

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN

DE

()

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 MINISTRA 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 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.

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

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, 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 (PPIL), 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 PPIL 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- PPIL, 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 Horizontal - FH-PH. La perforación de pozos durante los Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPIL 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– PPIL y el número de locaciones y pozos que se podrán desarrollar en cada uno de los PPIL y lo referente a la Tecnología de Mínimo Impacto – TMI disponibles”*.

Que así mismo, el párrafo 2, artículo 2.2.1.1.1A.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 PPIL 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.

“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”

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

Que de acuerdo con la experiencia Internacional, son pocos los países y zonas del mundo que han realizado pilotos para determinar el potencial tanto técnico, tecnológico y organizacional, respecto de los desarrollos de recursos hidrocarburíferos en yacimientos no convencionales. Al respecto no existe un parámetro específico para definir la densidad de pozos en dichos proyectos piloto.

Que para el caso de Polonia, se ha llevado a cabo una exploración activa que incluye pilotos. Perforaron 60 pozos exploratorios en 5 años (aproximadamente 12 pozos por año).

Que en el caso de Reino Unido, en el año 2015 el Instituto de Energía realizó un compendio basado en evaluación ambiental estratégica según las licencias de petróleo y gas onshore del DECC (Departamento de Energía y Cambio Climático según sus siglas en inglés). El caso del Piloto de Reino Unido comprendió entre 5 a 11 pozos por locación en actividad baja, y alrededor de 23 pozos en actividad alta. Estos datos pueden ser considerados para un (1) Proyecto Piloto o exploraciones preliminares.

Que en consideración a que los PPII son procesos experimentales científicos y técnicos, de carácter temporal; así como a la capacidad institucional actual para llevar a cabo el seguimiento y monitoreo riguroso que requieren estos proyectos, pero atendiendo, además, a la heterogeneidad del subsuelo en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería, como máximo se desarrollarán cuatro (4) PPII.

Que, adicionalmente, con el fin de cumplir con el objetivo de efectuar un ejercicio científico a escalas controladas, y al mismo tiempo recopilar información de los YNC que requieran el uso de la técnica FH-PH de todas las etapas de los PPII, se estableció que en cada uno de estos PPII se podrá perforar máximo 2 pozos, teniendo en cuenta la tasa de éxito de pozos exploratorios, que en Colombia se ubica en alrededor del 30%.

Que en cumplimiento de lo establecido en el numeral 8 del artículo 8 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 los días [*] de [*] al [*] de [*] 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 7º 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 5 de agosto de 2010, mediante oficio [*], radicado en el Ministerio de Minas y Energía el [*] de [*] de 2020 con el número [*], el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: “[*]”.

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

“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 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, 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 radicado MINCIT [*].

Que el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo con radicado MINCIT [*], el [*] de [*] de 2020, conceptuó: [*]

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 Aprovechable para Consumo Humano: Unidad litológica, capaz de almacenar y transmitir agua, que cuente con las características fisicoquímicas para consumo humano, definidas en la normatividad expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o la entidad que haga sus veces, y que sea económica y técnicamente aprovechable.

Análisis PVT (pressure, volume and temperature por sus siglas en inglés): Conjunto de mediciones de presión, volumen y temperatura que se realizan a los hidrocarburos en laboratorio, simulando la presión inicial del yacimiento con el fin de predecir su comportamiento a diferentes presiones.

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

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

“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”

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 Petróleos.

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.

ANSI (American National Standards Institute): Instituto Americano Nacional de Normas de los Estados Unidos de Norteamérica, 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.

Basamento: Para los PPII serán las 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 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 al espacio anular, mediante la cual se garantiza 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.

Centros Poblados: Concentraciones de edificaciones conformadas por 20 o más viviendas contiguas o adosadas entre sí. Corresponde a los caseríos, inspecciones de policía y corregimientos pertenecientes al área rural del municipio.

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.

Desecho Radiactivo: Material residual de un proceso, que contiene materiales radiactivos naturales (NORM) o que está contaminado con ellos.

“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”

Dimensionamiento del Yacimiento: Periodo para determinar la capacidad productiva de la acumulación, cuyas actividades están asociadas a estimar 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 el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental y se exigirá en todos los casos en que de acuerdo con la ley se requiera. Este estudio deberá ser elaborado de conformidad con la Metodología General para la Presentación de EIA vigente y los términos de referencia expedidos para tal efecto.

