales contratistas futuros, tengan acceso a ella y no se convierta en una ventaja competitiva exclusiva de quien la produce. No obstante, en cuanto a que la participación de los contratistas en el desarrollo de los PPII no sea tenida como experiencia que genere una ventaja competitiva para aquellos que participaron, se aclara que el Ministerio no tiene competencia sobre el proceso competitivo para la asignación de áreas de exploración, explotación y perforación. Esta es una competencia funcional de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con el artículo 3 del Decreto 714 de 2012, y, por tanto, es esta entidad quien definirá los términos, requisitos y condiciones bajo los cuales se podría participar en dicho nuevo mercado.
- ii) Se acoge parcialmente esta recomendación, en el sentido que no se desconoce la importancia de formular los criterios de evaluación y la necesidad de que los mismos sean de público y amplio conocimiento, sino porque de hacerlo el Ministerio estaría actuando fuera del ámbito de su competencia y del alcance mismo del presente acto administrativo. En efecto, el Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020, dispone en el literal e) del artículo 2.2.1.1.1A.2.17. que el Comité Evaluador deberá expedir su reglamento, dentro del cual deberá establecer los criterios a partir de los cuales se realizará la evaluación en relación con el Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal.

El decreto también prevé que el criterio técnico que se tendrá en cuenta para la evaluación integral de los PPII será objetivo, medible y verificable. En este sentido, es competencia del Comité Evaluador determinar los indicadores y variables de resultados que se tendrán en cuenta para evaluar los PPII. De hecho, que sea el Comité Evaluador quién ostente tal competencia y no el Ministerio de Minas y Energía propicia la participación amplia de los distintos sectores en la formulación de tan importantes criterios y por lo tanto incrementa la legitimidad y transparencia de los mismos.

En ese sentido, los criterios de evaluación sí harán parte integral de la arquitectura institucional de los PPII y serán divulgados en el ámbito del Centro de Transparencia, para lo cual se considera fundamental tener en cuenta que la información que se genere a partir de la aplicación de la presente resolución, deberá cumplir con el respectivo flujo de información dispuesto en el Decreto 328 de 2020, que adicionó el Decreto 1073 de 2015, conforme al cual la información generada debe ser circulada a las instancias de los PPII, según como lo establece dicho decreto.

- iii) Se acoge, en la medida en que este Reglamento tuvo en cuenta las buenas prácticas de la industria y estándares internacionales, específicamente los establecidos por American Petroleum Institute – API y The Norwegian Shelf's Competitive Position - Norsok, los cuales han sido ampliamente adoptadas por las operadoras e incorporadas por las autoridades competentes en las regulaciones de diferentes países en donde se realizan actividades de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con perforación Horizontal - FH-PH en Yacimientos No Convencionales, con el fin de propender por la seguridad integral de las operaciones y el correcto funcionamiento de las actividades, los equipos y procesos y, con ello, velar por la protección de las comunidades y del medio ambiente.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

- iv) Se acoge parcialmente esta recomendación. Según el numeral 4.3. del concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), la presente recomendación implica incluir una disposición expresa que le señale a la Agencia Nacional de Hidrocarburos la importancia de que el proceso de participación y selección de los agentes que lleven a cabo los PPII responda a criterios objetivos de selección que propicien condiciones de competencia. El Ministerio acogerá esta parte de la recomendación y la transmitirá a la ANH en tanto implica el cumplimiento de un deber legal. No obstante, no puede este Ministerio anticipar que los actos administrativos que expida dicha agencia sean informados a la SIC para el trámite de abogacía de la competencia, debido a que esto dependerá del diligenciamiento y resultado del cuestionario de abogacía de la competencia respectivo de cada acto, y además si bien la mencionada agencia está adscrita al Ministerio de Minas y Energía, ostenta sus propias competencias funcionales entre las que se encuentra la administración de los requisitos hidrocarburíferos de la Nación. Además, de conformidad con el artículo 2.2.1.1.1A.2.1. del Decreto 328 de 2020, es la ANH la encargada de establecer los requisitos que deberán cumplir las personas jurídicas interesadas en desarrollar los PPII. En este orden de ideas, es la Agencia Nacional de Hidrocarburos quien deberá fijar los requisitos de habilitación y posterior selección de contratistas en el acuerdo que expida en relación con los PPII y dicha agencia, en uso de sus competencias funcionales, dispondrá si pone tal acuerdo o los que lo modifiquen, adicionen o complementen, en conocimiento de la Superintendencia de Industria y Comercio para el cumplimiento del trámite de abogacía de la competencia.

Que el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio - OTC de la Organización Mundial del Comercio - OMC establece que los miembros de la OMC deberán notificar a los demás miembros, los proyectos de reglamentos técnicos y procedimientos de evaluación de la conformidad cuando el contenido técnico de estos no esté de acuerdo con las normas internacionales pertinentes y siempre que dichos reglamentos o procedimientos de evaluación de la conformidad puedan tener un efecto significativo en el comercio de otros Miembros.

Que, de acuerdo con lo establecido en los artículos 2.2.1.7.5.6 y 2.2.1.7.5.7 del Decreto 1595 de 2015, mediante correo electrónico del 11 de mayo de 2020, el Ministerio de Minas y Energía sometió a consideración de la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo el texto del presente reglamento, con el fin saber si era necesario surtir el trámite previo de notificación del proyecto de resolución, en relación con el cumplimiento de los lineamientos del Subsistema Nacional de la Calidad y la potencialidad de constituir obstáculos técnicos innecesarios al comercio con otros países.

Que, mediante correo electrónico del 11 de mayo de 2020, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, conceptúo que:

"Teniendo en cuenta la solicitud realizada por usted sobre el proyecto de Resolución "Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH", adjunto a este comunicado, y si este es considerado un reglamento técnico a la luz del Acuerdo de Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio - OTC/OMC, y si dicho proyecto estaría sometido al cumplimiento del Decreto 1595 de 2015.

Al respecto le podemos informar, que el Proyecto de Resolución enviado por usted, tiene como objetivo: Establecer y desarrollar los requerimientos técnicos para adelantar los Proyecto Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC,



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

mediante la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH, el cual trata de establecer un procedimiento que deben seguir las empresas extractoras de petróleo técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal y no tiene como finalidad establecer requisitos de producto.

Por lo anterior, es claro que no estamos ante un reglamento técnico a la luz del Acuerdo OTC/OMC, y por lo tanto no deben dar cumplimiento a lo ordenado en el Decreto 1595 de 2015".

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

**CAPÍTULO I
OBJETO Y DEFINICIONES**

Artículo 1. Objeto. Establecer y desarrollar los requerimientos técnicos para adelantar los Proyecto Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC, mediante la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH.

Artículo 2. Definiciones y siglas. Para efectos de aplicar la presente resolución para el desarrollo de los PPII en YNC, a través de la técnica de FH-PH, se deberán considerar las siguientes definiciones y siglas:

Abandono Definitivo de Pozo. Operación de abandono final ejecutada por parte del Contratista PPII, que incluye la ubicación de tapones de cemento para aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello litológico). Incluye también el relleno del contrapozo, la instalación del monumento, la placa de abandono y el desmantelamiento de facilidades y equipos, siempre y cuando en la misma locación no haya otros pozos en operación, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado las actividades de los PPII.

Acuífero en uso: Formación geológica permeable capaz de almacenar, transmitir y proporcionar cantidades aprovechables de agua, que tiene un contenido de sólidos disueltos totales de hasta 4.000 miligramos por litro de agua y que se encuentra en uso para consumo humano, doméstico, agrícola, pecuario e industrial.

Acuífero salino: Acuíferos cuyo contenido de sólidos disueltos totales sea mayor a 15.000 miligramos por litro.

Agente apuntalante o propante: Material utilizado en conjunto con el fluido de fracturamiento hidráulico usualmente arena o material cerámico sintético que se utiliza para mantener la fractura abierta, una vez la presión de la estimulación hidráulica se suspende.

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 Producción: Es el agua de formación obtenida en superficie, durante el periodo de limpieza del pozo (*Flow Back*), y el dimensionamiento del yacimiento.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

Altura de Avance de la Fractura: Distancia y dirección en el eje vertical desde la cara del pozo, estimada mediante simulación que calcula la propagación de la fractura sobre el yacimiento.

Análisis PVT (*pressure, volume and temperature por sus siglas en inglés*): Conjunto de mediciones para determinar las propiedades físicas 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.

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

API (*American Petroleum Institute*): Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, 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 en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

API - MPMS: (*API – Manual of Petroleum Measurement Standards*) – Manual de Normas de Medición de Petróleos del Instituto Americano del Petróleo.

ASME (*American Society of Mechanical Engineers*): Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos de Estados Unidos de Norteamérica, 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.

Basamento: Unidad geológica a partir de la cual no existe interés de explotación de recursos hidrocarburíferos. Volumen de roca en cuya superficie se desarrolla la apertura de espacio de acomodación que es llenado por procesos sedimentarios durante la formación de una cuenca sedimentaria. Corresponde a rocas generalmente cristalinas (ígneas o metamórficas) o porciones de cuencas antiguas sobre las cuales un mecanismo de deformación permite la apertura de espacios de acomodo. En este término se incluye tanto la roca que hospeda el desarrollo de la cuenca como las estructuras que limitan y condicionan la distribución del sedimento. Se identifica por métodos directos como recuperación de muestras en pozos y/o por sus condiciones geofísicas contrastantes con el material de relleno de la cuenca.

