



405

Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificada ().

Bogotá, D.C.,

PARA: Doctor: Lucas Arboleda Henao, Jefe de Oficina Asesora Jurídica- Luis Julián Zuluaga López, Grupo de Política y Regulación Energética

DE: Coordinadora, Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

ASUNTO: Remisión certificación publicación Proyecto Resolución Lineamientos técnicos Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII

Finalizado el término para publicación del proyecto de acto administrativo en consulta ciudadana el veinte (20) de mayo de 2020, me permito remitir constancia de publicación.

Teniendo en cuenta lo anterior, de manera atenta se solicita que una vez se tenga consolidada la matriz de comentarios y el acto administrativo en firme sean remitidos a esta coordinación, con el fin de dar cumplimiento a lo conceptuado el Decreto 270 de 14 de febrero de 2017.

Agradezco su colaboración.

Atentamente,

Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexos: Setenta y tres (73) folios - Certificación publicación acto administrativo Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

Elaboró: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

TRD: Facilitativo

405

Página 1 de 3

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificada ().

La SUSCRITA COORDINADORA DEL GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y
SERVICIO AL CIUDADANO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

HACE CONSTAR

Que en cumplimiento de las siguientes normas:

- Decreto 270 del 14 de febrero de 2017 que modifica y adiciona el Decreto 1081 de 2015, Decreto Único Reglamentario de la Presidencia de la República, en relación con la participación de los ciudadanos o grupos de interesados en la elaboración de proyectos específicos de regulación.
- Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017, que reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 4 1304 del 24 de noviembre de 2017 que modifica la Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017 por la cual se reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.

El Ministerio de Minas y Energía público para consulta de la ciudadanía y grupos de interés, y a fin de recibir opiniones, sugerencias y propuestas alternativas, 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"***

Que dicho proyecto se publicó desde del cinco (05) hasta el veinte (20) de mayo de 2020 en el portal web, sección Atención al Ciudadano/Foros en Consulta Ciudadana en el siguiente vínculo:

Primera publicación:

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24195306&idLbl=Listado+de+Foros+de+Mayo+De+2020>, al que también pudieron acceder los interesados desde la sección de transparencia y acceso a la información pública.

Que, para facilitar la participación de los interesados, se informó sobre la disponibilidad de este documento en discusión y los canales de

Página 2 de 3

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

comunicación a donde enviar sus observaciones, mediante los siguientes medios:

- Home/otras noticias
- Redes sociales
- Mensaje correo electrónico de ciudadanos

Que durante el tiempo dispuesto el documento en consulta ciudadana, recibió cinco (05) comentarios a través de los canales dispuestos: Correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co y sección comentarios.

Dada en Bogotá el veintiséis (26) de mayo de 2020.



Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexo: setenta y dos (72) folios informes de comentarios Grupo de Gestión de la información y servicio al ciudadano

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis

Reviso y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

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”

Fecha de inicio de publicación: 05 de mayo de 2020

Fecha fin de publicación: 20 de mayo de 2020

Lucas Arboleda Henao
Oficina asesora jurídica

Luis Julián Zuluaga López
Grupo de Política y Regulación

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergía.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Proyectos de Actos Administrativos en Consulta Ciudadana
- mensajes enviados al correo electrónico de ciudadanos y partes interesadas.

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minenergía.gov.co

PUBLICACIÓN

Página 1 de 133

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24186428&idLbl=Listado+de+Foros+de+Marzo+De+2020>

Minenergía
SERVICIO AL CIUDADANO_OLIO
Mecanismos para la atención al ciudadano
Foros en Consulta Ciudadana

Listado de Foros de Mayo De 2020

Lineamientos técnicos Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en

Sector
Hidrocarburos

Fecha Inicio
5 de mayo de 2020

Fecha Fin
20 de mayo de 2020

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana 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", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento propuesto:

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"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el formulario para recepción de comentarios, el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pc Ciudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo Miércoles 20 de mayo de 2020.

Otros documentos

- Memoria Justificativa

Conclusiones

Volver

Ilustración 1 Divulgación: publicación en el espacio foros/ Portal Web MinEnergía



Ilustración 2 Divulgación: Home/ Otras Noticias

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Ilustración 3 Divulgación: Redes Sociales



Ilustración 4 Divulgación . Mensaje enviado correo electrónico de ciudadanos.

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo publicado para recibir comentarios, 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", no recibió ningún comentario a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Sección comentarios

Comentario 1

De: Edwin Gilberto Ballesteros Archila Honorable Representante

Fecha: Mié 20/05/2020 4:31 PM

Asunto: Comentarios

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Hidrocarburos	
Proyecto 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		
Fecha inicio:	6/05/2020		
Fecha fin:	20/05/2020		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:	edwin.ballesteros@camara.gov.co	
Nombre de la empresa o interesado:	EDWIN GILBERTO BALLESTEROS ARCHILA		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Número de pozos y PPII	Artículo 5 Limitación de locaciones y pozos por PPII	¿El desarrollo de sólo cuatro (4) ¿Proyectos Piloto de Investigación Integral con dos (2) pozos cada uno, es suficientes para modelar el comportamiento de la práctica u sus variables asociadas? Se pone en

			consideración el desarrollo de máximo seis (6) pozos para contar con una muestra lo suficientemente representativa que permita evaluar de forma integral los PPII.
2	Monitoreo de variables	Artículo 9 Monitoreo de actividades desde el inicio de la etapa concomitante hasta el final de la etapa de evaluación	El presente artículo menciona la obligación del contratista PPII de cumplir con el monitoreo y transmisión sobre sismicidad e información hidrogeológica en el PPII de acuerdo a los criterios definidos por el SGC y el IDEAM, el monitoreo de los NORM y TENORM y la transmisión al Centro de Transparencia de las locaciones en las cuales se adelantan los PPII. No obstante, no plantea la obligación de adelantar el monitoreo a variables ambientales (estado de fauna, flora y recursos abióticos), sociales y de salud en el área de influencia, adelantando el respectivo reporte a las autoridades correspondientes.
3	Línea Base	Artículo 14 Actividades previas al FH-PH	El presente artículo sólo define expresamente la necesidad de incluir la instrumentación sismológica y la prohibición de adelantar la actividad a menos de un km de la falla geológica, pero no menciona expresamente la necesidad de contar con una línea base sísmica, ambiental, social y de salud en el área de influencia del proyecto; esencial para poder monitorear efectivamente el desarrollo de los PPII.
4	Actividades a desarrollar incompletas	Artículo 15 Actividades durante el FH-PH	Hace mención al monitoreo de variables relacionadas a la actividad de perforación y extracción de YNC, pero no plantea la obligación de adelantar el monitoreo a variables ambientales (hidrogeología, geología, estado de fauna, flora y recursos abióticos), sociales y de salud en el área de influencia y su respectivo reporte a las autoridades correspondientes.
5	Variables a monitorear incompletas	Artículo 16 Monitoreo durante el	Hace mención al monitoreo de variables relacionadas a la actividad de perforación y extracción y condiciones

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

		desarrollo de las operaciones de FH-PH	físico-químicas de los HC, pero no plantea la obligación de adelantar el monitoreo a variables ambientales (hidrogeología, geología, estado de fauna, flora y recursos abióticos), sociales y de salud en el área de influencia y su respectivo reporte a las autoridades correspondientes.
6	Límites máximos permisibles y tasas de disposición del agua de producción	Artículo 22 Requerimientos de Información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción	Se debería incluir en el numeral tres (3) - Análisis de riesgo: - Informe físico-químico del agua de producción a ser reinyectada que garantice que ésta no superará los límites máximos permisibles de compuestos disueltos o suspendidos; - Reporte de las tasas de disposición de agua de producción que garanticen la no afectación de las condiciones geológicas del área de reinyección;
7	Pasivos ambientales	Artículo 30 Evaluación de los PPII	Inciso 1: La evaluación de la que tratan los artículos 2.2.1.1.1A.2.14 y siguientes del Decreto 1073 de 2015, debería iniciar con la operación del fracturamiento como tal, ya que en este punto se van a revisar cantidades de agua, polímeros, químicos a utilizar y se podrá medir sismicidad e impactos a acuíferos de manera inmediata. Parágrafo 2: En aras de no tener roces entre el contratista, la ANH y la ANLA si es que esta última no allega la licencia ambiental en menos de diez (10) meses siguientes a la radicación de la solicitud, se sugiere que, como se ha propuesto en varias ocasiones, el Estado sea quién que elabore los EIA's, PMA's y Consultas Previas, con pleno conocimiento por parte del contratista PPII de los compromisos a ser adquiridos por él. Así, una vez aprobados dichos estudios y se le dé entrada al Operador, el Estado entre a cobrar el costo de dichos estudios con una rentabilidad mínima aceptable para el Estado.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

			Parágrafo 3: En el caso de suspensión de actividades de alguno de los pozos posterior a la etapa de perforación, se debe exigir que el contratista PPII adelanten todos los procesos de recuperación y restauración del suelo a los que haya lugar, de modo que no se dé pie a la existencia de futuros pasivos ambientales por parte del sector.
8	Fortalecimiento institucional	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, <u>el cual debe ser culminado y evaluado, previo inicio de los PPII, en aras de garantizar que la institucionalidad se encuentra en capacidad de hacer monitoreo, seguimiento y control al desarrollo de las actividades del proyecto.</u>