Etapas de Limpieza del Pozo (Flow Back): Operación mediante la cual se induce el flujo del pozo con el fin de limpiar y/o recuperar el fluido de fractura y/o completamiento. La operación de limpieza de pozo se dará por terminada cuando el pozo se encuentre estabilizado y que mediante análisis fisicoquímicos de laboratorio se garantice que se está produciendo fluido del yacimiento.

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.

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, propano 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.

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

Locación: Es el polígono en superficie de máximo 10 hectáreas, donde se desarrollan las actividades de perforación, completamiento y pruebas con fines investigativos, y se ubica la infraestructura asociada para la ejecución de los PPII. Sin perjuicio de las actividades que se desarrollen en el subsuelo para las actividades de 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.

NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials). Son aquellos materiales radiactivos que se encuentran disponibles en los ambientes sin intervención humana.

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

TENORM (Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Material): Son aquellos materiales radiactivos que se encuentran disponibles en los ambientes con intervención humana incipiente.

“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”

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 estará conformado por una sección vertical y una única sección horizontal.

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.

Propante: Componente del fluido de fracturamiento hidráulico usualmente arena o material granulado que se utiliza para mantener la fractura abierta, una vez la presión de la estimulación hidráulica se suspende.

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

Sismicidad Desencadenada: Sismicidad iniciada por actividad humana en regiones donde hay inestabilidad tectónica. Esta sismicidad ocurriría de forma independiente a los procesos geológicos naturales.

Tecnología de Mínimo Impacto – TMI: Es el conjunto de instrumentos, métodos y estrategias empleados por el Contratista PPII durante la ejecución de los mismos, de manera que minimice la afectación al medio ambiente y a la comunidad del área de influencia de los proyectos.

El Contratista PPII deberá presentar dentro del estudio de riesgos un estudio de la tecnología a implementar, donde se garantice que es de mínimo impacto y que da cumplimiento a las disposiciones, estándares, normas técnicas y mejores 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.

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, 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 PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.

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

Artículo 3. Sistema de coordenadas. La información georreferenciada que deba ser presentada por el Contratista PPIL, 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.

Artículo 4. Ubicación de los PPIL. Los PPIL se podrán desarrollar 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 PPIL. En cada PPIL se podrán perforar, completar, estimular y realizar el dimensionamiento del yacimiento, mediante la aplicación de la técnica de FH-PH, hasta dos pozos. Dicho número máximo de pozos por PPIL se podrá distribuir en hasta dos locaciones.

Parágrafo. Se podrán desarrollar máximo cuatro PPIL en las cuencas mencionadas en al artículo 4 de esta resolución.

Artículo 6. Flujo de información. La información que deberá reportarse a la entidad fiscalizadora de las actividades 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 a 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 10,11,12,13,14,15,17,18,19,21,23,24,25,26,27 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 la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos.

Artículo 7. Aprobación de actividades y formatos para entrega de información de los PPIL. Para las actividades de perforación, completamiento, estimulación y dimensionamiento del yacimiento que se tratan en la presente resolución, se deberán utilizar los formatos incluidos en el anexo técnico y tendrán que ser aprobadas por la entidad de fiscalización de las actividades de hidrocarburos.

Artículo 8. Red de monitoreo local. El Servicio Geológico Colombiano - SGC deberá establecer 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.

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

1. Monitorear y transmitir en tiempo real las series de tiempo sobre sismicidad e información hidrogeológica en el PPIL de acuerdo a los criterios que defina el SGC y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM;
2. Monitorear NORM y TENORM en el área de cada uno de los PPIL de acuerdo a la metodología, niveles de referencia y alertas que defina el SGC para tal fin;

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

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 PPIL y las respectivas actividades de operación.

Parágrafo. En caso de que los niveles de actividad medidos de NORM presentes durante el desarrollo de cualquier actividad en los PPIL, sean superiores a los niveles de referencia establecidos por el SGC, se deberán aplicar las acciones para las prácticas con Desechos Radiactivos contempladas en las normas ambientales para tal fin.