Basamento Hidrogeológico: Rocas no prospectivas que infrayacen o que se encuentran por debajo de los estratos de interés contemplados exclusivamente en las actividades de disposición de agua de producción o fluido de retorno, que se adelanten en el desarrollo de los PPII.

Camisa de Reconexión (*Tie - Back Sleeve*): Sección de tubería que se corre desde el colgador de revestimiento (*liner hanger*) hasta la cabeza de pozo, después de que el tubo inicial y el sistema colgador sea instalado y cementado.

Cementación Primaria: Operación que genera adhesión entre el revestimiento y la cara de la formación a través de la mezcla y bombeo de un volumen determinado de cemento



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

al espacio anular, mediante la cual se busca garantizar el sello hidráulico entre el interior del pozo y las formaciones.

Cementación Secundaria: Operación realizada para reparar problemas de cementación primaria o tratar condiciones que pueden surgir después de que se ha cementado alguna sección del pozo o todo el pozo.

Centro de Transparencia: Se refiere al sistema establecido en el artículo 2.2.1.1.1A.3.2 del Decreto 1073 de 2015.

Colgadores de Revestimiento (*Liner Hanger*): Dispositivo utilizado para fijar o colgar los revestimientos cortos de la pared interna de un revestimiento previo.

Contratista PPII: Será la empresa o las empresas, en caso de que decidan asociarse, que suscriban un mecanismo contractual con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, para el desarrollo de los PPII.

Dimensionamiento del Yacimiento: Conjunto de actividades realizadas para determinar la capacidad productiva de la acumulación de hidrocarburos, a partir de la estimación de las características petrofísicas, volumen de roca, el recurso hidrocarburífero presente y los posibles completamientos y tecnologías de estimulación en los pozos a los que se les pueda aplicar la técnica de FH -PH.

Estudio de impacto ambiental - EIA: Es aquel instrumento definido en el artículo 2.2.2.3.5.1. del Decreto 1076 de 2015.

Falla Geológica: Es una superficie de deslizamiento formada por cizallamiento intenso a lo largo de la cual se mueven o se movieron los bloques rocosos que son separados por ella, la cuál es identificada mediante la interpretación sísmica.

Fluido de Retorno (*Flow Back*): Es el porcentaje de fluido de fractura y/o completamiento que regresa a superficie durante el periodo de limpieza del pozo.

Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH: Técnica usada en la extracción de gas o petróleo en YNC, como lutitas y carbonatos apretados de baja porosidad y permeabilidad, mediante la cual se inyecta en una o varias etapas, un fluido compuesto por agua, propante y aditivos, a presiones controladas, con el objetivo de generar canales que faciliten el flujo de los fluidos de la formación productora al pozo perforado horizontalmente. Esta técnica difiere de las técnicas utilizadas en los yacimientos convencionales en los que se utiliza el fracturamiento hidráulico y en los YNC de gas metano asociado a los mantos de carbón y las arenas bituminosas.

Fuentes Naturales de Radiación: Fuentes de radiación existentes en la naturaleza, entre ellas la radiación cósmica y las fuentes de radiación terrestres.

Inicio de Perforación: Para los PPII se considerará el momento en el que el pozo alcance, como mínimo, un pie de profundidad de perforación, haciendo uso de un taladro de perforación.

Locación: Es el polígono en superficie de máximo 10 hectáreas, donde se desarrollan las actividades de perforación, completamiento, fracturamiento hidráulico en perforación horizontal FH-PH, limpieza y dimensionamiento del yacimiento con fines investigativos, sin perjuicio de las operaciones que se desarrollen en el subsuelo para las actividades de FH-PH.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

NFPA (National Fire Protection Association): Asociación Nacional de Protección Contra Incendios de los Estados Unidos de Norteamérica, cuyas normas son ampliamente aceptadas en la mayoría de los países.

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.

NTC: Norma Técnica Colombiana, expedida por ICONTEC.

Periodo de Limpieza del Pozo (Flow Back): Operación mediante la cual se induce el flujo del pozo con el fin de limpiar y/o recuperar un porcentaje del fluido de fractura y/o completamiento. El Periodo de Limpieza del Pozo se da por terminado cuando el pozo se encuentre con caudales estables y esté produciendo fluido del yacimiento, de conformidad con los análisis fisicoquímicos de laboratorio que se desarrollen.

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. Para el caso de los PPII, el pozo horizontal está conformado por una sección vertical, una sección curva y/o una única sección horizontal completada para las actividades de dimensionamiento del yacimiento.

Proyecto Piloto de Investigación Integral - PPII: Proceso experimental, científico y técnico, de carácter temporal, que se desarrolla en un polígono específico, y que busca: (i) recopilar información social, ambiental, técnica, operacional y de dimensionamiento de los YNC, que requieran el uso de la técnica de FH-PH para su extracción; (ii) generar conocimiento para el fortalecimiento institucional; promover la participación ciudadana, la transparencia y acceso a la información; y (iii) evaluar los efectos de la técnica del FH-PH, según las condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control que se establezcan.

Perforación Horizontal: Pozo que contiene una sección cuya desviación respecto a la vertical es mayor a 80 grados y se proyecta más de 100 pies dentro de la formación de interés.

Radio de Avance de la Fractura: Distancia y dirección en el eje horizontal desde la cara del pozo, estimada mediante simulación que calcula la propagación de la fractura sobre el yacimiento.

Radionucleidos de origen natural: Radionucleidos presentes naturalmente en la tierra en cantidades importantes.

Suspensión temporal de pozos PPII: El ente fiscalizador de hidrocarburos podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo de hasta 12 meses, la cual podrá prorrogarse anualmente hasta por dos periodos iguales con la debida justificación, y previo cumplimiento de las condiciones y requerimientos para su debido aseguramiento.

Tecnología de Mínimo Impacto - TMI: Es el conjunto de instrumentos, métodos y técnicas empleados durante la ejecución de los PPII, de manera que se minimice la afectación al medio ambiente y a la comunidad del área de influencia de los proyectos. La TMI deberá ser utilizada durante todas las fases de los PPII. Tales instrumentos métodos y técnicas deben responder como mínimo a las disposiciones, estándares, y mejores prácticas de la industria contenidos en el anexo 1 de la presente resolución.

Yacimiento No Convencional - YNC: Son aquellos que se caracterizan por tener una baja permeabilidad primaria y que se les debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro, entre ellos se incluyen gas y petróleo de lutitas,

A.

"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

carbonatos apretados, gas metano asociado a los mantos de carbón, las arenas apretadas y arenas bituminosas.

CAPÍTULO II

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS PILOTOS DE INVESTIGACIÓN INTEGRAL- PPII EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES - YNC A TRAVÉS DE LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO - PERFORACIÓN HORIZONTAL -FH-PH.

Artículo 3. Sistema de coordenadas. La información georreferenciada que deba ser presentada por el Contratista PPII, tendrá que seguir los lineamientos adoptados por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi - IGAC, en la Resolución 068 del 28 de enero de 2005 o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan como la Resolución IGAC 715 del 8 de junio de 2018.

Artículo 4. Ubicación de los Proyectos Piloto de Investigación Integral- PPII. Los PPII se desarrollarán en las cuencas sedimentarias del Valle Medio del Magdalena y Cesar - Ranchería, las cuales se encuentran definidas por la ANH en su libro de nomenclatura y límites de cuencas sedimentarias de Colombia.

Artículo 5. Limitación de locaciones y pozos por Proyecto Piloto de Investigación Integral - PPII. En cada PPII se pueden perforar, completar, fracturar, estimular y dimensionar, mediante la aplicación de la técnica de FH-PH, hasta dos pozos horizontales. Dicho número máximo de pozos por PPII se puede distribuir en máximo dos locaciones.

Parágrafo. Se pueden desarrollar máximo cuatro PPII en el país.

Artículo 6. Flujo de información. La información que deberá reportarse al ente fiscalizador de hidrocarburos, con copia digital a la Secretaría Técnica del Subcomité Intersectorial Técnico y Científico de Sismicidad, Hidrogeología y Normatividad Técnica y al Centro de Transparencia, de acuerdo con lo estipulado en el numeral primero, literal b, del artículo 2.2.1.1.1A.3.1. del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 del 28 de febrero de 2020, es, por lo menos, aquella señalada en los artículos 9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,21,23,24,25,26,27 y 28 de esta resolución.

Dicha información deberá cumplir con el mencionado flujo de información, sin perjuicio de las notificaciones o comunicaciones que los artículos en mención señalan en relación con el ente fiscalizador de hidrocarburos.

Artículo 7. Aprobación de actividades y formatos para entrega de información de los Proyectos Piloto de Investigación Integral- PPII. Para las actividades de perforación, de completamiento, de fracturación hidráulica, de limpieza y de dimensionamiento del yacimiento que se tratan en la presente resolución, se deben utilizar los formatos incluidos en el anexo 3 - Formatos PPII y tienen que ser aprobadas por el ente fiscalizador de hidrocarburos.