Comentario 2

De: secretaria de Minas y Energía - Gobernación del Cesar

Fecha: Mié 20/05/2020 4:59 PM

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Hidrocarburos	
Proyecto:	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		
Fecha inicio:	6/05/2020		

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Fecha fin:	20/05/2020	
Fecha Comentario:	20/05/2020	
Datos de contacto:	Correo electrónico:	minas@cesar.gov.co
Nombre de la empresa o interesado:	Secretaría de Minas y Energía - Gobernación del Cesar	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)
1	Número máximo de pozos	Artículo 5
2	Red de monitoreo hidrogeológico	Artículo 8
3	Perforación	Artículo 10
4	Radioactividad	Artículo 10
5	Registros y muestreo para pozos de los PPII - Contaminación del aire	Artículo 12
		Comentario detallado
		Aplicando el principio de precaución sugerimos solo se pueda perforar un solo pozo por cada piloto
		Con el fin de contar con una línea base y seguimiento al impacto de los pilotos en las aguas subterráneas, la red de monitoreo local debe incluir una red de piezómetros y pozos de agua que el mismo SGC deberá establecer y ser instalada previo al inicio de las actividades
		Se solicitará un programa de fracturamiento en el que se incluya, entre otras cosas, los volúmenes de cada etapa, concentraciones de propante y composición del fluido de completamiento. Sin embargo, no se considera realizar un estudio basado en las líneas bases de aguas superficiales y subterráneas que considere la disponibilidad del recurso y cómo afectaría este en las diferentes actividades económicas y de subsistencia propias de las regiones.
		No se requiere en esta resolución la línea base de radioactividad como si se requería en el Art 12 de la Resolución 90341 de 2014 (suspendida)
		No se requiere en este artículo un monitoreo y control de la polución del aire por material Particulado. Tampoco se exige registros del eventual escape de Gases de Efecto de Invernadero provenientes de la formación y de los pozos de los PPII. Así como tampoco

			se contempla la exigencia de medidas tomadas en estos eventos.
6	Revestimiento debajo de último acuífero	Artículo 13 punto 2	Se estima que el revestimiento debe ser de 150 pies después del último acuífero aprovechable. Sin embargo, consideramos que esta distancia es muy poca y que debe ser reconsiderada de acuerdo a la evaluación de la porosidad, permeabilidad, fracturamiento y fallamiento de las unidades geológicas perforadas, previo visto bueno de la ANH y el SGC. Por otro lado, los acuíferos que hoy no se consideran aptos para el consumo humano, en un futuro es probable que sí podrían serlo con la ayuda y aparición de nuevas tecnologías para su aprovechamiento, por lo que no se debería privar a las generaciones futuras del acceso a estos acuíferos. En ese sentido, se debería proteger acuíferos no aprovechables que se encuentren en una distancia definida por las autoridades correspondientes después del último acuífero aprovechable conocido.
7	Actividades previas al FH-PH	Artículo 14	Según este artículo, no se permitirá realizar actividades de FH-PH en PPII a menos de 1 km de una falla geológica identificada. Dicha distancia será medida desde el final pozo. Sin embargo, consideramos que la distancia debe ser tomada desde cualquier punto del pozo, toda vez que pueden existir fallas a menos de 1 km de algún punto del pozo, pero si a más de 1 Km del final del pozo. Igualmente, se debe garantizar una distancia mínima al basamento cristalino tanto en labores de perforación y fracturamiento hidráulico como en inyección de flujos de retorno y aguas de producción. Esto con el fin de reducir el riesgo de sismicidad inducida. Asimismo, el informe del Contratista a la ANH, ANLA, IDEAM y SGC, debe incluir la instrumentación y resultados de monitoreo hidrogeológico y de calidad de aguas.

8	Actividades durante el FH-PH	Artículo 15	Cuál sería la Gestión para la disposición de fluidos líquidos si los radionúclidos identificados no se encuentran en el anexo general de la resolución 180005 de 2010 y la 41178 de 2016. Existe actualmente una norma y una Política para la Gestión Integral y disposición de Desechos radiactivos?. Por otra parte, y como se indica en los comentarios a los artículos 13 y 23, la distancia del pozo a un acuífero aprovechable debe ser evaluada con el IDEAM y el SGC de acuerdo a los resultados de las características hidrogeológicas de las unidades y el modelo hidrogeológico.
9	Suspensión de actividades de FH-PH	Artículo 17	No se considera la suspensión de las actividades si se identifica afectaciones de las viviendas o infraestructura ajena al proyecto, ubicadas en un radio de distancia determinada por el SGC, causadas por algún evento sísmico. Así como, las medidas que se adopten en estos casos, ni el responsable de hacerle seguimiento a este tipo de externalidades de las operaciones. Teniendo en cuenta la experiencia en otros países y aplicando el principio de precaución se recomienda establecer un sistema de semáforo que ayude a la toma de decisiones previo a alcanzar un sismo con magnitud igual o superior a cuatro en la escala de Richter. Lo anterior, considerando la línea base de sismicidad de la región en la que se opera.
10	Manejo de fluidos de retorno	Capítulo III	Sugerimos para transparencia del proceso que se haga pública divulgación de los volúmenes y calidad de agua de retorno, su disposición, el sistema de tratamiento que se le realizará y su ubicación final. Asimismo, para el agua consumida por el piloto en todas sus fases.
11	Flujo de Retorno y Agua de producción	Capítulo IV	No se menciona el manejo previo a la inyección de los flujos de retorno y aguas de producción. No se considera la posibilidad

			del tratamiento de estos flujos luego de una caracterización del mismo, o su reutilización en los procesos operativos basados en los principios de economía circular. Sólo se regula cómo se realizarán las labores de pozos de inyección. Se espera que se incluya en los términos de referencia que deberá emitir el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Sin embargo, en esta resolución debería referenciarse el tema.
12	Radio de revisión de pozo inyector	Artículo 22 punto 2	El área de revisión debe definirse con el IDEAM y SGC de acuerdo al modelo hidrogeológico, extensión y características de los acuíferos, inventario de pozos y la red de piezómetros de la red de monitoreo de aguas subterráneas que se instale previamente.
13	Completamiento de pozos inyectores	Artículo 23	Se pide que los revestimientos conductor y superficial deben ser cementados mínimo 150 pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado, con base en la información disponible. Se debe hacer la aclaración que la distancia debe ser entendida verticalmente desde el nivel más bajo del último acuífero definido. Adicionalmente, se considera que esta distancia debe ser mayor, teniendo en cuenta la eventual cantidad de agua inyectada y la evaluación de las características de permeabilidad y porosidad de las formaciones. De esta forma el riesgo de que se contamine los acuíferos aprovechables será mucho menor. Por otro lado, los acuíferos que hoy no se consideran aptos para el consumo humano, en un futuro es probable que si podrían serlo con la ayuda y aparición de nuevas tecnologías para su aprovechamiento, por lo que no se debería privar a las generaciones futuras del acceso a estos acuíferos. En ese sentido, se debería proteger acuíferos no aprovechables que se encuentren en una distancia definida por las autoridades

			correspondientes después del último acuífero aprovechable conocido.
14	Transparencia y divulgación	Artículo 24 punto 4	La notificación debe hacerse también al IDEAM, SGC, autoridades civiles y ambientales, organizaciones comunitarias del ámbito local y regional para su veeduría.
15	Sismicidad máxima	Artículo 28 punto 3	Teniendo en cuenta la experiencia en otros países y aplicando el principio de precaución se recomienda establecer un sistema de semáforo que ayude a la toma de decisiones previo a alcanzar un sismo con magnitud igual o superior a cuatro en la escala de Richter. Lo anterior, considerando la línea base de sismicidad de la región en la que se opera.
16	Fortalecimiento institucional	Artículo 33	Sólo se menciona para el fortalecimiento institucional a entidades como: el Ministerio de Minas y Energía, la ANH y el SGC. Sin embargo, se deja de lado a los entes territoriales tanto locales como departamentales, que deben jugar un papel importante dentro de este proceso, Maxime cuando de acuerdo al Decreto 328 del 2020, estas entidades harán parte de las Mesas Territoriales de Dialogo y Seguimiento. Por lo anterior, es pertinente que estas entidades territoriales oportunamente también se fortalezcan en su institucionalidad y gobernanza como parte del plan de alistamiento y preparación ante el eventual desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII dentro de su territorio. Esto permitirá generar confianza y transparencia del proceso entre todas las partes interesadas. Asimismo, se debe garantizar los recursos para este fortalecimiento institucional.

Comentario 3

De: **Carlos Fernando Eraso Calero- Ecopetrol**
 fecha: mié., 20 may. 2020 a las 20:19



Bogotá D.C., 20 de mayo de 2020

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43. 57-31 - CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al 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".

Respetada Ministra,

De manera atenta nos dirigimos a usted para presentar los comentarios de Ecopetrol al proyecto de resolución referido en el asunto. La consulta pública de esta norma es un hito fundamental en el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral en yacimientos no convencionales, razón por la cual resaltamos el esfuerzo del Ministerio en la estructuración de esta propuesta normativa.

Le agradecemos de antemano por su atención a esta comunicación, y nos ponemos a su disposición para ampliar o aclarar los comentarios aquí contenidos.