Artículo 10. Perforación. Para la aprobación de la perforación de cada uno de los pozos, el Contratista PPIL deberá presentar a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos el programa para la perforación junto con el formato de permiso para perforar un pozo en el PPIL, 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;
2. Diseño del pozo y estado mecánico propuesto;
3. Modelo hidrogeológico conceptual y red de monitoreo de aguas subterráneas siguiendo los criterios técnicos definidos por el SGC o el IDEAM de acuerdo a lo definido en los Términos de Referencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible;
4. Programa direccional detallado con profundidades y herramientas direccionales;
5. Coordenadas estimadas desde superficie hasta el fondo de cada uno de los pozos;
6. Mapa estructural de la formación de interés proyectado a superficie del área de perforación del PPIL;
7. Dos cortes estructurales perpendiculares en donde se identifiquen las características geológicas del subsuelo más relevantes, e incluya toda la columna estratigráfica hasta el fondo del pozo;
8. Identificación de las fallas geológicas desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo contemplado dentro del área de intervención del EIA;
9. Programa de fracturamiento que incluya el número estimado de etapas de fracturamiento, químicos a usar durante la etapa de fracturamiento, volúmenes de cada etapa, concentraciones de propano y composición del fluido de completamiento;
10. Presiones anticipadas de fractura;
11. Longitud media de fractura modelada para cada etapa;
12. Modelo geomecánico conceptual que contenga, como mínimo, los esfuerzos horizontales y verticales y las presiones de poro del área a ser estimulada en la columna estratigráfica;
13. Hojas de seguridad y compatibilidad de los químicos a usar;

"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"

14. Plan de contingencia;
15. Análisis de riesgos de cada una de las actividades a desarrollar que contemple: el riesgo de intercomunicación de pozos, migración de fluidos y generación de Sismicidad Desencadenada;
16. Un plan de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados diseñado con base en el análisis de riesgos.

Parágrafo. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de 500 metros de un Centro Poblado.

Artículo 11. Reporte Diario de Perforación – RDP. Durante la perforación de cada pozo, el Contratista PPII debe presentar el RDP a la entidad fiscalizadora de las actividades 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. Registro de evaluación de formaciones;
4. Registro de actividades;
5. Registro de presiones.

Artículo 12. Registros y muestreo para pozos de los PPII. En los pozos de los PPII deberán tomarse, 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.

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

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

Parágrafo Tercero. Se tomará un corazón en uno de los pozos por cada PPII, que cubra el 10% del espesor total de la columna estratigráfica.

Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII. Para las actividades de cementación de los pozos en los PPII, como mínimo, se tendrán que contemplar los revestimientos: conductor, superficial, intermedio y final; y se deberán cumplir los siguientes requisitos:

1. Los revestimientos superficial y conductor deberán cementarse hasta superficie.

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

2. El revestimiento superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de 150 pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado con base en la información disponible.
3. En caso de que se encuentren condiciones geológicas imprevistas (acuíferos salinos cercanos a acuíferos aprovechables para consumo humano), se deberá sentar el revestimiento de superficie antes de esta condición geológica y así aislar el acuífero aprovechable con el siguiente revestimiento y trabajo de cementación.
4. Los revestimientos superficiales, intermedios y finales deben ser cementados de tal forma que se garantice el asentamiento y la adhesión entre el revestimiento y la formación a aislar, con el fin de prevenir la migración de fluidos dentro del espacio anular. En cualquiera de los casos, y siempre que las condiciones geológicas así lo permitan, debe existir cementación por encima del zapato del revestimiento anterior.
5. Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento superficial, intermedio y final, como mínimo al 120% de la presión estimada de fractura, con una duración mínima de 15 minutos, donde se garantice que no haya caída de presión mayor al 2% de la presión de la prueba.
6. Dentro de los 10 pies siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial, intermedio y final, se debe realizar una prueba de integridad de la formación para establecer la presión inicial de ruptura de la formación en el zapato y para establecer la máxima presión a aplicar de ruptura de formación en el zapato.
7. Las zonas productivas podrán ser aisladas utilizando empaques para el sellamiento de las mismas en el anular del revestimiento de producción.
8. El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de 300 psi en 24 horas y 800 psi en 72 horas.

Parágrafo Primero. Es requisito, para perforar cualquiera de las siguientes secciones del pozo, evaluar la adhesión del cemento mediante un registro eléctrico. Si los resultados muestran una mala adhesión del cemento es obligatorio remediar la cementación antes de iniciar la perforación de la siguiente sección.