Artículo 8. Red de monitoreo local. El Servicio Geológico Colombiano - SGC establecerá las especificaciones del monitoreo de sismicidad, las características de la red de monitoreo local de sismicidad, distancias y ubicación de los instrumentos de la red y un semáforo sísmico, basado en rangos de magnitudes y frecuencias para la toma de acciones preventivas y/o correctivas. La red de monitoreo deberá ser instalada previo al inicio de las actividades de FH-PH y de inyección de fluido de retorno y agua de producción a través de pozos inyectoros.





"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

Parágrafo: El SGC expedirá dicho acto administrativo a más tardar dos meses después de la expedición de la presente resolución.

Artículo 9. Monitoreo de actividades desde el inicio de la etapa concomitante hasta el final de la etapa de evaluación. El Contratista PPII deberá cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Monitorear y transmitir en tiempo real las series de tiempo sobre sismicidad en el PPII de acuerdo a los criterios que defina el SGC.
2. Monitorear las fuentes naturales de radiación en el área de cada uno de los PPII, de acuerdo con las variables que se establezcan en los términos de referencia ambientales, y los lineamientos técnicos para los procedimientos de muestreo (etapas, puntos de muestreo y metodología para la toma de muestras), así como para los análisis de laboratorio, suministrados por el SGC para tal fin.
3. Transmitir al Centro de Transparencia, el video en tiempo real con una vista panorámica de la(s) locación(es) en la(s) cual(es) se adelantan los PPII y las respectivas actividades de operación.

Parágrafo Primero. En caso de que los niveles medidos provenientes de fuentes naturales de radiación presentes durante el desarrollo de cualquier actividad en los PPII alcancen los niveles establecidos en los criterios de vigilancia radiológica definidos en la Resolución 181434 de 2002, deberá reportarse al ente fiscalizador de hidrocarburos.

Parágrafo Segundo: El SGC expedirá los lineamientos técnicos de que trata el numeral 2° del presente artículo a más tardar dos meses después de la expedición de la presente resolución.

Artículo 10. Perforación. Para la aprobación de la perforación de cada uno de los pozos, el Contratista PPII presentará al ente fiscalizador de hidrocarburos el programa para la perforación junto con el formato de *intención de perforar un pozo PPII*, adjuntando:

1. Prognosis geológica del área, donde se describan cada una de las formaciones a perforar, columna estratigráfica con los posibles topes y bases formacionales a perforar hasta el basamento;
2. Diseño del pozo y estado mecánico propuesto;
3. Programa direccional preliminar detallado con profundidades y herramientas direccionales;
4. Coordenadas estimadas desde superficie hasta el fondo de cada uno de los pozos;
5. Mapa estructural de la formación de interés proyectado a superficie del área de perforación del PPII;
6. Dos cortes estructurales perpendiculares en donde se identifiquen las características geológicas del subsuelo e incluyan toda la columna estratigráfica hasta el fondo del pozo y en un área de radio de por lo menos tres veces la distancia estimada de la horizontal del pozo.
7. Identificación de las fallas geológicas desde superficie hasta el basamento, en un área de radio de por lo menos tres veces la distancia estimada de la horizontal del pozo. Si no existe evidencia de basamento, se deben identificar las fallas geológicas desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo. Esta identificación se hará mediante la interpretación sísmica;



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

8. Programa preliminar de fracturamiento hidráulico que incluya: aditivos, cantidades, volúmenes, concentraciones del agente apuntalante y composición del fluido de completamiento durante cada etapa;
9. Presiones anticipadas de fractura preliminares;
10. Estimativos del radio y altura de avance la fractura, modelado para cada etapa y descripción del modelo utilizado en la simulación;
11. Modelo geomecánico que contenga, como mínimo, los esfuerzos horizontales y verticales y las presiones de poro de la columna estratigráfica incluyendo el área a ser estimulada;
12. Hojas de seguridad y matriz de compatibilidad en transporte y almacenamiento de los aditivos a usar;
13. Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 5, Título 1 de la Parte 3 del Libro 2 del Decreto 1081 de 2015, o las normas que lo sustituyan, modifiquen o adicionen, que contemple como mínimo el riesgo de intercomunicación de pozos, potencial de migración de fluidos hacia acuíferos superficiales, generación de sismicidad y los riesgos asociados a radioactividad natural.
14. Ubicación, profundidad, estado, y clasificación de todos los pozos de hidrocarburos en un área de 15 kilómetros de radio alrededor de la locación.

Parágrafo Primero. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de 500 metros en superficie de una infraestructura habitada. Esta prohibición aplicará únicamente para aquella infraestructura que se encuentre construida y habitada al momento en que la Autoridad de Licencias Ambientales expedida el auto de inicio del trámite de licencia ambiental.

Parágrafo Segundo. El Contratista PPII deberá incluir en el plan de gestión del riesgo de desastres de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 5, Título 1 de la Parte 3 del Libro 2 del Decreto 1081 de 2015, o las normas que lo sustituyan, modifiquen o adicionen, las TMI a usar, siguiendo los estándares, normas técnicas y buenas prácticas de la industria, las cuales se presentan en el anexo 1 de la presente resolución.

El Contratista PPII presentará y sustentará ante la ANH, que el conjunto de instrumentos, métodos, técnicas y estrategias empleadas son de mínimo impacto.

Parágrafo Tercero. De acuerdo con la información requerida en el numeral 14 del presente artículo, no se podrá realizar fracturamiento hidráulico a menos de 15 km de un pozo activo y/o abandonado que se encuentre a una profundidad igual o superior a la del yacimiento que se pretenda fracturar y que tenga evidencias de fallas de integridad.

Artículo 11. Reporte Diario de Perforación – RDP. Durante la perforación de cada pozo, el Contratista PPII deberá presentar el RDP al ente fiscalizador de hidrocarburos, que incluya información de:

1. Reporte de Ingeniería que contenga avance en perforación, características físicas y reológicas de los fluidos de perforación;
2. Reporte de geología;
3. Registros de evaluación de formaciones;
4. Reporte de las actividades desarrolladas;
5. Registros de presiones anular y tubería.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

Artículo 12. Registros y muestreo para pozos de los PPII. En los pozos de los PPII se deben tomar, como mínimo, los siguientes registros desde superficie, en la sección vertical:

1. Rayos gamma;
2. Densidad – neutrón;
3. Resistividad;
4. Potencial espontáneo;
5. Medidas de temperatura a la profundidad del zapato de cada revestimiento;
6. *Caliper*;
7. Micro esférico;
8. Registro Sónico.

Parágrafo Primero. Durante la perforación se deben registrar los fluidos y gases contenidos en la columna mediante cromatógrafo en línea.

Parágrafo Segundo. En la sección horizontal del pozo, como mínimo, se deben tomar registros de rayos gamma, de resistividad, *caliper* y un registro de imagen de alta resolución.

Parágrafo Tercero. En la formación superior a la zona de interés se deben correr registros de imágenes para identificar y caracterizar fracturas naturales y fallas, como mínimo 100 pies desde la base.

Parágrafo Cuarto. En aquellas operaciones donde la toma de los registros mencionados resulte riesgosa para la integridad del pozo o donde técnicamente no sea factible su corrida, el Contratista PPII debe solicitar aprobación del ente fiscalizador de hidrocarburos para no efectuar dicha toma.

Parágrafo Quinto. Se tomará un corazón en uno de los pozos por cada PPII, que cubra como mínimo el 50% del espesor total de la formación de interés, sin perjuicio de los requerimientos de información establecidos en el Manual de Entrega de Información Técnica de Exploración y Producción adoptado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante Resolución 183 del 13 de marzo de 2013 o aquel que lo modifique o sustituya.

Parágrafo Sexto. En caso de que los niveles medidos, provenientes de fuentes naturales de radiación presentes en los fluidos de retorno alcancen los niveles que, según los criterios de vigilancia radiológica requieren actuaciones definidos en la Resolución 181434 de 2002, el Contratista PPII debe reportarlo al ente fiscalizador de hidrocarburos, indicando las acciones mitigadoras a desarrollar.

Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII. Para las actividades de cementación de los pozos en los PPII, como mínimo, se tienen que contemplar los revestimientos: conductor, superficial, intermedio y final; y se deben cumplir los siguientes requisitos:

1. Los revestimientos superficial y conductor deben cementarse hasta superficie.
2. El revestimiento superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de 150 pies por debajo del fondo del acuífero en uso, identificado en el levantamiento de la línea base hidrogeológica más profundo encontrado.
3. En caso de que se encuentren condiciones geológicas imprevistas (acuíferos salinos cercanos a acuíferos en uso identificados en el levantamiento de la línea base hidrogeológica), se debe sentar el revestimiento de superficie antes de esta condición geológica y, así, aislar el acuífero en uso con el siguiente revestimiento y trabajo de cementación.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

4. Para los revestimientos intermedios deben cementarse como mínimo 500 pies por encima del zapato del mismo. Si durante la sección perforada se atraviesa por una zona de flujo, deben cementarse como mínimo 500 pies en profundidad medida por encima del tope de dicha formación.
5. Se debe realizar prueba de presión, como mínimo hasta la presión de ruptura de la formación inmediatamente inferior al zapato en los revestimientos superficial e intermedio, dentro de los 10 pies siguientes a la perforación del zapato o hasta que se evidencie un cambio de formación, mientras la formación geológica lo permita
6. Para el revestimiento final deben cementarse como mínimo 700 pies por encima de la zona de interés. Si durante la sección perforada se atraviesa por una zona de flujo diferente a la zona de interés, deben cementarse como mínimo 500 pies en profundidad medida por encima del tope de dicha formación.
7. Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento final, como mínimo al 100% de la presión estimada de fractura de la formación de interés, con una duración mínima de 15 minutos cuando la presión se haya estabilizado, en la que se garantice que no haya caída de presión mayor al 5% de la presión de la prueba.
8. Las zonas productivas de hidrocarburos pueden ser aisladas utilizando empaques para el sellamiento de las mismas en el anular del revestimiento de producción.
9. El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de 300 psi en 24 horas y 800 psi en 72 horas.