Cordial saludo,


CARLOS FERNANDO ERASO CALERO
Gerente de Estrategia Regulatoria

Copia: Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía.



Anexo - Comentarios al 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"

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones y siglas – acuífero aprovechable para consumo humano	Artículo 2.	En relación con esta definición, sugerimos que en los artículos 13, 15, 22, 23 y 24 se prevea incluir los acuíferos en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica como acuíferos sujetos del mismo, de manera que se les dé el mismo tratamiento que se le da a los acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en este artículo. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano, en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el agua no representa riesgos para la salud. Con base en información secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano.
2	Definiciones y siglas – acuíferos salinos	Artículo 2. Sugerimos incluir la siguiente definición: Acuíferos Salinos: Acuíferos cuyo contenido de sólidos disueltos totales sea mayor a 15.000 mg/l TDS	Vemos necesario incluir la definición de este tipo de acuíferos, ya que en el numeral 3 del artículo 13 se hace referencia a ellos. Sugerimos esta definición tomada de "Efficiency in water use guidance document for the upstream onshore oil and gas industry" Ipieca 2014.
3	Definiciones y siglas – Análisis PVT	Artículo 2.	Sugerimos el texto propuesto ya que el análisis PVT no corresponde a mediciones de presión, volumen y temperatura. El análisis PVT corresponde a mediciones de las propiedades de los

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		Análisis PVT (pressure, volume and temperature por sus siglas en inglés): Término que se utiliza en evaluaciones de las propiedades de los fluidos y se utiliza para las dependencias Conjunto de mediciones de presión, volumen y temperatura de dichas propiedades que se realizan a los hidrocarburos en laboratorio, simulando la presión inicial del yacimiento con el fin de predecir su comportamiento a diferentes presiones	fluidos y dichas propiedades dependen de la presión, el volumen o la temperatura a que están sometidos. Por ejemplo, la viscosidad es una propiedad que depende de la temperatura. El crudo pesado es viscoso, y casi no se mueve a temperatura ambiente, pero a mayor temperatura se mueve fácilmente porque la viscosidad disminuye.
4	Definiciones y siglas – Basamento	Artículo 2. Basamento: Rocas ígneas o rocas con alto grado de metamorfismo que infrayacen la cobertera sedimentaria. 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.	Sugerimos que se modifique esta definición toda vez que, a nuestro juicio, esta se refiere al basamento económico, es decir aquellas capas con profundidad de interés económico. Por otra parte, la definición que estamos proponiendo se refiere exclusivamente a aspectos técnicos y puede ser fácilmente extrapolada de los PPII a una eventual exploración y desarrollo comercial de los YNC. Además, la definición propuesta atiende las recomendaciones de la Comisión de Expertos en materia de sismicidad.
5	Definiciones y siglas – Desecho radioactivo	Artículo 2. Desecho Radioactivo. Material residual de un proceso que contiene materiales radiactivos naturales (NORM) o que está contaminado con ellos. Desechos radiactivos: A efectos legales y reglamentarios, desechos que contienen radionucleidos en concentraciones o con actividades mayores que los niveles de dispensa establecidos por la autoridad reguladora, o que están contaminados con ellos.	Remitirse a definición de la Resolución 18005 de 2010.
6	Definiciones y siglas – Dimensionamiento del yacimiento	Artículo 2. Dimensionamiento del Yacimiento: Período Conjunto de actividades realizadas para determinar la capacidad	Se entiende que lo que se está definiendo es una actividad y no el tiempo que se está utilizando para llevarla a cabo. A manera de ilustración, el artículo 20 se refiere a este concepto como una actividad. Textualmente, este artículo señala que "(...) El

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344006
2/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		productiva de la acumulación, cuyas actividades están asociadas 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.	<i>Contratista PPII, para todo pozo del PPII que haya culminado las actividades de perforación, completamiento, fracturamiento, estimulación, y dimensionamiento del yacimiento (...)</i>
7	Definiciones y siglas – Etapa de limpieza del pozo (flow back)	Artículo 2. Etapa Período de Limpieza del Pozo (Flow Back): Operación mediante la cual se induce el flujo del pozo con el fin de limpiar y/o recuperar parcialmente 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.	Es importante tener en cuenta que el fluido inyectado no se recupera totalmente. Un rango razonable del fluido de fractura que se recupera es del 20% al 40% del fluido inyectado, por lo que se propone incluir la palabra 'parcialmente' Sugerimos usar la palabra 'periodo' en lugar de 'etapa' para mantener consistencia con el lenguaje usado en el artículo 18.
8	Definiciones y siglas – Locación	Artículo 2. 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 las PPII. Sin perjuicio de las actividades que se desarrollen en el subsuelo para las actividades de FH-PH.	Es posible tener infraestructura asociada y conexa por fuera de la locación donde se van a perforar los pozos (sismógrafos, etc.). Por esta razón sugerimos eliminar la frase "y se ubica la infraestructura asociada para la ejecución de los PPII". Las actividades asociadas y conexas hacen parte del alcance del proyecto PPII y la competencia de su definición es del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
9	Definiciones y siglas – pozo	Artículo 2. 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 completada y puesta en producción.	Sugerimos esta adición en la redacción para no perder uno de los dos pozos aprobados para cada PPII, en caso de necesitarse un sidetrack.
10	Definiciones y siglas – Propante	Artículo 2.	Sugerimos tener en cuenta que el propante no es un componente del fluido de fractura; es un material de naturaleza física distinta.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571) 2344000
3/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		Propante: Material utilizado en conjunto con el fluido de fracturamiento hidráulico usualmente arena natural o material granulado artificial que se utiliza para mantener la fractura abierta, una vez la presión de la estimulación hidráulica se suspende.	
11	Definiciones y siglas – Radio de Avance de la Fractura	Artículo 2. Radio de Avance de la Fractura: Distancia y dirección desde la cara del pozo, estimada mediante simulación que calcule el efecto de la fractura sobre el yacimiento.	Sugerimos eliminar la definición, ya que este concepto no es usado en la resolución.
12	Definiciones y siglas – Sismicidad desencadenada	Artículo 2. Sismicidad desencadenada: sismicidad iniciada por actividad humana en regiones donde hay inestabilidad tectónica. Esta sismicidad ocurriría de forma independiente a los procesos geológicos naturales.	Consideramos que la última frase puede ser confusa, razón por la cual sugerimos eliminarla.
13	Definiciones y siglas – Tecnología de mínimo impacto	Artículo 2. Tecnología de Mínimo Impacto – TMI: Es el conjunto de instrumentos, métodos y estrategias técnicas empleados por el Contratista PPII durante la ejecución de los mismos PPII , de manera que minimice la afectación al medio ambiente y a la comunidad del área de influencia de los proyectos. Sugerimos incluir los incisos dos y tres en un nuevo artículo, así: Artículo XX. De lo referente a la TMI: En desarrollo del artículo 2.2.1.1.1 A.2.2. del Decreto 328 de 2020, el Contratista PPII deberá presentar dentro del estudio Plan de Gestión de Riesgos un estudio análisis de la tecnología a implementar, donde se garantice declare que es de mínimo impacto y que da cumplimiento a las disposiciones, estándares, normas técnicas y mejores prácticas de la	1. Sugerimos mantener inalterada la definición establecida en el Decreto 328 de 2020. 2. De otra parte, el único aparte de la Resolución en el que se desarrolla el concepto de Tecnología de Mínimo Impacto y las obligaciones asociadas a él es el artículo 2 (definiciones). En la medida en que en el segundo y el tercer inciso no hacen parte de la definición del decreto, sugerimos que estos se desarrollen en un artículo posterior. 3. Así mismo nos permitimos hacer sugerencias de cambio en la redacción de dichos incisos: a. Reemplazar 'estudio de riesgo' por 'Plan de Gestión de Riesgos' y 'estudio' por 'análisis' para mantener consistencia en el lenguaje con la normativa nacional y