Parágrafo Segundo. Si la prueba de presión de que trata el numeral quinto del presente artículo no es exitosa, no se podrá continuar con la siguiente fase; se notificará por escrito en las siguientes 24 horas a la entidad fiscalizadora; 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 PPIL debe presentar a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos y al SGC, un informe donde se incluya la instrumentación sismológica instalada que involucre el área de los PPIL dentro de la que se encuentre el pozo.

Parágrafo. No se permitirá realizar actividades de FH-PH en PPIL a menos de un km de una falla geológica identificada. Dicha distancia debe medirse desde el final pozo.

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

1. El Contratista PPIL debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos y el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento

"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"

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 deberán ser suspendidas de manera inmediata y se deberá notificar, por escrito y en el menor tiempo posible, a la entidad fiscalizadora de las actividades de exploración de hidrocarburos.

2. En caso que las presiones indiquen que hay comunicación entre el fluido de estimulación hidráulica y el anular del revestimiento, el Contratista PPII deberá:
 - a) Suspender las actividades de estimulación hidráulica.
 - b) Notificar de manera inmediata por escrito y mediante correo electrónico a la entidad fiscalizadora de las actividades de exploración de hidrocarburos.
 - c) Ejecutar y comunicar todas las acciones correctivas a la entidad fiscalizadora de las actividades de exploración de hidrocarburos.
 - d) Notificar y enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas a la entidad fiscalizadora de las actividades de exploración de hidrocarburos.
- 3) En ningún caso, la distancia entre el pozo perforado para la aplicación de la técnica de FH-PH y un acuífero aprovechable para consumo humano, podrá ser menor a 500 metros de la estimulación hidráulica, calculados con base en la prognosis geológica ajustada.
- 4) El Contratista PPII deberá realizar como mínimo tres mediciones de materiales radiactivos; una antes de comenzar la perforación, una durante las actividades de fracturamiento hidráulico, y una durante las actividades de dimensionamiento del yacimiento, con el fin de hacer seguimiento a la presencia de TENORM.
- 5) No se podrán realizar operaciones de FH-PH en pozos que se encuentren a menos de 200 metros de distancia en superficie de un pozo de agua, 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 deberá obtener y reportar a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, los siguientes datos:

- 1) Presión y caudal de bombeo para extender la fractura, como mínimo cada cinco minutos en psi y barriles por minuto;
- 2) Presión del espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento final;
- 3) Caracterización química del fluido de fractura;
- 4) Corrida de integridad previa al fracturamiento hidráulico;
- 5) Profundidad de los empaques;
- 6) Curva de presión y caudal de las operaciones de fracturamiento hidráulico;
- 7) Informe del comportamiento sísmico registrado durante las operaciones de FH-PH.

Parágrafo Primero. La información de la que trata este artículo deberá ser entregada en formato digital, desprotegida y radicada en la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos de forma física o a través del medio virtual que ésta establezca para tales efectos.

“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 Segundo. El Contratista PPII, durante las actividades de FH-PH, y teniendo en cuenta lo establecido en el semáforo sísmico del que trata el artículo octavo de la presente resolución, adelantará las siguientes acciones:

Estado	Actividades
Verde	Continuar con las actividades normales según plan operativo
Amarillo	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.
Naranja	- 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 del evento sísmico. - Aplicar plan de respuesta de sismicidad entregado previamente por el Contratista PPII.
Rojo	- Suspender operaciones de estimulación hidráulica - 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. - Aplicar plan de respuesta de sismicidad entregado previamente por el Contratista PPII.

Artículo 17. Suspensión de actividades de FH-PH. El Contratista PPII deberá controlar y suspender las actividades de la operación de FH-PH en caso que se presente alguna de las siguientes situaciones:

- Un sismo con magnitud igual o superior a cuatro en la escala de Richter, cuyo epicentro se demuestre estar ubicado dentro del área que determine el SGC en el acto administrativo para el seguimiento a esta variable. En tal caso el Contratista PPII deberá:
 - Controlar, reducir y suspender las operaciones de inyección;
 - Revisar y analizar las presiones, volúmenes de inyección 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 a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos;
 - Informar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica;
 - Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.
- Si se presenta pérdida de contención de fluidos o flujo no controlado de fluidos a superficie. En tal caso, se deberá remitir un informe dentro de las siguientes 24

"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"

horas a la entidad de fiscalización de las actividades de hidrocarburos, que contenga las acciones correctivas para reanudar operaciones.