Parágrafo Primero. Para perforar cualquiera de las siguientes secciones del pozo, es requisito evaluar la condición de integridad del zapato y confirmar el efectivo aislamiento en el espacio anular de acuerdo con el objetivo de la sección. Durante el programa de registros en hueco abierto se debe correr el registro de evaluación de calidad de cemento de la sección anterior. Si los resultados muestran una inadecuada adhesión del cemento es obligatorio remediar la cementación antes de continuar la perforación de la siguiente sección.

Parágrafo Segundo. Si por alguna condición operacional o geológica no es posible realizar la cementación de la forma en la que tratan los numerales 4° y 6°, se debe solicitar aprobación al ante el ente fiscalizador para efectuar el cambio en el programa de cementación.

Parágrafo Tercero. Si la prueba de presión de que trata el numeral 7° del presente artículo no es exitosa, no se podrá continuar con la siguiente fase; se notificará por escrito en las siguientes 24 horas al ente fiscalizador; y, se presentará un plan de acción correctivo.

Artículo 14. Actividades previas al FH-PH. Antes de empezar las operaciones de FH-PH, el Contratista PPII debe presentar al ente fiscalizador de hidrocarburos y al SGC, un informe donde se incluya la instrumentación sísmológica instalada que involucre el área de los PPII dentro de la que se encuentre el pozo.

Parágrafo. No se permitirá realizar actividades de FH-PH en PPII a menos de un (1) km de una falla geológica identificada en la interpretación sísmica que involucre el basamento. Dicha distancia debe medirse desde cualquier parte de la sección en la que se aplicará la técnica de fracturamiento hidráulico.

Artículo 15. Actividades durante el FH-PH. Las actividades de FH-PH en desarrollo de los PPII se deben adelantar efectuando los siguientes procedimientos y condiciones:



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

1. El Contratista PPII debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos y el espacio anular entre la tubería de inyección y el revestimiento final de manera permanente durante las actividades de FH-PH. En el evento en que haya un aumento anormal en la presión anular de 200 psi o más, las operaciones deben ser suspendidas de manera inmediata y se debe notificar, por escrito y en el menor tiempo posible, al ente fiscalizador de hidrocarburos.
2. En caso de que las presiones indiquen que hay comunicación entre el fluido de estimulación hidráulica y el anular del revestimiento, el Contratista PPII debe:
 - a) Suspender las actividades de estimulación hidráulica.
 - b) Notificar de manera inmediata por escrito y mediante correo electrónico al ente fiscalizador de hidrocarburos.
 - c) Ejecutar y comunicar todas las acciones correctivas al ente fiscalizador de hidrocarburos.
 - d) Notificar y enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas al ente fiscalizador de hidrocarburos.
3. En ningún caso, la distancia vertical entre la sección horizontal del pozo perforado para la aplicación de la técnica de FH-PH y el fondo de un acuífero en uso identificado en el levantamiento de la línea base hidrogeológica, puede ser menor a 500 metros de la estimulación hidráulica, calculados con base en la prognosis geológica ajustada.
4. El Contratista PPII debe aplicar los lineamientos técnicos para el muestreo y análisis de laboratorio, suministrados por el SGC establecidos en el numeral 2 del artículo 9 de la presente Resolución, para la caracterización de las fuentes naturales de radiación.
5. No se pueden realizar actividades de FH-PH en pozos que se encuentren a menos de 200 metros de distancia en superficie de un pozo de agua previamente identificado, construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia.

Artículo 16. Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH. El Contratista PPII debe obtener y reportar al ente fiscalizador de hidrocarburos, mediante el formato *informe de fracturamiento, estimulación y dimensionamiento en pozos horizontales PPII*, los siguientes datos:

- a) Presión y caudal de bombeo para extender la fractura, como mínimo cada 5 minutos, medida en psi y barriles por minuto.
- b) Presión del espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento final medida en psi, como mínimo cada 5 minutos.
- c) Concentración en tiempo real de los aditivos que componen el fluido de fractura.
- d) Prueba de integridad previa a la primera etapa de fracturamiento hidráulico.
- e) Profundidad de los empaques.
- f) Curva de presión medida en psi y caudal medido en barriles por minuto de las operaciones de fracturamiento hidráulico.
- g) Informe del comportamiento sísmico registrado durante las operaciones de FH-PH.

Parágrafo Primero. El Contratista PPII, durante las actividades de FH-PH, y teniendo en cuenta lo establecido en el semáforo sísmico del que trata el artículo 8° de la presente resolución, debe remitir los informes de análisis de sismicidad especificados y adelantará las siguientes acciones:



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

Estado	Actividades
Verde	<ul style="list-style-type: none">Continuar con las actividades normales según plan operativo
Amarillo	<ul style="list-style-type: none">Hacer seguimiento al comportamiento de la sismicidad, las presiones y volúmenes de inyección con el fin de modificar de ser necesario las presiones, caudales de inyección, volúmenes y otros de acuerdo con el completamiento del pozo y según el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres.
Naranja	<ul style="list-style-type: none">Hacer seguimiento al comportamiento de la sismicidad, las presiones y volúmenes de inyección con el fin de modificar, de ser necesario, las presiones, caudales de inyección, volúmenes y otros de acuerdo con el completamiento del pozo y según el plan de mitigación.Entregar un informe sobre las acciones adelantadas indicando las causas por las cuales se activó el semáforo sísmicoAplicar plan de respuesta de sismicidad entregado previamente por el Contratista PPII.
Rojo	<ul style="list-style-type: none">Suspender operaciones de fracturamiento hidráulico en el pozo.Se cita al Subcomité Intersectorial Técnico y Científico de Sismicidad, Hidrogeología y Normatividad Técnica.Entregar un informe sobre las acciones adelantadas indicando las causas del evento sísmico e incluir el análisis de la sismicidad previa y posterior si existen.Aplicar plan de respuesta de sismicidad entregado previamente por el Contratista PPII.

Artículo 17. Suspensión de actividades de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH. El Contratista PPII debe controlar y suspender las actividades de la operación de FH-PH en caso de que se presente alguna de las siguientes situaciones:

- Un sismo con magnitud igual o superior a cuatro, cuyo epicentro esté ubicado dentro del cilindro cuyo radio en torno al pozo sea de dos veces la profundidad medida del pozo y a una profundidad hipocentral menor de 16 km de acuerdo con la información oficial del SGC.

En tal caso el Contratista PPII debe:

- Revisar y analizar las presiones, volúmenes de FH-PH y el monitoreo de sismicidad para determinar las acciones necesarias para minimizar la generación de sismicidad.
 - Implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al ente fiscalizador de hidrocarburos.
 - Informar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de FH-PH.
 - Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.
- Si se presenta pérdida de contención de fluidos por fallas de integridad en el pozo, flujo a otras formaciones o estratos suprayacentes o flujo no controlado de fluidos a superficie, se debe remitir un informe dentro de las siguientes 24 horas al ente



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

fiscalizador de hidrocarburos, que contenga las acciones correctivas para reanudar operaciones.

Parágrafo Primero. El reinicio de las actividades será ordenado por el ente fiscalizador de hidrocarburos y debe informarse a la Comisión Intersectorial de Acompañamiento Técnico y Científico.

Parágrafo Segundo. En caso de que los niveles medidos, provenientes de fuentes naturales de radiación presentes en los fluidos de retorno alcancen los niveles que, según los criterios de vigilancia radiológica requieren actuaciones, el Contratista PPII debe reportarlo al ente fiscalizador de hidrocarburos, indicando las acciones mitigadoras a desarrollar.

CAPÍTULO III

MANEJO DE FLUIDOS

Artículo 18. Periodo de limpieza. Una vez concluidas las etapas de FH-PH, el Contratista PPII dará inicio al periodo de limpieza. Previo al inicio de dicho periodo el Contratista PPII debe:

1. Solicitar al ente fiscalizador de hidrocarburos el visto bueno de las facilidades modulares, las cuales deben garantizar los equipos necesarios para control y caracterización de fluidos.
2. Presentar al ente fiscalizador de hidrocarburos el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres y sus controles para las operaciones de limpieza, que contenga por lo menos:
 - a) Presentar al ente fiscalizador de hidrocarburos un análisis de riesgos y sus controles para las operaciones de limpieza, dentro de los cuales se incluya el análisis geoquímico que identifique radionucleidos de origen natural.
 - b) Presentar las medidas de reducción y monitoreo de los riesgos identificados, diseñadas con base en el análisis de riesgos.
 - c) Presentar las medidas de manejo para la materialización de posibles contingencias.