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfonos: (571) 2344000
4/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		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 que empleará son de como Tecnología de mínimo impacto.	ambiental en la materia (Ley 1523 de 2012, Decreto 2157 de 2017 y Resolución 1402 de 2018). b. La expresión "garantizar" puede generar confusión al momento de exigir el cumplimiento de la obligación. Igual situación ocurre con la expresión "sustentación". Se sugieren los ajustes de la redacción propuesta. Lo anterior, en la medida en que una garantía debe hacerse sobre un referente objetivo y en una tecnología que está en desarrollo y permanente evolución, no habría forma de garantizarla. En ese sentido, se trataría de una obligación de imposible cumplimiento. Similar consideración aplica frente a la expresión "sustentar", pues tratándose de un tema en desarrollo, no habría un referente objetivo contra el cual pudiera hacerse la sustentación, y su evaluación se volvería subjetiva.
14	Flujo de información	Artículo 6. (...) 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, 16 , 17,18,19,21,23,24,25,26,27 y 28 de esta resolución. (...)	Dentro de las referencias sobre la información que debe enviarse al Centro de Transparencia, no se relaciona el artículo 16 relativo al monitoreo de las operaciones. Sugerimos incluir la referencia, toda vez que pueden existir diferentes interpretación sobre la información de monitoreo a entregar al Centro de Transparencia.
15	Red de monitoreo	Artículo 8. 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	El reglamento establece que el Servicio Geológico Colombiano (SGC) determinará la regulación sobre especificaciones para monitoreo sismicidad, red de monitoreo, ubicación de red, entre otros. Esta red debe instalarse antes de iniciar los pilotos. Por tanto, y con el fin de asegurar que los pilotos se desarrollen dentro de un periodo de tiempo razonable, es conveniente establecer una fecha máxima para que el SGC establezca las disposiciones del artículo 8. Sugerimos que para esto se contemple un periodo de dos meses.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		de retorno y agua de producción a través de pozos inyectores. El SGC deberá expedir las especificaciones del monitoreo en un periodo no superior a dos (2) meses contados desde la publicación de la presente Resolución.	Además, el SGC cuenta con la Resolución D-149 de 2017, que puede tomarse como referencia para regular estos aspectos.
16	Monitoreo y transmisión en tiempo real	Artículo 9. El Contratista PPII deberá cumplir con las siguientes obligaciones: 1. Monitorear y transmitir en tiempo real las series de tiempo sobre sismicidad información hidrogeológica en el PPII de acuerdo a con los criterios que defina el SGC y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM; (...) 4. Monitorear el componente hidrogeológico de la línea base local en el PPII de acuerdo a los criterios técnicos que defina el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM y establecidos en los Términos de Referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.	El monitoreo y transmisión en tiempo real sólo debe asociarse al componente de sismicidad desencadenada, por el efecto en el corto plazo que potencialmente se puede generar por la ejecución de los PPII. No aplica el mismo criterio para el componente hidrogeológico, en el que las velocidades de flujo de aguas subterráneas son muy bajas y los potenciales efectos de modificación de sus características fisicoquímicas solo se pueden evidenciar en el mediano y largo plazo. Adicionalmente, de acuerdo con el Protocolo de Monitoreo de Agua del año 2018, emitido por el Ministerio de Ambiente, el IDEAM y el INVEMAR, el monitoreo de aguas subterráneas tiene una frecuencia que puede ir desde semanal hasta anual, considerando las bajas velocidades de flujo de este recurso. En cumplimiento del Decreto 328 de 2020, es responsabilidad del Contratista PPII el monitoreo de las variables de la línea base local, el cual debe estar consignado en un único documento definido por los Términos de Referencia para el licenciamiento ambiental o el reglamento ambiental que expida el MADS
17	Monitoreo de NORM durante PPII	Artículo 9. (...) Parágrafo. En caso de que los niveles de actividad medidos de NORM presentes durante el desarrollo de cualquier actividad en los PPII, 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 definidas en la Resolución	El numeral 20 del artículo 3 del Decreto 070 de 2001 establece que es función del Ministerio de Minas y Energía: "Regular, controlar y licenciar a nivel nacional todas las operaciones concernientes a las actividades nucleares y radiactivas"; En efecto, la Resolución 180005 de 2010 adopta el Reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		180005 de 2010 o aquella que expida el Ministerio de Minas y Energía para tal fin.	
18	Perforación	Artículo 10, numeral 3 (...) 3. Modelo hidrogeológico conceptual y red de monitoreo de aguas subterráneas siguiendo los criterios técnicos definidos por el SGC o el IDEAM de acuerdo con lo definido establecido en los Términos de Referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; 17. Red de monitoreo de aguas subterráneas siguiendo los criterios técnicos definidos por el IDEAM, para la línea base local y establecidos en los Términos de Referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.	Sugerimos separar los requerimientos para evitar confusiones en la interpretación.
19	Perforación	Artículo 10, numeral 8. 8. Identificación de las fallas geológicas desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo, dentro del área del mapa estructural contemplado dentro del área de intervención del EIA.	Sugerimos eliminar el concepto de "área de intervención del EIA", por las siguientes razones: 1. No cuenta con una definición establecida en la regulación y puede generar confusiones en la evaluación del criterio para garantizar su aplicación. 2. Los efectos asociados a la presencia de fallas, como la generación de sismicidad desencadenada, se relacionan a la identificación de riesgos no de impactos ambientales, a partir de los cuales se definen las áreas de influencia de los EIA.
20	Perforación	Artículo 10, numeral 9. (...) 9. Programa de fracturamiento que incluya el número estimado de etapas de fracturamiento, químicos aditivos a usar durante la etapa de fracturamiento, volúmenes de cada etapa, concentraciones y concentraciones cantidad de propano y composición del fluido de completamiento;	Sugerimos ajustar el texto, con un lenguaje que consideramos técnicamente más preciso. En particular, es importante diferenciar entre aditamentos y químicos.
21	Perforación	Artículo 10, numeral 10. (...) 10. Presiones anticipadas de fractura esperadas en superficie y en fondo durante el tratamiento	Es importante especificar las presiones específicas a detallar, dado que son múltiples las presiones que se dimensionan en un tratamiento de este tipo (presiones de fricción, presión neta, etc.)

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
22	Perforación	Artículo 10, numeral 11. (...) 11. Longitud y altura media de fractura modelada para cada etapa;	1. Los parámetros relevantes para considerar la "geometría" de la fractura son la longitud y la altura de la misma.
23	Perforación	Artículo 10, numerales 14, 15 y 16. Se sugiere unificar estos tres numerales en el 14 con las siguientes precisiones: 14. Plan de contingencia gestión del riesgo que incluya: a. Conocimiento del riesgo que incluya cada una de las actividades a desarrollar que contemple: el riesgo de intercomunicación de pozos, migración de fluidos y generación de sismicidad desencadenada. b. Reducción del riesgo con las medidas de prevención y monitoreo de los riesgos identificados diseñado con base en el análisis de riesgos. c. Manejo de la contingencia con las medidas de mitigación de los riesgos materializados. 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	Sugerimos el cambio de redacción para asegurar consistencia con el lenguaje y los requerimientos establecidos en la normatividad nacional y ambiental en materia de gestión del riesgo. La normativa en materia de gestión del riesgo se rige por la Ley 1523 de 2012 que establece la gestión de riesgos a nivel nacional, el Decreto 2157 de 2017, que establece la obligación y contenido de los Planes de Gestión de Riesgos de Desastres y la Resolución 1402 de 2018, que establece el contenido de los estudios ambientales y define el contenido del capítulo del Plan de Gestión de Riesgos.
24	Perforación	Artículo 10, párrafo. Párrafo. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de 500 metros de un Centro Poblado. La distancia de retiro de los pozos a Centros Poblados, deberá definirse a partir de la modelación de calidad de aire, ruido y escenarios de riesgo.	Se sugiere eliminar la distancia mínima de retiro ya que ésta se debe definir en función de los impactos ambientales significativos y la evaluación de los diferentes escenarios de riesgo, que se podrán cuantificar de manera específica para cada pozo dependiendo de la evaluación de variables específicas, algunas de éstas se presentan a continuación:

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





El futuro
es de todos

Minenergía

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			- Ubicación - Condiciones climáticas particulares - Relieve - Profundidad del pozo - Características de los Equipos para utilizar (Potencia, tipo de combustible, entre otras)
25	Registros y muestreo para pozos de los PPII	Artículo 12, parágrafo tercero. 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, en la sección vertical en uno de los pozos por cada PPII, que cubra el espesor del intervalo del interés donde se va a aterrizar la sección horizontal.	Con la información existente de las áreas donde se van a adelantar los PPII se ha podido caracterizar y priorizar los intervalos de interés para realizar las pruebas de fracturamiento hidráulico que son el objetivo principal de los PPII. Por lo que se recomienda que el corazonamiento se enfoque en la unidad de interés a completar, para realizar de manera oportuna análisis que permitan disminuir las incertidumbres asociadas con la operación de fracturamiento hidráulico y a la productividad esperada en el intervalo de interés. Se recomienda que el corazonamiento se enfoque en la unidad de interés a completar, para realizar de manera oportuna análisis que permitan disminuir las incertidumbres asociadas con la operación de fracturamiento hidráulico y a la productividad esperada en el intervalo de interés. Hacer corazonamiento a la altura de intervalos que no son de interés, no solamente no aporta información valiosa respecto del alcance de los PPII sino que conlleva esfuerzos y riesgos operacionales innecesarios.
26	Cementación y completamiento	Artículo 13, numeral 2. (...) 2. El revestimiento superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de 150 pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano o el acuífero en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica más profundo encontrado con base en la información disponible.	De acuerdo con el comentario al artículo 2 –acuífero aprovechable para el consumo humano, sugerimos la inclusión del texto propuesto. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano, en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
9/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			agua no representa riesgos para la salud. Con base en información secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano.
27	Cementación y completamiento	Artículo 13, numeral 3. (...) 3. En caso de que se encuentren condiciones geológicas imprevistas (acuíferos salinos cercanos a acuíferos aprovechables para consumo humano o a acuíferos en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica), se deberá sentar el revestimiento de superficie antes de esta condición geológica y así aislar el acuífero aprovechable o en uso con el siguiente revestimiento y trabajo de cementación.	De acuerdo con el comentario al artículo 2 –acuífero aprovechable para el consumo humano, sugerimos la inclusión del texto propuesto. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano, en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el agua no representa riesgos para la salud. Con base en información secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano.
28	Cementación y completamiento	Artículo 13, numeral 5. (...) 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	Sugerimos separar las pruebas de revestimiento del casing superficial e intermedio, de las pruebas de presión del revestimiento de producción (final). Se sugiere especificar a cuál presión estimada de fractura se debe realizar la prueba de presión en el revestimiento, como se propone en los ajustes al numeral.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfonos (571) 2344000
10/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		minutos, donde se garantice que no haya caída de presión mayor al 2% de la presión de la prueba. 5. Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento superficial e intermedio, como máximo al 100% de la presión estimada de fractura de las formaciones que subyacen al zapato de cada revestimiento, con una duración mínima de 15 minutos, donde se garantice que no haya caída de presión mayor al 5% de la presión estabilizada de la prueba. Para el revestimiento final (producción) se debe realizar una prueba de presión como máximo al 80% de la presión de estallido del mismo, con una duración mínima de 15 minutos, donde se garantice que no haya caída de presión mayor al 5% de la presión estabilizada de la prueba.	Al respecto, es preciso tener en cuenta: 1. Los revestimientos superficial e intermedio no se diseñan para soportar la presión de fractura del yacimiento porque no se espera que estos experimenten esta presión. Por lo tanto debe especificarse a qué formación se relaciona la presión estimada de fractura. 2. Usualmente las pruebas de presión comienzan cuando la presión se ha estabilizado, lo que indica que los efectos de pandeo y ballooning (embombamiento) ya se han estabilizado. 3. Hacer las pruebas de presión por encima de la máxima presión estimada de fractura no es una práctica común en las operaciones de fractura, por las siguientes razones: el diseño del revestimiento incluye factores de diseño del 1.1 para el estallido de la tubería; el diseño del revestimiento se basa, entre otros, en la estimación de la presión máxima anticipada de fractura (100%) y este valor es equivalente al 80% de la presión de estallido de la tubería. La prueba de presión (antes de la fractura) se efectúa 1000 psi por debajo de la presión de activación de la PRV (Pressure Relief Valve). Durante la fractura, la PRV se calibra al valor de prueba del revestimiento (80% de la presión de estallido) y el Pare de Automático de Bombas (Shut Down) se establece 500 psi por debajo del valor de activación de la PRV.
29	Cementación y completamiento	Artículo 13, numeral 6. (...) 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.	Se sugiere separar los requerimientos relacionados con pruebas de integridad para los revestimientos conductor, superficial e intermedio, de las aplicables al revestimiento productor. En el caso de los primeros revestimientos, de acuerdo con la condición de perforación, se puede realizar pruebas de integridad (LOT, FIT*), cuya aplicación dependerá de las condiciones geológicas de la formación a la profundidad del zapato. Sin embargo, en el caso del revestimiento productor, éste es el último revestimiento y, por tanto, no aplica una prueba de

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
11/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		Reemplazar el numeral por uno que contenga lo siguiente: Requerimientos para revestimiento conductor y superficial: Para pozos exploratorios, dentro de los diez (10) pies siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial, mientras la formación geológica lo permita o hasta que se encuentre formación virgen, se debe realizar una prueba de integridad de la formación para establecer la presión inicial de ruptura de la formación en el zapato. Esta prueba se realizará al menos en un pozo. Requerimientos para el revestimiento intermedio: Para pozos exploratorios, dentro de los diez (10) pies siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial, mientras la formación geológica lo permita o hasta que se encuentre formación virgen, 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. Esta prueba se realizará al menos en un pozo. Revestimiento Productor: Se debe realizar una prueba de presión positiva al revestimiento de acuerdo con el numeral 5.	integridad sobre la formación. Al revestimiento productor solo le aplican la prueba al revestimiento interno. En consecuencia, sugerimos que al revestimiento productor se le realice la prueba de presión positiva a la que se refiere el numeral 5 del artículo en comento. *LOT: Leakoff Test; FIT: Formation Integrity test.
30	Cementación y completamiento	Artículo 13, parágrafo primero. (...) Parágrafo Primero. Es requisito para perforar cualquiera de las siguientes secciones del pozo 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 deberá correr el registro de evaluación de calidad de cemento de la sección anterior. Es requisito, para perforar cualquiera de las	En la industria no es una práctica común realizar cementaciones remediales en la sección horizontal en el casing de producción en pozos de este tipo, toda vez que se requiere probar la integridad a presiones elevadas. En este caso, los nódulos de cemento no compiten con la integridad original que ofrece el casing sin disparos. Expuesto lo anterior, consideramos esta es la forma correcta en que debe quedar redactado, pues contiene toda la información pertinente.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		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.	
31	Actividades previas al FH-PH	Artículo 14, parágrafo. (...) Parágrafo. No se permitirá realizar actividades de FH-PH en PPII a menos de un km de una falla geológica identificada en la interpretación sísmica. Dicha distancia debe medirse desde el final pozo.	Es fundamental acotar a la identificada en la interpretación sísmica, dado que es la herramienta con la cual se obtiene la primera aproximación de la identificación de las fallas en el subsuelo. Además, sugerimos precisar a qué se hace referencia con final de pozo. No es claro si hace referencia a la sección vertical o a la sección horizontal del pozo (por ejemplo, en el artículo 15, numeral 3 se hace referencia desde un punto específico que es la estimulación hidráulica).
32	Actividades durante el FH-PH	Artículo 15, numeral 1). (...) El Contratista PPII debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos y el espacio anular entre la tubería de producción inyección y el revestimiento final de manera permanente durante las actividades de FH-PH. En el evento en que haya un aumento en la presión anular superior al 50% de la máxima presión de trabajo permitida en el anular (MAWOP) anormal en la presión anular de 200 psi o más, o si la presión anular entre la tubería de inyección y el revestimiento final alcanza los límites seguros establecidos por las ventanas operativas, las operaciones de estimulación hidráulica 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.	La tubería de producción normalmente no es la que se utiliza durante las operaciones de fracturamiento hidráulico. El límite de 200 Psi es ajustado entre revestimientos, pero para el caso de la tubería de inyección y el revestimiento final es muy bajo, considerando que ese límite se podría alcanzar por el sólo efecto de ballooning ocasionado por las presiones de fractura sin que ello se deba a una comunicación hidráulica. En cada operación existen límites de esa presión anular cuyos riesgos son mitigados por accesorios, tales como válvulas de alivio. Adicionalmente, sugerimos precisar a qué se hace referencia con que el monitoreo se debe hacer de forma permanente (periodicidad). Por último, se debe referenciar la presión del anular a la máxima presión de trabajo permitida en el anular (MAWOP) (API RP 90-2). Este valor se calcula para administrar de manera eficiente la integridad del pozo de acuerdo con las mejores prácticas y estándares internacionales. Es importante señalar que la presión

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344006
13/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