3. Si en el monitoreo de la radioactividad de los fluidos de retorno, se encuentran valores que superen los máximos permitidos que se establezcan para los radionúclidos de interés. En tal caso se deberá remitir un informe en las siguientes 24 horas a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos y al SGC. Dicho informe debe contener las acciones correctivas para reanudar operaciones según el protocolo que para este efecto tiene el SGC.

Parágrafo. El reinicio de las actividades será ordenado por la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos y deberá informarse a la Comisión Intersectorial de Acompañamiento Técnico y Científico.

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 deberá:

1. Solicitar a la entidad fiscalizadora el visto bueno de las facilidades modulares, las cuales deberán garantizar los equipos necesarios para control y caracterización de fluidos.
2. Presentar a la entidad fiscalizadora un análisis de riesgos y sus controles para las operaciones de limpieza, dentro de los cuales se incluya el análisis geoquímico para minimizar el riesgo radiológico.

Parágrafo. El periodo de limpieza terminará 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.

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 deberá enviar a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos un programa de evaluación de hasta tres meses. El programa deberá 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;
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 cuarto del presente artículo, deberá ser tomado al menos una vez en la etapa 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 a la entidad fiscalizadora.

“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 Segundo. La infraestructura de estas facilidades podrá 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, estimulación y dimensionamiento del yacimiento de los PPII se deberá presentar de acuerdo a los parámetros, variables y periodicidad señalados en el anexo técnico 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, estimulación, y dimensionamiento del yacimiento, deberá remitir dentro de los siguientes 15 días hábiles a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos el Formato de Terminación Oficial del PPII.

CAPÍTULO IV

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

Artículo 21. Pozos inyectores. Los pozos que se utilicen como inyectores del fluido de retorno y agua de producción, deberán 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.

Artículo 22. Requerimientos de información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Se deberá solicitar permiso para perforar un pozo inyector, mediante el formato de permiso para perforar de los PPII a la entidad fiscalizadora de hidrocarburos. Dicha solicitud deberá acompañarse de los soportes que demuestren que la formación geológica objetivo cuenta con características geológicas que restrinjan la migración de fluidos hacia acuíferos aprovechables para consumo humano u otras formaciones, así:

1. Informe de geología que incluya:
 - a) La formación geológica propuesta para la inyección;
 - b) Mapeo al tope del basamento de acuerdo a la definición contemplada en la presente resolución;
 - c) La estimación de la extensión lateral, porosidad y permeabilidad de la formación geológica para la inyección;
 - d) Las fallas geológicas identificadas desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo contemplado dentro del área de intervención contemplada para el EIA;
 - e) La instrumentación sismológica instalada que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo inyector;
 - f) Línea base de sismicidad 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 cuatro 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

“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”

- 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. Con base en la información anterior realizar y proveer un análisis de riesgo que contenga:
- a) El riesgo de afectar acuíferos aprovechables para consumo humano o la posibilidad de migración de fluidos a otras formaciones diferentes a las sujetas a aprobación para inyección.
- b) El potencial de riesgo de acuerdo con lo establecido en la Ley 1523 de 2012 y el Capítulo 5 al Título 1 de la Parte 3 del Libro 2 del Decreto 1081 de 2015, adicionado por el Decreto 2157 de 2017, o las normas que lo sustituyan, modifiquen o adicionen.

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

1. Los revestimientos conductor y superficial deben ser cementados hasta la superficie y el revestimiento superficial debe estar mínimo 150 pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado, con base en la información disponible.
2. La inyección puede realizarse a través de un sistema de tubería de inyección y empaques, en cuyo caso:
- a) Los empaques deberán 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 deberá instalar al menos un empaque a 100 pies por debajo de la zona de inyección con el fin de garantizar la no migración de fluidos a zonas no deseadas.
3. En caso de utilizar Colgadores del Revestimiento y Camisa de Reconexión deberá tener una tubería colocada desde el empaque hasta la superficie a la Camisa de Reconexión, y deberá tener un espacio anular entre la tubería y el revestimiento para permitir el monitoreo de presión durante las operaciones de inyección. Por cada tubería de revestimiento se debe tener una Camisa de Reconexión que garantice el monitoreo de la presión anular en cada tubería;
4. La prueba de integridad de los revestimientos deberá realizarse a una presión mínima de 1,2 veces la presión máxima de inyección esperada.
5. Toma de registro de well log de 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 y para pozos a convertir de productores a inyectoros, deberá verificarse la integridad mecánica del pozo para asegurar que no existan fugas en el sistema, ni

“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”

movimiento de fluidos a través de canales verticales adyacentes al revestimiento, que puedan llegar a afectar acuíferos aprovechables para consumo humano. Para tal fin deberán utilizarse registros de temperatura, de integridad del cemento, y trazadores, entre otros.