Parágrafo Primero. El periodo de limpieza termina una vez el pozo cuente con flujo constante, esté estabilizado, y que mediante análisis fisicoquímicos de laboratorio se garantice que se está produciendo fluido del yacimiento.

Parágrafo Segundo. En caso de que los niveles medidos provenientes de fuentes naturales de radiación presentes en los fluidos de retorno alcancen los niveles que según los criterios de vigilancia radiológica requieren actuaciones, el Contratista PPII debe reportarlo al ente fiscalizador hidrocarburos, indicando las acciones mitigadoras a desarrollar.

Artículo 19. Caracterización y Dimensionamiento del Yacimiento. Esta actividad comienza una vez se concluya el periodo de limpieza. Para estos efectos el Contratista PPII previamente debe enviar al ente fiscalizador de hidrocarburos un programa de evaluación de hasta tres meses. El programa debe incluir un cronograma que garantice en este periodo la toma de los siguientes registros y muestras:

1. Programa de toma registros de presión en cabeza de pozo y anulares que contenga periodicidad y duración.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

2. Muestras de fluidos de producción y análisis PVT.
3. Temperatura y presión en el yacimiento.
4. Registro de caudales, presiones y temperaturas desde superficie hasta fondo de pozo.

Parágrafo Primero. El registro de que trata el numeral 4° del presente artículo, debe ser tomado al menos una vez en la actividad de caracterización y dimensionamiento del yacimiento, con el fin de conocer el perfil de flujo del pozo, es decir, la distribución del fluido dentro y fuera del pozo, determinar los intervalos aportantes o receptores, monitorear el yacimiento, y detectar la posibilidad de fugas en la tubería. Si de cualquier forma se evidencian flujos cruzados, intervalos receptores o fugas en el pozo se deberá reportar de inmediato al ente fiscalizador de hidrocarburos.

Parágrafo Segundo. La infraestructura de estas facilidades puede ser modular, siempre que no cause interferencia con alguna otra actividad económica que se realice en el área donde pretendan ser instaladas.

Parágrafo Tercero. El reporte de la información durante las actividades de perforación, completamiento, fracturamiento hidráulico, limpieza y dimensionamiento del yacimiento de los PPII se deberá presentar de acuerdo con los parámetros, variables y periodicidad señalados en el anexo *Informe de fracturamiento, limpieza y dimensionamiento en pozos PPII* de la presente resolución.

Artículo 20. Legalización de Operaciones Finales. El Contratista PPII, para todo pozo del PPII que haya culminado las actividades de perforación, completamiento, fracturamiento hidráulico, estimulación, y dimensionamiento del yacimiento, debe remitir dentro de los siguientes 25 días hábiles el formato *Terminación Oficial de Pozo PPII* al ente fiscalizador de hidrocarburos.

CAPÍTULO IV

REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN

Artículo 21. Pozos inyectoros. Los pozos que se utilicen como inyectoros del fluido de retorno y agua de producción, deben ubicarse dentro de la cuenca sedimentaria en donde se adelanten los PPII, dentro de unidades con permeabilidad y capacidad de volumen para almacenar los fluidos.

Parágrafo. Para el caso de cuencas sedimentarias que cuenten con actividad de producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales, se puede inyectar el fluido de retorno y agua de producción en unidades productoras convencionales con propósito de mantenimiento de presión, previo cumplimiento de las disposiciones ambientales y aprobación del ente fiscalizador de hidrocarburos.

Artículo 22. Requerimientos de información geológica para pozos inyectoros de fluido de retorno y agua de producción. Se debe solicitar permiso para perforar un pozo inyector, mediante el formato *Intención de perforar un pozo PPII* al ente fiscalizador de hidrocarburos o si se trata de una conversión se deberá diligenciar el formato 7 CR "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial". Dicha solicitud debe acompañarse de los soportes que demuestren que la formación geológica objetivo cuenta con características geológicas que restrinjan la migración de fluidos a otras unidades geológicas diferentes a la unidad propuesta de inyección, así:

1. Informe de geología en un radio de 6 km del pozo inyector y a la profundidad del pozo, que incluya:



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

- a) La formación geológica propuesta para la inyección, la cual debe contar con una roca sello o barrera impermeable que garantice que la formación se encuentra aislada hidráulicamente.
 - b) Prognosis geológica al tope del basamento hidrogeológico.
 - c) Distancia vertical al basamento.
 - d) Volumen, profundidad y características petrofísicas y geomecánicas de la formación geológica para la inyección.
 - e) Mapa estructural donde se relacionen las fallas geológicas identificadas mediante la interpretación sísmica, desde superficie hasta el basamento.
 - f) Identificación de las fallas geológicas más cercanas a la cara del pozo que involucren el basamento y que estén presentes en la formación geológica para la inyección.
 - g) La instrumentación sísmológica instalada que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo inyector.
 - h) Línea base de sísmicidad del área que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo inyector con información existente de acuerdo a las especificaciones del SGC.
2. El área de revisión a un radio de 4 km del pozo inyector, para la cual se debe suministrar:
- a) Ubicación y profundidad de los pozos construidos de agua utilizada por la comunidad con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario, u otras actividades de subsistencia en el área de revisión, con base en la información disponible;
 - b) Ubicación y profundidad de todos los pozos de hidrocarburos en el área de revisión que estén produciendo, suspendidos, taponados y/o abandonados.
3. Presentar al ente fiscalizador de hidrocarburos el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres que incluya:
- a) El riesgo de afectar acuíferos en uso, identificados en el levantamiento de la línea base y la posibilidad de migración de fluidos a formaciones diferentes de las sujetas a aprobación para inyección.
 - b) Descripción de las medidas de reducción y de monitoreo de los riesgos identificados, diseñadas con base en el análisis de riesgos presentado en el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres que se realiza de conformidad con el Capítulo 5, Título 1 de la Parte 3 del Libro 2 del Decreto 1081 de 2015, o las normas que lo sustituyan, modifiquen o adicionen.
 - c) Plan de Contingencia con los procedimientos y protocolos para atender las posibles emergencias derivadas del proceso o actividad.

Parágrafo: El ente fiscalizador de hidrocarburos, con base en la información relacionada en el numeral primero de este artículo, evaluará la solicitud y dará la aprobación siempre y cuando se garantice la prevención y mitigación de los riesgos asociados a la sísmicidad, para lo cual, se debe tener en cuenta la distancia del pozo a la falla geológica más cercana que involucre el basamento.

Artículo 23. Requerimientos de completamiento para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción.

1. El revestimiento superficial debe estar mínimo 150 pies por debajo del acuífero en uso identificado en el levantamiento de la línea base, con base en la información disponible; y los revestimientos conductor y superficial deben ser cementados hasta la superficie.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

2. La inyección puede realizarse a través de un sistema de tubería de inyección y empaques, en cuyo caso:
 - a) Los empaques deben estar sentados a una profundidad no mayor a 100 pies sobre la zona de inyección, y deben tener un espacio anular entre la tubería y el revestimiento para permitir el monitoreo de presión durante la operación del pozo.
 - b) Se debe garantizar la no migración de fluidos a zonas no deseadas a través de tapones o empaques de aislamiento al menos a 100 pies por debajo de la zona de inyección.
3. En caso de utilizar colgadores de revestimiento se debe usar tubería de inyección y camisa de reconexión. El espacio anular entre la tubería de inyección y el revestimiento debe permitir el monitoreo de presión durante las operaciones de inyección. Todos los anulares del pozo se deben poder monitorear.
4. La prueba de integridad de los revestimientos debe realizarse a una presión mínima de 1,2 veces la presión máxima de inyección esperada.
5. Se deben tomar por lo menos de los siguientes registros eléctricos i) rayos gamma; ii) resistividad; iii) potencial espontáneo; iv) integridad; y v) neutrón, en la formación sujeta de inyección.

Artículo 24. Requerimientos para pruebas iniciales de inyección en los pozos inyectoros de fluido de retorno y agua de producción:

1. Antes del inicio de las operaciones de inyección para pozos inyectoros nuevos, para pozos inyectoros existentes y para pozos a convertir de productores a inyectoros, el Contratista PPII debe verificar la integridad mecánica del pozo para asegurar que no existan fugas en el sistema, ni movimiento de fluidos a través de canales verticales adyacentes al revestimiento, que puedan llegar a afectar acuíferos en uso identificados en el levantamiento de la línea base hidrogeológica. Para tal fin deberán utilizarse registros de temperatura, de integridad del cemento, y trazadores, entre otros.
2. El Contratista PPII debe enviar un reporte con las pruebas de integridad con su debida interpretación al ente fiscalizador de hidrocarburos, para que sean aprobados previo al inicio de operaciones, y a las pruebas de inyectividad.
3. El Contratista PPII debe realizar la toma de presión de inyección en cabeza de pozo de forma tal que se asegure que durante la inyección no se generen nuevas fracturas o se propaguen las existentes en las zonas adyacentes a los acuíferos en uso identificados en el levantamiento de la línea base hidrogeológica.
4. El Contratista PPII debe notificar al ente fiscalizador de hidrocarburos, sobre la fecha en que iniciarán las pruebas de inyectividad y las operaciones de inyección.
5. El Contratista PPII debe entregar al ente fiscalizador de hidrocarburos, la información relacionada con las pruebas de inyectividad de acuerdo con lo solicitado en el formato *informe semanal sobre inyección de fluidos PPII* de la presente resolución.