El futuro
es de todos

Minenergía

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			anular puede variar por efectos de expansión o contracción de tubulares y fluidos, por cambios de temperatura; esta expansión puede sobrepasar los 200 psi establecidos.
33	Actividades durante el FH-PH	Artículo 15, numeral 3). (...) 3) En ningún caso, la distancia vertical entre la sección horizontal del pozo perforado para la aplicación de la técnica de FH-PH y un acuífero aprovechable para consumo humano o un acuífero en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica, podrá ser menor a 500 metros de la estimulación hidráulica, calculados con base en la prognosis geológica ajustada.	De acuerdo con el comentario al artículo 2 –acuífero aprovechable para el consumo humano, sugerimos la inclusión del texto propuesto. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano, en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el agua no representa riesgos para la salud. Con base en información secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano.
34	Actividades durante el FH-PH	Artículo 15, numeral 4). 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.	Es pertinente señalar que durante las actividades de FHPH no hay parámetros para medir NORM o TENORM. La medición debe hacerse en el Flowback. Además, debe anotarse que el numeral 4 de este artículo se contradice con el numeral 2 del artículo 9, que establece que las disposiciones sobre el monitoreo de NORM Y TENORM serán establecidas por el Servicio Geológico Colombiano (SGC). En este sentido y para una mayor claridad de los operadores, amablemente sugerimos eliminar el numeral 4 del artículo 15.
35	Monitoreo durante el desarrollo de las	Artículo 16, numeral 3).	Sugerimos que el numeral en cuestión se haga referencia a la concentración de los aditivos que componen el fluido de fractura.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
14/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
	operaciones de FH-PH	(...) 3. Concentración en tiempo real de los aditivos que componen Caracterización química del fluido de fractura;	Lo anterior en la medida en que las tecnologías de mínimo impacto utilizadas en los equipos de bombeo permiten monitorear en tiempo real las concentraciones de cada aditivo adicionado al fluido de fractura.
36	Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH	Artículo 16, numeral 4). (...) 4) Prueba de Integridad del revestimiento de producción (final) Corrida de integridad previa al fracturamiento hidráulico ;	Se sugiere esta modificación en línea con el comentario al párrafo 1 del artículo 13. No es claro a qué se hace referencia con "corrida de integridad". Esto es, si se refiere a registro eléctrico de integridad o a prueba de presión. No es usual correr registros de integridad cuando el revestimiento es nuevo y no se le ha corrido ninguna sarta dentro, que pueda desgastarlo en las etapas de construcción del pozo. Una prueba de integridad confirma que el revestimiento puede soportar las presiones de trabajo durante la fractura antes del inicio de las operaciones.
37	Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH	Artículo 16, se propone agregar un nuevo numeral. 8) Volumen de agua y masa de propante acumulado durante el tratamiento.	Es crítico el monitoreo de volumen de agua y masa de propante bombeados durante cada etapa de fractura. Las tecnologías de mínimo impacto utilizadas en los equipos de bombeo permiten monitorear estas variables en tiempo real.
38	Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH	Artículo 16, párrafo primero. (...) Párrafo 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.	Amablemente sugerimos que se precise en qué momento y con qué periodicidad se deberán reportar los datos descritos en el párrafo primero.
39	Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH	Artículo 16, párrafo 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:	Sugerimos que se ajuste la redacción para unificar el lenguaje con el plan de gestión de riesgos, PGR. Esto en la medida en que consideramos poco probable que se establezca inequívocamente la causalidad del evento. Por eso, consideramos que la redacción propuesta es adecuada.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
15/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)		Comentario detallado
		Estado	Actividades	
		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 gestión de riesgos de mitigación.	Por otra parte, si se establece que el evento se presenta luego de la estimulación en un pozo determinado, la suspensión debería afectar a ese pozo y no a toda la operación.
		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 gestión de riesgos de mitigación. - Entregar un informe sobre las acciones adelantadas en respuesta al indicando las causas del evento sísmico.	
		Rojo	- Suspender operaciones de estimulación hidráulica en el pozo de estimulación. (...) - Entregar un informe sobre las acciones adelantadas en respuesta al indicando las causas del evento sísmico.	
40	Suspensión de actividades de FH-PH	Artículo 17, numeral 1, literal a). Un sismo con magnitud igual o superior a cuatro en la escala de Richter, cuyo epicentro se demuestre estar ubicado dentro del área volumen que determine el SGC en el acto administrativo para el seguimiento a esta variable. En tal caso el Contratista PPII deberá: a) Controlar, reducir y suspender las operaciones de inyección del fluido de fractura ;		Deben tenerse en cuenta los eventos de origen natural, sucedidos a profundidades mucho mayores que la del fracturamiento, incluso aunque sus epicentros coincidan. Por eso, si el evento es suficientemente profundo, no se requeriría suspender la operación. Además, sugerimos que se aclare el objeto de la inyección, ya que la actividad de inyección de fluido de retorno y agua de producción se relaciona en el Capítulo IV.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfonos: (571)2344000
16/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			Por último, consideramos que la suspensión descarta la reducción, razón por la cual no pueden ejecutarse simultáneamente.
41	Suspensión de actividades de FH-PH	Artículo 17, numeral 2. (...) Si se presenta pérdida de contención de fluidos o flujo no controlado de fluidos a superficie que pueda representar un riesgo para las comunidades y operación. En tal caso, se deberá remitir un informe dentro de las siguientes 24 horas a la entidad de fiscalización de las actividades de hidrocarburos, que contenga las acciones correctivas para reanudar operaciones.	Es pertinente señalar que la pérdida de contención per se no representa un riesgo, dado que las condiciones de diseño y de operación, junto con la existencia de un plan de contingencia, asegura que se dé respuesta oportuna a estos sucesos. Además, la pérdida de contención no es causal de suspensión de actividad alguna, toda vez que es un riesgo medido y que cuenta con barreras de prevención y de mitigación. Además, la pérdida de contención de fluidos indicada no establece cantidad, con lo que un goteo podría interpretarse como un causal de suspensión, sin representar un riesgo. Entonces, se propone que esta causal de suspensión solo se materialice si la pérdida de contención o el flujo no controlado pueden representar un riesgo para las comunidades, es decir, si este evento puede traspasar los límites de la locación y alcanzar áreas pobladas sin haber logrado su control previo de parte del operador.
42	Suspensión de actividades de FH-PH	Artículo 17, numeral 3. (...) Si en el monitoreo de la radioactividad de los fluidos de retorno, se encuentran valores que superen los límites de exposición o tasas de dosis definidos por el Ministerio de Minas 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.	Es importante tener en cuenta que para conocer la cuantificación de los niveles radioactivos se deben muestrear, preservar, y posteriormente realizar las mediciones de los radionúclidos en laboratorios. En la actualidad esta cuantificación se realiza en laboratorios externos, ya que en Colombia no se encuentran laboratorios que realicen este tipo de análisis sobre fuentes líquidas (Ra-226, Ra-228, Th232, U-235, U238, Pb-210), por lo que se envían para su procesamiento a laboratorios en el extranjero y se espera los resultados en promedio entre 30 a 45 días. Ahora bien, lo único que se pueden medir de forma portátil y en línea es la presencia de radioactividad en un medio, para lo cual existen medidores conocidos como "intensímetros" que determinan la exposición o tasa de dosis absorbida en superficie y

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
17/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			nos dan lecturas de la actividad radioactiva total (α , β , γ) generalmente en Micro Sieverts por hora uSv/hr, de esta forma se determina la radioactividad del terreno o de cualquier tipo de Matriz que esté expuesta a la misma.
43	Periodo de limpieza	Artículo 18, numeral 2. Una vez concluidas las etapas de FH-PH, el Contratista PPII dará inicio al periodo de limpieza. Previo al inicio de dicho periodo deberá: (...) 2. Presentar a la entidad fiscalizadora el plan de gestión de riesgos 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 que incluya: a. Conocimiento del riesgo que incluya 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. b. Reducción del riesgo con las medidas de prevención y monitoreo de los riesgos identificados diseñado con base en el análisis de riesgos. c. Manejo de la contingencia con las medidas de mitigación de los riesgos materializados.	Amablemente sugerimos que el presente numeral se modifique, toda vez que el lenguaje de los requerimientos asociados al componente de riesgos de la normatividad técnica debe estar alineado con lo señalado en la Ley 1523 de 24 de abril de 2012 y el Decreto 2157 de 2017. En este sentido, es pertinente señalar que todos los temas de riesgos deben estar incluidos en el PGR, de conformidad con lo establecido en la Resolución 1402 de 2018, que establece el contenido de los estudios ambientales y define el capítulo de Plan de Gestión de Riesgos; el Decreto 2157 de 2017, que establece la obligación y contenido de los Planes de Gestión de Riesgos de Desastres; y la Ley 1523 de 2012, que rige la gestión de riesgos a nivel nacional. Además, vemos que en este artículo se hace referencia al término 'periodo de limpieza', pero en el artículo 2 se hace referencia al término 'etapa de limpieza'. Sugerimos unificar los conceptos usando 'periodo de limpieza'.
44	Caracterización y dimensionamiento del yacimiento	Artículo 19. 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 tres meses,	Consideramos esta es la forma correcta en que debe quedar redactado, pues aclara que el plazo depende de la respuesta del yacimiento. Por otro lado, sugerimos precisar que el término adecuado es "Volumen de Roca Estimulado" (SRV, por sus siglas en inglés),

Atentamente,

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		prorrogables por tres (3) meses adicionales, de acuerdo con la respuesta del yacimiento. El programa deberá incluir un cronograma que garantice en este periodo la toma de los siguientes registros y muestras:	como quiera que el "yacimiento", en este caso, es la envolvente que forman la totalidad de las fracturas hidráulicas realizadas y la roca adyacente a cada una de ellas que es la que aporta el hidrocarburo a las fracturas y éstas lo conducen hacia el pozo. La producción acumulada que contiene el Volumen de Roca Estimulado se estima calculando el área bajo la curva de producción vs tiempo hasta el límite económico y es equivalente al EUR en un yacimiento convencional. La forma de dicha curva refleja el tipo de declinación de la producción y se requieren entre 6 y 12 meses para extrapolar la curva hasta el límite de producción económica de cada pozo.
45	Caracterización y dimensionamiento del yacimiento	Artículo 19, parágrafo primero. (...) 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 y en superficie, 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.	El término "fuera del pozo" no es claro. Se podría prestar para malinterpretaciones, en el sentido de que correspondiera a un flujo de fluidos fuera de los revestimientos. En este sentido, sugerimos que se use el término "dentro del pozo y en superficie".
46	Legalización de operaciones finales	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 PPH del dimensionamiento del yacimiento.	Se sugiere cambiar el lenguaje "Terminación Oficial del PPII". Esto en la medida en que podría haber lugar a confusiones al entenderse que a partir de la presentación de este Formato, el proyecto pierde su condición de PPII. Recordemos que el Decreto 328 de 2020 estableció que el PPII mantiene esta condición bajo los requisitos que establezca la ANH. El objetivo de mantener esta condición es que no se tenga que cerrar temporal o definitivamente el pozo, y se pueda seguir produciendo si el pozo resulta productor.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
19/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			En este sentido, sugerimos que se use el siguiente lenguaje: "Terminación Oficial del dimensionamiento del yacimiento". De esta forma se entiende que ya se terminó el FH-PH y el dimensionamiento y que se está en espera de que inicie la etapa de evaluación (que inicia de acuerdo con el artículo 30). Donde la información recolectada hasta el momento se envía a la comisión y al Comité Evaluador y luego se está en espera de la evaluación final. En ese periodo de "espera" el/los pozos pueden seguir produciendo hasta que "las autoridades competentes adoptan las determinaciones necesarias" de las que habla el artículo 2.2.1.1.1A.2.18 del Decreto 328 de 2020.
47	Información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción	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, acuíferos en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica local u otras formaciones, así:	De acuerdo con el comentario al artículo 2 –acuífero aprovechable para el consumo humano, sugerimos la inclusión del texto propuesto. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano, en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el agua no representa riesgos para la salud. Con base en información secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano.
48	Información geológica para pozos inyectores	Artículo 22, numeral 1, literal d. (...)	Sugerimos que se elimine el concepto de "área de intervención del EIA". Lo anterior, por las siguientes razones:

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
20/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación de fluido de retorno y agua de producción	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		d) Las fallas geológicas identificadas desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo contemplado dentro del área del mapa estructural de intervención contemplada para el EIA;	1. No cuenta con una definición establecida en la regulación y puede generar confusiones en la evaluación del criterio para garantizar su aplicación. 2. Los efectos asociados a la presencia de fallas, como la generación de sismicidad desencadenada, se relacionan a la identificación de riesgos, no de impactos ambientales, a partir de los cuales se definen las áreas de influencia de los EIA. Los TDR ambientales para EIA de exploración YNC establecen un área de revisión de pozos inyectores de 3,2 km y solicitan la misma información para esta área:
49	Información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 22, numeral 2. (...) 2. El área de revisión a un radio de cuatro 3,2 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.	"7.4.1 Para la actividad de reinyección en pozos inyectores nuevos (...) ii. La ubicación y profundidad de todos los pozos de hidrocarburos en el área de revisión que estén produciendo, suspendidos, taponados y/o abandonados. Esta información podrá presentarse en el PMA específico." En este sentido, en aras de ser consistentes, sugerimos modificar los 4 km propuestos en la resolución en comento, por los 3,2 km que plantea la autoridad ambiental.
50	Información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 22, numeral 3. (...) 3. Presentar a la entidad fiscalizadora el plan de gestión de riesgos que incluya: 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, acuíferos en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica o la posibilidad de migración de	De acuerdo con el comentario al artículo 2 –acuífero aprovechable para el consumo humano, sugerimos la inclusión del texto propuesto. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano, en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el agua no representa riesgos para la salud. Con base en información

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571) 2344000
21/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		fluidos a otras formaciones diferentes a las sujetas a aprobación para inyección. b) Reducción del riesgo con las medidas de prevención y monitoreo de los riesgos identificados, diseñadas con base en el análisis de riesgos. 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 edicionen. c) Manejo de la contingencia con las medidas de mitigación de los riesgos materializados.	secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano.
51	Requerimientos de completamiento para pozos inyector de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 23, numeral 1. 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, y de los acuíferos en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica.	De manera consistente con el comentario al artículo 2 –acuífero aprovechable para el consumo humano, sugerimos la inclusión del texto propuesto. Por favor remitirse a la justificación del comentario inmediatamente anterior (comentario 60).
52	Requerimientos de completamiento para pozos inyector de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 23, numeral 2, literal b). (...) 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. b) Se deberá 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.	Sugerimos que el literal b se modifique según lo dispuesto en la columna de la izquierda. Al respecto, debe señalarse que en caso de que se use una sarta selectiva de aislamiento se puede aislar por debajo de las zonas de inyección con tapones o empaques de aislamiento.
53	Requerimientos de completamiento para pozos	Artículo 23, numeral 3. (...)	Consideramos que el numeral 3 requiere ajustes, pues no es claro si la camisa de reconexión se refiere a una (on-off tool,

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





El futuro
es de todos

Minenergía

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Gerencia de Estrategia Regulatoria

No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
	inyectores de fluido de retorno y agua de producción	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. 3. En caso de utilizar Colgadores de Revestimiento se deberá 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.	herramienta de reconexión) o a un ensamble de sellos para operaciones "tieback" en los colgadores de liner. En este sentido, sugerimos una nueva redacción.
54	Requerimientos de completamiento para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 23, numeral 5. (...) 5. Toma de set básico de registros de well log de la formación sujeta de inyección.	En la industria la toma de registros well log no tiene una interpretación estándar, lo que dificultaría su aplicación. En ese sentido, y con el objeto de precisar el alcance de la actividad descrita en el numeral, sugerimos reemplazar la toma de registro de well log por la toma del set básico de registros. En la industria es bien conocido que el set básico de registros se compone por los siguientes: i) rayos gamma; ii) resistividad; iii) potencial espontáneo; iv) integridad; y v) neutrón.
55	Requerimientos para pruebas iniciales de inyección en los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 24, numeral 1. 1. Antes del inicio de las operaciones de inyección para pozos inyectores nuevos, para pozos inyectores existentes y para pozos a convertir de productores a inyectores, deberá verificarse 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 aprovechables para consumo humano o acuíferos en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica. Para tal fin	1. En línea con el comentario al artículo 22, sugerimos incluir en el numeral 1 la posibilidad de usar productores inyectores existentes como pozos inyectores para los PPIL. 2. Sugerimos que en este numeral también se haga referencia a los acuíferos en uso, en línea con el comentario a la definición de acuífero aprovechable. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano,

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 5, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
23/31

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		deberán utilizarse registros de temperatura, de integridad del cemento, y trazadores, entre otros.	en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el agua no representa riesgos para la salud. Con base en información secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano. 3. Los registros trazadores no permiten verificar la integridad mecánica de un pozo. Estos tipos de registros (trazadores) permiten verificar las conexiones entre pozos y verificación de fugas a través de los empaques; pero no las externas al revestimiento, que son relevantes para hacer diagnósticos sobre integridad.
56	Requerimientos para pruebas iniciales de inyección en los pozos inyectorios de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 24, numeral 3. (...) 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 o acuíferos en uso al momento del levantamiento de la línea base hidrogeológica.	De acuerdo con el comentario al artículo 2 –acuífero aprovechable para el consumo humano, sugerimos la inclusión del texto propuesto. El Decreto 1076 de 2015 estableció los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para consumo humano. Adicionalmente, la Resolución 2115 de 2007 estableció las características físicas y químicas del agua para consumo humano, en términos de valores máximos aceptables que garantizan que el agua no representa riesgos para la salud. Con base en información secundaria de acuíferos ubicados en el área de interés de Ecopetrol, se verificó que estos no cumplen con los valores máximos establecidos en la mencionada regulación, por lo que no se clasificarían como acuíferos aprovechables para consumo humano de acuerdo con la definición propuesta en el artículo 2. Sin embargo, algunos de estos acuíferos están siendo usados por

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			las comunidades de la zona. Por lo anterior, se identifica la necesidad de proteger los acuíferos en uso al igual que los aprovechables para consumo humano.
57	Límites de operación para los pozos inyectores de fluido de retorno y agua y producción	Artículo 25. 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. Se propone incluir el siguiente parágrafo: Parágrafo primero. Se podrán hacer pruebas de inyectividad y/o Step Rate Test (SRT) donde se llega hasta la presión de fractura para caracterizar las zonas a inyectar. El contratista podrá realizar una estimulación ya sea química o hidráulica con el fin de eliminar el daño de la formación causado durante la perforación del pozo.	En las operaciones de inyección de fluidos son comunes los trabajos de estimulación previa a la inyección de fluidos con el fin de reducir o eliminar el daño causado durante la etapa de construcción del pozo o por taponamiento de la formación. En este sentido, se recomienda incluir en este artículo un parágrafo en el que se permita realizar pruebas de inyectividad y/o Step Rate Test (SRT) donde se llega hasta la presión de fractura para caracterizar las zonas a inyectar.
58	Seguimiento de los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 26, numeral 3. La integridad del pozo deberá ser verificada por el Contratista PPII a través de monitoreo periódico de presiones anulares y registros de integridad, por lo menos una vez cada tres años; a través de pruebas de presión.	Existen diferentes mecanismos para evaluar la integridad de pozo, como son el monitoreo y gerenciamiento de las presiones anulares, así como los registros de integridad y evaluación de cemento. Adicionalmente, sugerimos validar la alineación de esta disposición con los aspectos contractuales de los pilotos, pues en 3 años no