2. Se debe enviar un reporte con las pruebas de integridad con su debida interpretación a la entidad de fiscalización de las actividades de hidrocarburos, para que sean aprobados previo al inicio de operaciones, y a las pruebas de inyectividad.
3. 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 aprovechables para consumo humano.
4. El Contratista PPII debe notificar a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, sobre la fecha en que iniciarán las pruebas de inyectividad y las operaciones de inyección.
5. El Contratista PPII deberá entregar a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, la información relacionada con las pruebas de inyectividad de acuerdo a lo solicitado en los formatos del anexo técnico de la presente resolución.

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

La presión de inyección en cabeza de pozo no deberá ser mayor al 80% 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 deberá informarlo a la entidad de fiscalización de hidrocarburos, y suspenderá 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 de la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, se podrán reanudar las actividades de inyección.

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

1. Los volúmenes y presiones promedio deberán ser registrados y reportados a la entidad fiscalizadora de hidrocarburos, mediante el Formato Inyección de Agua – PPII, anexo de la presente resolución.
2. Todos los pozos inyectoros deberán ser equipados con medidores de presión, calibrados según las buenas prácticas de la industria y las recomendaciones del fabricante, en cada uno de los anulares.
3. La integridad del pozo deberá ser verificada por el Contratista PPII por lo menos una vez cada tres años, a través de pruebas de presión.

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

1. Se deben 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.

"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. Si el revestimiento superficial no ha sido cementado a superficie, el revestimiento más interno deberá ser cementado hasta superficie.
3. Cualquier formación geológica abierta que no vaya a ser utilizada para inyección deberá ser aislada a través de tapones de cemento y abandonada. Éstos deben ser probados a una presión de 1.25 veces la presión máxima de inyección.

Artículo 28. Suspensión de actividades de inyección. El Contratista PPII deberá suspender las actividades de operación de inyección en los siguientes casos:

1. Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad. En este caso se debe realizar un cierre inmediato del pozo, suspender las operaciones de inyección en dicho pozo e implementar las acciones correctivas correspondientes. Una vez finalice las actividades de corrección el Contratista PPII deberá notificarlo dentro de las siguientes 24 horas a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos y al Subcomité Intersectorial Técnico y Científico de Sismicidad, Hidrogeología y Normatividad Técnica. Una vez las acciones correctivas hayan sido implementadas se podrán reanudar las operaciones de inyección en el pozo.
2. Si las presiones del anular igualan el 20% del promedio de la presión de inyección el Contratista PPII. En ese caso, el Contratista PPII deberá notificar dentro de las siguientes 24 horas a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos.
3. Si se presenta un sismo con magnitud igual o superior a cuatro en la escala de Richter, cuyo epicentro se demuestre, está ubicado dentro del área que determine el SGC para el seguimiento a esta variable. En tal caso el Contratista PPII deberá:
 - a) Controlar, reducir y suspender las operaciones de inyección;
 - b) Revisar y analizar las presiones, volúmenes de inyección y el monitoreo de sismicidad para determinar las acciones necesarias para minimizar la generación de sismicidad;
 - c) Implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos;
 - d) Informar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica;
 - e) Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.

En el caso que se presente la situación planteada en el numeral tercero del presente artículo, la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos podrá imponer los siguientes requerimientos adicionales a los pozos inyectoros, entre otros:

- a) Monitoreo de presión de inyección con el fin de calcular la presión de poro de la formación;
- b) Reducción del volumen de inyección aprobado.;
- c) Implementación de un cronograma de inyección periódica;

Parágrafo. Para los sismos con magnitudes entre $2 \leq M \leq 4$ en la escala de Richter, el Contratista PPII deberá tomar las acciones preventivas y/o correctivas establecidas en el artículo 16 de la presente resolución.

Artículo 29. Seguimiento y control de los PPII. La entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos mantendrá un ingeniero de petróleos permanente en cada

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

locación durante el desarrollo de todas las actividades que se desarrollen en los PPIL, con el fin de verificar las condiciones técnicas de las actividades pertenecientes a éstos.