Artículo 25. Límites de operación para los pozos inyectoros de fluido de retorno y agua de producción.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

La presión de inyección calculada en el punto medio de perforados no debe ser mayor al 90% de la presión de fractura de la formación. En caso de que, por las condiciones de operación, dicha presión llegase a alcanzar el equivalente al 90% de la presión de fractura, el Contratista PPII debe informarlo al ente fiscalizador de hidrocarburos, y suspender las operaciones hasta que se determine la causa del incremento y se realicen las acciones correctivas correspondientes.

Una vez ejecutadas las acciones correctivas, y previa autorización del ente fiscalizador de hidrocarburos, se pueden reanudar las actividades de inyección.

Parágrafo. En las pruebas de inyectividad se puede llegar hasta la presión de fractura de la formación a inyectar. El contratista PPII también puede realizar una estimulación ya sea química o hidráulica con el fin de eliminar el daño de la formación causado durante la perforación del pozo. Para tal fin deberá solicitar aprobación al ente fiscalizador de hidrocarburos mediante el formato *7CR Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial*.

Artículo 26. Seguimiento de los pozos inyectoros de fluido de retorno y agua de producción.

1. Los volúmenes y presiones promedio deben ser registrados y reportados al ente fiscalizador de hidrocarburos, mediante el Formato *Informe Semanal sobre Inyección de Fluidos – PPII*, anexo de la presente resolución.
2. Todos los pozos inyectoros deben ser equipados con medidores de presión en cada uno de los anulares. Estos medidores deben estar calibrados según las buenas prácticas de la industria y las recomendaciones del fabricante.
3. La integridad del pozo debe ser verificada por el Contratista PPII por lo menos una vez cada 3 años.

Artículo 27. Requerimientos adicionales para pozos a convertir como inyectoros de fluido de retorno y agua de producción.

1. El Contratista PPII debe correr registros de tope de cemento y registros de adherencia de cemento para verificar la calidad de la cementación por revestimiento expuesto a la inyección.
2. Si el revestimiento superficial no ha sido cementado hasta superficie, el revestimiento más interno debe ser cementado hasta superficie. Si se evidencia regular o mala adhesión del cemento o cualquier problema mecánico que no garantice una buena integridad del pozo se deben realizar trabajos remediales previo al inicio de la inyección. En cualquiera de estos casos el Contratista PPII debe solicitar autorización al ente fiscalizador mediante formato *7CR Permisos para trabajos posteriores a la terminación*.
3. Cualquier formación geológica abierta que no vaya a ser utilizada para inyección debe ser aislada y/o abandonada.

Artículo 28. Suspensión de actividades de inyección. El Contratista PPII debe suspender las actividades de operación de inyección en los siguientes casos, además de los dispuestos en otros artículos de esta resolución:

1. Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad: en este caso, se debe realizar una suspensión inmediata de las operaciones de inyección en dicho pozo e implementar las acciones correctivas correspondientes. Una vez finalice las actividades de corrección el Contratista PPII debe notificarlo dentro de las siguientes



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

24 horas al ente fiscalizador de hidrocarburos y al Subcomité Intersectorial Técnico y Científico de Sismicidad, Hidrogeología y Normatividad Técnica. El Contratista PPII puede reanudar las operaciones de inyección en el pozo, previo visto bueno del ente fiscalizador de hidrocarburos.

2. Si las presiones del anular igualan el 20% del promedio de la presión de inyección. En ese caso, el Contratista PPII debe notificar dentro de las siguientes 24 horas al ente fiscalizador de hidrocarburos.
3. Si se presenta un sismo con magnitud igual o superior a 4, cuyo epicentro esté ubicado dentro del cilindro cuyo radio en torno al pozo sea de 2 veces la profundidad medida del pozo y a una profundidad hipocentral menor de 16 km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano. En tal caso el Contratista PPII debe notificar dentro de las siguientes 24 horas al ente fiscalizador de hidrocarburos, y previo a la reactivación de las operaciones debe:
 - a) Revisar y analizar las presiones, volúmenes de inyección y el monitoreo de sismicidad para determinar las acciones correctivas necesarias para minimizar la generación de sismicidad.
 - b) Implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al ente fiscalizador de hidrocarburos.
 - c) Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas al ente fiscalizador de hidrocarburos.

En el caso que se presente la situación planteada en el numeral tercero del presente artículo, el ente fiscalizador de hidrocarburos puede imponer a la operación de los pozos inyectoros, entre otros, los siguientes requerimientos adicionales:

- a) Reducción del caudal de inyección aprobado.
- b) Implementación de un cronograma de inyección periódica.

Parágrafo Primero. Para los sismos con magnitudes menores a 4, localizados en el volumen cilíndrico especificado en el semáforo definido por el SGC, el Contratista PPII debe tomar las acciones preventivas y/o correctivas establecidas en el artículo 16 de la presente resolución.

Parágrafo Segundo. El Contratista PPII debe contar con un procedimiento para la suspensión de actividades, en el cual garantice que no se afectará la integridad de las facilidades de inyección.

CAPÍTULO V

DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 29. Seguimiento y control de los PPII. El ente fiscalizador de hidrocarburos debe mantener un ingeniero de petróleos permanente en cada locación durante el desarrollo de todas las actividades de los PPII, con el fin de verificar las condiciones técnicas de tales actividades.

Artículo 30. Evaluación de los PPII. La etapa de evaluación de la que tratan los artículos 2.2.1.1A.2.14 y siguientes del Decreto 328 de 2020 inicia una vez culminadas las etapas de perforación, completamiento, estimulación, fracturamiento hidráulico y dimensionamiento del yacimiento del 100% de los pozos que hayan iniciado su perforación a más tardar 9 meses después de que les fue otorgada su respectiva licencia ambiental.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

Parágrafo Primero. Los Contratistas PPII deben radicar la solicitud para obtener la respectiva licencia ambiental dentro del plazo que se disponga en el mecanismo contractual, teniendo en cuenta lo establecido en los términos de referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para los PPII.

Parágrafo Segundo. En caso que un Contratista PPII no obtenga la licencia ambiental dentro de los 10 meses siguientes a la radicación de su solicitud, podrá continuar con los trámites tendientes a la obtención de la misma, pero no podrá iniciar la etapa de perforación.

Parágrafo Tercero. En caso de que alguno de los pozos de los que trata este artículo no pueda o se decida no ser completado, fracturado hidráulicamente, estimulado y/o su yacimiento no sea dimensionado, el Contratista PPII debe notificarlo dentro de las siguientes 24 horas al ente fiscalizador de hidrocarburos.

En todo caso, se entenderá que un Contratista PPII decidió no hacer el completamiento, el fracturamiento hidráulico, la estimulación y/o el dimensionamiento del yacimiento, si suspende sus actividades por un término mayor a 1 mes, sin que informe las razones de dicha inactividad al ente fiscalizador de hidrocarburos.

Parágrafo Cuarto. Cuando, de conformidad con lo establecido en el parágrafo tercero del presente artículo, el ente fiscalizador de hidrocarburos verifique que no es posible o que se ha decidido no continuar con las actividades de completamiento, fracturamiento hidráulico, estimulación y/o dimensionamiento del yacimiento de un pozo, tal pozo no será tenido en cuenta para dar inicio a la etapa de evaluación, de conformidad con lo establecido en este artículo.

En cualquier caso, al evaluar, el Comité Evaluador tendrá en cuenta todas las actividades que se hayan presentado durante el desarrollo de los PPII, incluyendo las situaciones que hayan hecho que un Contratista PPII no haya llegado a perforar, completar, fracturar, estimular y/o dimensionar el yacimiento de uno o más pozos.

Parágrafo Quinto. El Contratista PPII podrá solicitar al ente fiscalizador de hidrocarburos la suspensión temporal de pozos PPII perforados y/o perforados y completados, con la debida justificación y previo cumplimiento de las condiciones para su aseguramiento tanto en subsuelo como en superficie; así como el abandono definitivo de pozo, en cuyo caso debe presentar el programa de taponamiento y abandono mediante el Formato 7CR *Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial*.

Artículo 31. Entrega de Información. La información que se publicará en el Centro de Transparencia respetará las condiciones de confidencialidad establecidas en la normatividad aplicable, así como lo acordado en los mecanismos contractuales suscritos con la ANH y el Anexo 2 de la presente resolución. El Anexo 2 describe la información que debe ser publicada en el Centro de Transparencia. Los detalles específicos y características para la publicación de los datos como frecuencia, tipo de dato, formato, entre otros, serán indicados dentro de los protocolos de comunicación del Centro de Transparencia.

Artículo 32. Normatividad aplicable. Los procedimientos que no se especifiquen dentro de la presente resolución se regirán por lo dispuesto en las resoluciones 18 1495 de 2009 y 41 251 de 2016, o las normas que las modifiquen, sustituyan o adicionen.

Así mismo, el cumplimiento de las disposiciones contenidas en la presente resolución deberá darse sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental y social, entre otras, establecidas por las autoridades competentes.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

Artículo 33. Fortalecimiento institucional. El Ministerio de Minas y Energía, la ANH y el SGC deberán diagnosticar las condiciones de la capacidad institucional e identificar los ajustes institucionales necesarios para el desarrollo de actividades en YNC a través de la técnica de FH - PH, a más tardar a la fecha de otorgamiento de la primera licencia ambiental.

Artículo 34. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y Cúmplase

Dada en Bogotá D.C., a



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía





"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

ANEXO 1 - NORMAS DE LA INDUSTRIA EN RELACIÓN CON EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

ANEXO: Criterios y Estándares de Tecnología de Mínimo Impacto		
Etapas de la operación	Descripción	Norma aplicable: Mejores Prácticas
Perforación	Estructuras de perforación y mantenimiento de pozos	API SEPC 4F
Perforación	Estructuras de perforación y mantenimiento de pozos (Inspección y mantenimiento)	API RP 4G
Perforación	Equipo de perforación	API SPEC 7K
Perforación	Sistemas de choque	API SEPC 16C
Perforación	Sistema y equipos de preventoras	API STD 53
Perforación	Sistema de control y equipos de control de pozo	API SEPC 16D
Perforación	Operaciones de perforación y servicio Seguridad laboral	API RP 54
Perforación	Equipos y operaciones de sistemas de desvío	API RP 64
Perforación	Gestionar la integridad del sistema	API RP 1162
Cementación	Mejores practicas en evaluación y trabajos de cementación en pozos petroleros	API Spec 10A, API RP 10B-2, API RP 10B-4, API RP 10B-5, API RP 10B-6, API Spec 10D, API RP 10D-2, API RP 10F, API TR 10TR1, API TR 10TR2, API TR 10TR3, API TR 10TR4, API TR 10TR5
Cementación	Verificación de la cementación realizada	API 10RT1
Perforación y Estimulación	Operaciones de control de pozos	API RP 59
Perforación y Estimulación	Operaciones de mantenimiento y reparación de pozos y petróleo Que implica sulfuro de hidrógeno	API RP 68
Perforación y Estimulación	Aislamiento de zonas de flujo potencial	API Std 65-2
Perforación, Estimulación, Ambiental, Producción	Gestión NORM	API Bull E3
Perforación, y Estimulación.	Diseño del pozo, integridad del pozo, estimulación del pozo, simulación de la fractura, contención de fracturas, y protección de los acuíferos subterráneos.	ANSI/API RP 100-1
Perforación, Estimulación, y producción.	Integridad del pozo en operaciones de perforación y servicios, enfocado en el establecimiento de barreras y elementos de barrera durante todo el ciclo de vida del pozo, para evitar la pérdida de integridad.	Norsk D-010 (Estándares Industria Petrolera Noruega).
Perforación y Estimulación.	CAPP-Practicas compartidas del fracturamiento hidraulico en cuanto a anomalias de sismicidad inducida debido al fracturamiento.	Documento CAPP (Asociación Cadadriense de Productores de Petróleo): Sismicidad inducida anómala debido a la fracturación hidráulica.
Estimulación	Describir mejores practicas a manejo de agua asociada al fracturamiento hidraulico	API HF2
Estimulación	Mejores practicas para equipos y procedimientos de inyección de fluido para el fracturamiento Hidraulico.	API RP 13M, API RP 13M-4, API RP 19D, API Spec 11D1, API Std 11D2, API Std 11D3, API Spec 14A, API RP 14B, API Spec 14L, API Spec 19G1, API Spec 19G2, API Spec 19G3, API RP 19G4, API Spec 19V
Estimulación	Propiedades de los Propanes.	API RP 19C - ISO 13503.2
Estimulación	Conductividad de los Propanes.	API RP 19D - ISO 13503.5
Producción	Cabeza de pozo y equipo "arbol de navidad".	API SPEC 6A
Producción	Control de prevención de derrames y plan de contramedidas	API Bull D16
Abandono de pozo	Abandono de pozos y pozos inactivos	API Bull E5
Las demás operaciones que se consideren necesarias	Normas aplicables a las demás operaciones que no fueron listadas anteriormente	ASTM, API, ANSI, CAPP, NOR SOK, AER, A SME



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA

INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE

INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE
Departamento	X	
Municipio	X	
Coordenadas PPII	X	
Número de pozos a perforar en cada locación	X	
Coordenadas estimadas de cada uno de los pozos en superficie.	X	
Mapa de Localización	X	
Línea base local de sismicidad	X	
Transmisión en tiempo real de la sismicidad en el PPII		X
Monitoreo de los niveles medidos provenientes de fuentes naturales de radicación		X
Modelo hidrogeológico conceptual	X	
Mapa estructural de la formación de interés		X
Mapa de las fallas geológicas desde superficie hasta el basamento en el área del PPII		X
Transmisión de video en tiempo real de la locación en la cual se adelanta el PPII		X
Prognosis geológica donde se describan cada una de las formaciones a perforar		X
Diseño del pozo y estado mecánico propuesto		X
Red de monitoreo de aguas subterráneas		X
Programa direccional detallado con profundidades		X
Programa de fracturamiento que incluya el número estimado de etapas de fracturamiento		X



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE
Hoja de seguridad y compatibilidad de los aditivos a usar		X
Volúmenes de agua para cada etapa de FH		X
Composición del fluido de fracturamiento hidráulico		X
Modelo geomecánico		X
Plan de Gestión de Riesgo de Desastres	X	
Reporte Diario de Perforación – RDP		X
Registros Rayos gamma		X
Registros Densidad – Neutrón		X
Registros Resistividad		X
Registros Potencial espontáneo		X
Registros de temperatura		X
Registros Caliper		X
Registros Micro Esférico		X
Registro Sónico		X
Estado mecánico final del pozo		X
Registros de presión del espacio anular entre la tubería de inyección y el revestimiento final		X
C Concentración en tiempo real de los aditivos que componen el fluido de fractura.		X
Curva de presión y caudal de las operaciones de fracturamiento hidráulico		X
Informe de las muestras de fluidos de producción y análisis PVT		X



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE
Informe de la temperatura y presión en yacimiento		X
Infraestructura a utilizar durante de dimensionamiento del yacimiento		X



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
INTENCION DE PERFORAR UN POZO PPII**

Compañía: _____ Contrato: _____ Pozo : _____
 Área PPII: _____ Estructura: _____ Clasificació _____

ORIGEN DE COORDENADAS

Magna Sirgas Origen Bogotá (Superficie): _____ Magna Sirgas Origen Bogotá (Fondo de pozo): _____
 N (Y) _____ N (Y) _____
 E (X) _____ E (X) _____

Fecha aproximada en que se iniciarán los trabajos de perforación: _____
 Elevación de terreno sobre nivel de mar: _____ Pies Distancia del pozo al lindero más cercano _____ mts
 Potencia en del equipo de perforación: _____ Hp Profundidad total Aproximada: _____
 Distancia al pozo mas cercano _____ mts a) Vertical TVD _____ Pies
 b) Desviada MD _____ Pies
 Se intenta completar el pozo en la formacion _____ a la profundidad (TVD) de _____ pies
 Profundidad de la desviación: _____ pies
 Longitud de perforación en la horizontal: _____ pies

TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Se usarán las siguientes tuberías de revestimiento y se cementarán en la forma que se indica:

Diámetro del Pozo	Revestimiento		Profundidad - Pies	Tope del Cemento
	Diámetro	Presión de Estallido		

En caso de que hayan cambios en los planes de perforación del pozo, deberá comunicarse inmediatamente con el ente fiscalizador

- Nota 1:** La presente solicitud debe venir acompañada de lo que trata el artículo 10 de los numerales 1 al 14 de la presente resolución.
Nota 2: Una vez presentado este formato al ente fiscalizador de las actividades de hidrocarburos, dicha entidad cuenta con 15 días calendario para realizar la evaluación y pronunciarse.
Nota 3: Si el pozo a perforar es con proposito de inyección de fluidos de retorno y agua de producción, la presente solicitud debe venir acompañada de lo que trata el artículo 22 numeral 1, 2 y 3 de la presente resolución.