CAPÍTULO V

DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 30. Evaluación de los PPIL. La etapa de evaluación de la que tratan los artículos 2.2.1.1.1A.2.14 y siguientes del Decreto 1073 de 2015 iniciará una vez culminadas las etapas de perforación, completamiento, fracturamiento, estimulación y dimensionamiento 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.

Parágrafo Primero. Los Contratistas PPIL deberán radicar la solicitud para obtener la respectiva licencia ambiental, dentro del plazo que se disponga en el mecanismo contractual, en consideración a lo que establezcan los términos de referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para los PPIL.

Parágrafo Segundo. En caso de que un Contratista PPIL no haya obtenido 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, estimulado y/o dimensionado, el Contratista PPIL deberá informarlo de inmediato a la entidad fiscalizadora de la actividad de hidrocarburos.

En todo caso, se entenderá que un Contratista PPIL decidió no hacer el completamiento, fracturamiento, la estimulación y/o el dimensionamiento del pozo, si suspende sus actividades por un término mayor a un mes, sin que informe las razones de dicha inactividad a la entidad fiscalizadora de hidrocarburos.

Parágrafo Cuarto. Cuando de conformidad con lo establecido en el parágrafo tercero del presente artículo, la entidad fiscalizadora de la actividad de hidrocarburos verifique que no es posible o que se ha decidido no continuar con las actividades de completamiento, fracturamiento, estimulación y/o dimensionamiento del pozo, el mismo no será tenido en cuenta con el fin de dar inicio a la etapa de evaluación, de conformidad con lo establecido en este artículo.

En cualquier caso, para la evaluación se tendrán en cuenta todas las actividades que se hayan presentado durante el desarrollo de los PPIL, incluyendo las eventuales situaciones que hayan hecho que un Contratista PPIL no haya llegado a perforar, completar, fracturar, estimular y/o dimensionar uno o más pozos.

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, sin perjuicio de la información adicional que según las condiciones contractuales

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

“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”

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.

Artículo 33. Fortalecimiento institucional. El Ministerio de Minas y Energía, la ANH y el SGC deberán adelantar un análisis sobre su capacidad institucional para el desarrollo de actividades en YNC a través de la técnica de FH - PH, a más tardar el 30 de octubre de 2020 y según los resultados del análisis, establecer una hoja de ruta para adelantar un proceso de fortalecimiento institucional.

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.,

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra 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 evaluacion y trabajos de cementacion 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.	Norsok D-010 (Estandares 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 Canadiense 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 "árbol 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, NORSOK, AER, ASME

“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.	X	
Mapa de Localización	X	
Línea base local de sismicidad	X	
Transmisión en tiempo real de la sismicidad en el PPII	X	
Monitoreo de NORM y TENORM en el área de cada uno de los PPII	X	
Modelo hidrogeológico conceptual	X	
Mapa estructural de la formación de interés	X	
Mapa de las fallas geológicas 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

“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”

Columna estratigráfica con los posibles topes y bases formacionales a perforar		X
Diseño del pozo y estado mecánico propuesto		X
Red de monitoreo de aguas subterráneas		X
Programa direccional detallado con profundidades		X
Herramientas direccionales		X
Programa de fracturamiento que incluya el número estimado de etapas de fracturamiento		X
Hoja de seguridad y compatibilidad de los químicos a usar		X
Volúmenes de agua para cada etapa de FH		X
Concentraciones de propante		X
Composición del fluido de completamiento		X
Modelo geomecánico conceptual		X
Planes de contingencia		X
Análisis de riesgos del PPII		X
Reporte Diario de Perforación – RDP		X
Registros Rayos gamma		X
Registros Densidad – Neutrón		X
Registros Resistividad		X
Registros Potencial espontáneo		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”

Registros de temperatura		X
Registros Caliper		X
Registros Micro Esférico		X
Registros Checkshot y VSP		X
Cromatografía		X
Estado mecánico final del pozo		X
Presión de bombeo durante la etapa de FH		X
Caudal de bombeo durante la etapa de FH		X
Registros de presión tomados durante la actividad de FH-PH		X
Caracterización química del 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
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”

ANEXO 3- Formatos PPII

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

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

ORIGEN DE COORDENADAS

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

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

Fecha aproximada en que se iniciarán los trabajos de perforación: _____

Elevación de terreno sobre nivel de mar: _____ Pies
Potencia en del equipo de perforación: _____ Hp
Distancia al pozo mas cercano _____ mts

Distancia del pozo al lindero más cercano _____ mts
Profundidad total Aproximada:
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	Diámetro del Revestimiento	Profundidad - Pies	Tope del Cemento

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

Nota 1: La presente solicitud deberá venir acompañada de lo que trata el artículo 10 de los numerales 1 al 16 de la presente resolución.