Presentado por: _____ Aprobado Por: _____
 (Nombre Geólogo, No. Matrícula) _____

 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula) _____
 Dirección de Hidrocarburos o
 Agencia Nacional de Hidrocarburos
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)
 Fecha: _____



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
Reporte Diario de Perforación PPII - RDP PPII

Fecha: _____

Compañía: _____ Contrato: _____ Pozo: _____
 Área PPII: _____ Estructura: _____ Clasificación (Lahee): _____

ORIGEN DE COORDENADAS

Magna Sirgas Origen Bogotá (Superficie): _____ Magna Sirgas Origen Bogotá (Fondo del día): _____

N (Y) _____ N (Y) _____
 E (X) _____ E (X) _____

Pies perforados: _____
 Profundidad final MD: _____
 Profundidad final TVD: _____

1. RESUMEN GENERAL DE ACTIVIDADES.

2. RESULTADOS OBTENIDOS DURANTE LAS PRUEBAS DE INTEGRIDAD.

3. BROCAS UTILIZADAS.

CANTIDAD	TAMANO	TIPO	MARCA	PIES PERF	HORAS	RDP

4. FORMACIONES ENCONTRADAS.

FORMACION	MD	TVD	INFORME DE GASES

5. PROPIEDADES DEL LODO.

Peso	Viscosidad	ph	Filtrado	Cl	Ca	Rmf

Continuación RDP PPII

6. REGISTROS ELECTRICOS.

REGISTRO	INTERVALO	ESCALA	OBSERVACIONES

7. REVESTIMIENTOS.

DIAMETRO	PROFUNDIDAD INICIAL	PROFUNDIDAD FINAL	OBSERVACIONES

8. CEMENTACION

Nota: Se debe anexar el estado mecánico, survey, registro de monitoreo de presiones de tubería y anular.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
INFORME SEMANAL SOBRE INYECCION DE FLUIDOS - PPII

Fecha: _____ Semana: _____

Compañía: _____ Contrato: _____ Pozo: _____
Área PPII: _____ Estructura: _____ Clasificación: _____

INYECCION											
Formación	Estado		DIAS DE INYECCION			Parámetros de Inyección			Análisis Físicoquímicos		
	Activo / Inactivo / Suspendido	En la semana	Acumulados	Presión media de inyección (Lbs/Plg ²)	Caudal medio de inyección (Barriles día)	Volumen acumulado de Inyección (Barriles)	Origen fluido de inyección (Barriles)	Contenido de grasas totales (ppm)	Contenido de Sales (ppm)	pH del fluido de inyección	

Nota: En la casilla de Origen de Fluido se debe informar si es Flow back o Agua de producción.

Observaciones:



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
INFORME DE FRACTURAMIENTO, LIMPIEZA Y DIMENSIONAMIENTO DE POZOS PPII

Fecha (dd-mm-aaaa): _____ Días Acumulados: _____
 Compañía: _____ Contrato: _____ Pozo: _____
 Área PPII: _____ Estructura: _____ Clasificación (Lahee): _____

1. Fracturamiento.

Etapa	Intervalo MD pies	Presión de formación	Presión media de fractura	Caudal bombeado	Densidad del fluido propante	Longitud media de fractura	Espesor medio de fractura	Altura de fractura en TVD

Nota 1: Se debe anexar un informe detallado de cada etapa donde indique: parámetros de yacimiento (ISIP, gradiente de fractura, gradiente de cierre, conductividad de la fractura), parámetros de operación (presión máxima en superficie, presión promedio en superficie, caudal máximo, caudal promedio, volumen de fluido inyectado, masa de propante inyectada), composición del fluido de fractura y el modelamiento corregido de cada fractura.

2. Limpieza

Fecha	Intervalo fracturado total	Horas de flujo al día	Caudal de Agua por día	Caudal de solido al día	Caudal de petróleo al día	Caudal de gas al día	Salinidad del agua	pH del agua

Nota 2: Se debe anexar el cuadro 1A "movimiento de tanques", informe donde se indiquen las propiedades fisicoquímicas del fluido, y un informe de presiones de cabeza y anulares.

3. Dimensionamiento del yacimiento

Fecha	Intervalo fracturado total	Horas de flujo al día	Caudal de Agua por día	Caudal de petróleo al día	Caudal de gas al día	Salinidad del agua	BSW	*API

Nota 3: Se debe anexar el cuadro 1A "movimiento de tanques", informe donde se indiquen las propiedades fisicoquímicas del fluido, y un informe de presiones de cabeza y anulares.

Nota 4: Se debe anexar los análisis PVT, análisis ASSAY del petróleo, cromatografía del gas, registro PLT, Índice de productividad del pozo, temperatura y presión en el yacimiento.

4. Observaciones (detalle las actividades mas relevantes del día).

Nota 5: Este formato debe ser entregado con una periodicidad diaria, desde el inicio de las actividades de Fracturamiento Hidráulico hasta terminar la actividad de dimensionamiento de yacimiento.



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
INFORME DE TERMINACION OFICIAL DE POZO PPII

Fecha:
Compañía:
Área PPII:
Contrato:
Estructura:
Pozo:
Clasificación (Láhee)

1. DATOS GENERALES

ORIGEN DE COORDENADAS

Magna Sirgas Origen Bogota (Superficie):
Magna Sirgas Origen Bogota (Fondo de pozo):
Perforación Iniciada
Perforación Concluida
Fracturamiento iniciado
Fracturamiento terminado
Elevación - Mesa Rotaria
Elevación del terreno

2. FORMACIONES ENCONTRADAS

Table with 4 columns: Formación, Tope (pies), Base (pies), Espesor (pies)

Nota: Se debe anexar el registro grafico compuesto.

FORMACIONES ATRAVESADAS CON ACUIFEROS

Table with 4 columns: Formación, Tope (pies), Base (pies), Espesor (pies)

Nota 2: Se debe anexar cualquier informe de caracterización realizado a los acuíferos

3. INTERVALOS PETROLIFEROS PERFORADOS Y FRACTURADOS

Table with 9 columns: Intervalo en MD (pies), Numero de disparos por pie, Tipo de Disparo, Diametro (pulgadas), Presión media de formación (psi), Presión de fractura (psi), Volumen bombeado de fractura (barriles), Altura máxima de fractura (pies), Densidad del propano (libras por galon)

Nota 3: Se debe anexar el informe corregido de modelamiento de fracturas.

4. TUBERIAS DE REVESTIMIENTO COLOCADAS

Table with 7 columns: Diametro del hueco, REVESTIMIENTO (Diametro, Clase, Anclado a), Clase de zapato, Cemento (Volumen (barriles), Clase), Metodo Empleado, Tope del Cemento

Nota 4: Se debe anexar los registros de calidad del cemento con un informe de la calidad de la cementación por cada revestimiento, estado mecanico del pozo, registro Gamma Ray correlacionando la profundidad de los zapatos.

Nota 5: Se debe anexar un informe con las presiones de estallido de cada revestimiento y las presiones de prueba.

5. REGISTROS TOMADOS

Table with 4 columns: Fecha, Tipo de Registro, Intervalo, Escala

Nota 6: Deben ser anexados los registros en formato PDF y LAS por pistas (maximo 8 pistas).

6. PRUEBAS DE DIMENSIONAMIENTO DEL YACIMIENTO

Fecha: desde/hasta
Presión inicial de Yacimiento
Presión promedio de fondo fluyente
Producción promedio de petróleo
Gravedad API
Producción promedio de gas

Nota 7: Deben ser anexados los informes de fracturamiento, limpieza y dimensionamiento de pozos horizontales - PPII semanales

Nota 8: Deben ser anexados los análisis ASSAY del petróleo, las pruebas PVT, el registro PL T, cromatografía del gas.

Nota 9: Deben ser anexados los registros de monitoreo de presión en la tubería de producción y anulares durante todo el PPII.

Nota 10: Deben ser anexados los informes de corazonamiento, muestras de zanja y de pared.

Nota 11: Deben ser anexados el informe de brocas usadas donde se relacione cantidad, tamaño, tipo, marca, pieza perforados, horas de uso y ROP.

Nota 12: Deben ser anexados el certificado IGAC de la ubicación del pozo en fondo y superficie, mapa del yacimiento proyectado en superficie superpuesto con el mapa de entes territoriales.

7. OBSERVACIONES

Nota 13. Este formato deberá ser entregado a los veinticinco (25) días hábiles, una vez concluida la actividad de dimensionamiento del yacimiento.

Presentado Por:
Aprobado Por:
Dirección de Hidrocarburos o
Agencia Nacional de Hidrocarburos
Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula
Fecha:



"Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH"

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 7 CR
Revisada: Octubre de 197

PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Compañía: _____ Concesión: _____ Clasificación (Lahee): _____
 Campo: _____ Estructura: _____
 Formación: _____ Bloque: _____ Yacimiento: _____
 Perforación Iniciada el: _____ de 199 minado el: _____ de 199 _____
 Elevación de la Mesa Rotaria: _____ pies. Elevación del Terreno: _____ pies.
 Profundidad Total Inicial: _____ pies. Bajo Nivel Mesa Rotaria: _____ pies.

1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO

Intervalos Abiertos			
Numero de Disparos por pie.			

Producción _____ BPD. Presión Estática de Fondo _____ Lbs/pulg 2
 RGA _____ Pies/barril Gravedad _____ ° API

2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO

Intervalos abiertos			
Número de disparos por pie			

Producción Acumulada hasta la fecha:
 Petróleo: _____ Bls. Gas: _____ MPC Agua: _____ Barriles
 Fecha en que se iniciarán las operaciones: _____ de 199 _____
 Resultados última prueba de producción:
 Fecha: _____ Petróleo: _____ BPP RGA: _____ Agua: _____

3. INFORMACION 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.

JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:

PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:

Presentado por: _____
 Representante Autorizado del Operador
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula)

Fecha: _____

Autorizado por: _____
 Representante Autorizado del Ministerio
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matricula)

Fecha: _____

ORIGINAL: Conservación y Reservas
 c.c.: Oficina Zona y Concesionario.