Nota 2. Una vez presentado este formato ante la Dirección de Hidrocarburos o la entidad delegada de las funciones de fiscalización, dicha entidad cuenta con 15 días calendario para realizar la evaluación y aprobación de este formato.

Presentado por:

(Nombre Geólogo, No. Matrícula)

(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Aprobado Por:

Dirección de Hidrocarburos o
Agencia Nacional de Hidrocarburos

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) _____

E (X) _____

N (Y) _____

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	TAMAÑO	TIPO	MARCA	PIES PERF	HORAS	RDP

4. FORMACIONES ENCONTRADAS.

FORMACION	MD	TVD

5. PROPIEDADES DEL LODO.

Peso	Viscosidad	ph	Filtrado	Cl	Ca	Rmf

“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”

6. REGISTROS ELECTRICOS.

REGISTRO	INTERVALO	ESCALA	OBSERVACIONES

7. REVESTIMIENTOS.

DIAMETRO	PROFUNDIDAD INICIAL	PROFUNDIDAD FINAL	OBSERVACIONES

8. CEMENTACION

Nota: La presente solicitud deberá venir acompañada del estado mecánico y el survey.

Presentado por:

(Nombre Geólogo, No. Matrícula)

Revisado por:

(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Dirección de Hidrocarburos o
Agencia Nacional de Hidrocarburos

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
INFORME DE FRACTURAMIENTO, ESTIMULACION Y DIMENSIONAMIENTO EN POZOS HORIZONTALES - PPII

Fecha (desde hasta): Semana:
Compañía: Contrato: Pozo :
Área PPII: Estructura: Clasificación (Lahce)

1. Fracturamiento.

Etapas	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: Se deberá anexar un informe detallado de cada etapa donde indique la 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 sólido al día	Caudal de petróleo al día	Caudal de gas al día	Salinidad del agua	pH del agua

Nota 2: Se deberá 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 de 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 deberá 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 deberá anexar los análisis PVT, análisis ASSAY del petróleo, cromatografía del gas, registro PLT, registro de toma de puntos de presión, Índice de productividad del pozo, temperatura y presión en yacimiento.

4. Observaciones (detalle las actividades mas relevantes de la semana).

Presentado Por:

Aprobado Por:

(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Dirección de Hidrocarburos o
Agencia Nacional de Hidrocarburos

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
INFORME DE TERMINACION OFICIAL - PPII

Fecha:

Compañía:

Contrato:

Pozo:

Área PPII:

Estructura:

Clasificación (Lahoe)

1. DATOS GENERALES

ORIGEN DE COORDENADAS

Magna Sirgas Origen Bogotá (Superficie):

Magna Sirgas Origen Bogotá (Fondo de pozo):

N (Y)

E (X)

N (Y)

E (X)

Perforación Iniciada

Perforación Concluida

Fracturamiento iniciado

Fracturamiento terminado

Elevación - Mesa Rotaria

Elevación del terreno

ft

ft

Limpieza Iniciada

Limpieza Concluida

Dimensionamiento Iniciado

Dimensionamiento Concluido

Profundidad Total MD

Profundidad vertical TVD

Profundidad del tapon

ft

ft

ft

2. FORMACIONES ENCONTRADAS

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

Nota: Se deberá anexar el registro grafico compuesto.

FORMACIONES ATRAVESADAS CON ACUÍFEROS APROVECHABLES PARA EL CONSUMO HUMANO

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

Nota 2: Se deberá anexar cualquier informe de caracterización realizado a los acuíferos aprovechables para el consumo humano.

3. INTERVALOS PETROLIFEROS PERFORADOS Y FRACTURADOS

Intervalo en MD (pies)	Numero de disparos por pie	Tipo de Disparo	Diametro (pulgadas)	Presión media de formación (psi)	Presion de fractura (psi)	Volumen bombeado de fractura (barriles)	Altura maxima de fractura (pies)	Densidad del propante (libras por galon)

Nota 3: Se deberán anexar el informe de modelamiento de fracturas.