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			necesariamente estarán en vigencia los PPII, y el presente reglamento hace referencia exclusiva a estos pilotos.
59	Requerimientos adicionales para pozos a convertir como inyectores de fluido de retorno y agua de producción	Artículo 27. 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. 2. Si el revestimiento superficial no ha sido cementado o superficie, el revestimiento más interno deberá ser cementado hasta superficie. Se deberá garantizar la integridad mecánica del pozo antes de ser convertido a inyector. El estado final del pozo antes de ser convertido a inyector deberá ser aprobado por la ANH. 3. Cualquier formación geológica abierta que no vaya a ser utilizada para inyección deberá ser aislada a través de tapones de cemento y abandonada. Estos deben ser probados a una presión de 1.25 veces la presión máxima de inyección.	General: Revisar con equipo técnico si las disposiciones contenidas en este artículo si esto aplica también para inyectores existentes que se quieran usar en el marco de los PPII. Numeral 3: Validar con equipo técnico requiere algún ajuste, por claridad. Sugerimos ajustar el numeral 2, pues el cemento del revestimiento superficial e interno no son las únicas condiciones que se requieren para garantizar la integridad del pozo. Consideramos el cambio de redacción para cumplir con los estándares apropiados para cambiar el servicio de un pozo productor a inyector.
60	Suspensión de actividades de inyección	Artículo 28, numeral 1. El Contratista PPII deberá suspender las actividades de operación de inyección en los siguientes casos: Numeral 1. Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad. En este caso se deben 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	Sugerimos ajustar la redacción, pues como está planteada en el proyecto de resolución el término "cierre del pozo" se puede entender que se va a sellar y no se utilizará más.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		sido implementadas se podrán reanudar las operaciones de inyección en el pozo.	
61	Suspensión de actividades de inyección	Artículo 28, numeral 3. (...) 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 volumen que determine el SGC para el seguimiento a esta variable. En tal caso el Contratista PPII deberá: a) Controlar, reducir y o suspender las operaciones de inyección;	En primer lugar, podía tratarse de un evento de origen natural, a profundidad mucho mayor que la del fracturamiento (a pesar de que sus epicentros coincidan). Por tanto, en caso de que sea suficientemente profundo, consideramos que no se requeriría suspender la operación. En este sentido, sugerimos ajustar la redacción. Por otro lado, la suspensión descarta la reducción (no pueden ejecutarse simultáneamente), por tanto sugerimos ajustar la redacción.
62	Regalías PPII	Nueva disposición propuesta para el proyecto de Resolución. Sugerimos incluir un nuevo artículo en relación con la liquidación de regalías asociadas a posibles volúmenes de hidrocarburos que resulten de los PPII: "Artículo XX. Liquidación de regalías. Para efectos de la liquidación de regalías asociadas a los hidrocarburos que resulten de los PPII, las disposiciones del artículo 16 de la Ley 756 de 2002 se aplicarán sobre los volúmenes diarios promedio mes de cada una de las locaciones."	Sugerimos precisar cuál sería la base para liquidar las regalías, pues es posible que algunos de los pozos perforados resulten productores, caso en el cual habría lugar a la liquidación y pago de regalías. De acuerdo con el artículo 16 de la Ley 756 de 2002, el porcentaje de regalías se aplica a la producción mensual de un 'campo'. Para el caso de los yacimientos convencionales, la Resolución 181495 de 2009 define 'campo' como el área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos. Esta definición no es aplicable a los yacimientos no convencionales, YNC, pues los recursos no están confinados en trampas petrolíferas, sino que se encuentran a lo largo de la roca generadora. En este sentido, amablemente sugerimos la inclusión del texto propuesto con el objetivo precisar cuál sería la base para liquidar las regalías de los PPII, que proponemos se asocie con el volumen total extraído desde una locación.
63	Evaluación de los PPII	Artículo 30	Consideramos que, operativamente, el plazo de los 9 meses para iniciar perforación puede ser corto considerando las complejidades

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		La etapa de evaluación de la que tratan los artículos 2.2.1.1A.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. Sugerimos incluir el siguiente párrafo: Parágrafo xx. Se podrán tener en cuenta pozos que hayan iniciado su perforación a más tardar 18 meses de otorgada la licencia ambiental, bajo solicitud del operador y aprobación expresa del comité evaluador.	particulares que se pueden presentar en la ejecución de los pilotos; y atendiendo que la licencia puede especificar requerimientos que a hoy se desconocen, nos sentimos más tranquilos con que este plazo pueda ser prorrogable al menos en otro tanto.
64	Evaluación de los PPII	Artículo 30, párrafo primero: Parágrafo primero. Los Contratistas PPII 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 PPII.	Entendemos que en el borrador de Acuerdo publicado por la ANH en relación con el desarrollo de los PPII no se establece lo antes planteado. En este sentido, sugerimos que en la versión definitiva del Acuerdo esto sea considerado.
65	Evaluación de los PPII	Artículo 30, párrafo segundo: Parágrafo Segundo. En caso de que un Contratista PPII 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.	Agradecemos que se precise el alcance del párrafo segundo, pues la redacción es confusa y, en particular, precisar las implicaciones en el caso de un contratista de PPII que no obtenga la licencia dentro de los 10 primeros meses luego de la radicación de la solicitud.
66	Entrega de información	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	La redacción de este artículo está incompleta. En este sentido, se sugiere eliminar la última parte.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		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	
67	Fortalecimiento institucional	Artículo 33. 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. En todo caso, el desarrollo del análisis institucional y la elaboración de la hoja de ruta no serán óbice para el desarrollo de las actividades que, de acuerdo con las fases de los PPII, se puedan ir ejecutando.	Este artículo pudiera dar a entender que las actividades de los PPII podrían supeditarse al desarrollo del análisis sobre la capacidad institucional y a la implementación de las conclusiones. No solamente establece un plazo hasta el 30 de octubre, sino que además establece que se debe diseñar una hoja de ruta. Esto significaría que no podría arrancarse hasta que esa hoja de ruta se diseñe o se implemente.
68	Operación y producción de pozos PPII	Artículo nuevo propuesto Artículo XX. Operación/Actividad de los pozos PPII posterior a la presentación del formato de Terminación Oficial del PPII del dimensionamiento del yacimiento. En desarrollo del artículo 2.2.1.1.1A.2.18 del Decreto 328 de 2020, posterior a la presentación del formato Terminación Oficial del PPII del dimensionamiento del yacimiento, los pozos permanecerán abiertos y en producción, mientras que las autoridades competentes adoptan las determinaciones necesarias en relación con éstos. De ser positivo el resultado de la evaluación de cada pozo, se extenderá la aplicación de este artículo a las etapas de adaptación y transición contenidas en el Artículo XXX del Acuerdo XXXX de la ANH.	Teniendo en cuenta el contenido del artículo 2.2.1.1.1A.2.18 del Decreto 328 de 2020, consideramos pertinente incluir un artículo adicional en esta Resolución, que regule de manera expresa la condición que podrán mantener los pozos productores durante las etapas de evaluación, adaptación y transición. De acuerdo con lo anterior, y tomando como premisa que el citado artículo 2.2.1.1.1A.2.18 señala que los PPII mantendrán tal condición hasta tanto las autoridades competentes adopten las determinaciones correspondientes, sugerimos que los pozos puedan mantenerse en estado de producción (con el fin de obtener más información), salvo que por su condición operativa requieran ser suspendidos o intervenidos.
69	Información para publicación en el	Anexo 2. Comentario general	Vemos que no se regula en detalle lo relacionado con el Centro de Transparencia, esto es obligaciones, gobernabilidad de la



El futuro
es de todos

Minenergía

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado																																				
	centro de transparencia		información, confidencialidad de la información, operación, entre otros. En este sentido, agradecemos que en esta norma se indique en cuál norma se dispondrá la regulación específica sobre el Centro de Transparencia. Consideramos que esto es importante y del interés de los diferentes agentes involucrados en la ejecución de los pilotos.																																				
70	Información para publicación en el centro de transparencia	Anexo 2. <table><tr><th>INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA</th><th>ETAPA PREVIA</th><th>ETAPA CONCOMITANTE</th></tr><tr><td>(...)</td><td>(...)</td><td>(...)</td></tr><tr><td>Transmisión en tiempo real de la sismicidad en el PPII</td><td>*</td><td>x</td></tr><tr><td>Monitoreo de NORM y TENORM en el área de cada uno de los PPII</td><td>x</td><td>x</td></tr><tr><td>(...)</td><td>(...)</td><td>(...)</td></tr><tr><td>Hoja de seguridad y compatibilidad de los aditivos químicos a usar</td><td></td><td>x</td></tr><tr><td>(...)</td><td>(...)</td><td>(...)</td></tr><tr><td>Registros Checkshot y VSP</td><td></td><td>*</td></tr><tr><td>(...)</td><td>(...)</td><td>(...)</td></tr><tr><td>Presión de bombeo en superficie y calculada en fondo durante la etapa de FH</td><td></td><td>x</td></tr><tr><td>(...)</td><td>(...)</td><td>(...)</td></tr><tr><td>8.1 Caracterización química del fluido de fractura</td><td></td><td>x</td></tr></table>	INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE	(...)	(...)	(...)	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	x	(...)	(...)	(...)	Hoja de seguridad y compatibilidad de los aditivos químicos a usar		x	(...)	(...)	(...)	Registros Checkshot y VSP		*	(...)	(...)	(...)	Presión de bombeo en superficie y calculada en fondo durante la etapa de FH		x	(...)	(...)	(...)	8.1 Caracterización química del fluido de fractura		x	- Esta transmisión no debe ser requerida en la etapa previa sino en la etapa concomitante, considerando que en la etapa previa no se ha fracturado aún y lo que se está monitoreando es la actividad natural. - Actualmente esta información se solicita solo para la etapa de condiciones previas; se debe incluir el monitoreo durante la etapa concomitante, para validar las modificación asociadas al desarrollo de los PPII. - Las hojas de seguridad de las empresas de Servicio se refieren a los aditivos utilizados, dado que cada aditivo es una mezcla de químicos y no un químico per se. - Los registros Checkshot y VSP no se solicitan en el Artículo 12. - Ambas variables (presión en superficie y fondo) son críticas durante y después de este tipo de tratamientos para entendimiento de la dinámica de la operación y de la fractura. - La naturaleza química del fluido en la industria para este tipo de intervenciones se refiere a aditivos componentes del fluido de fractura y sus respectivas concentraciones
INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE																																					
(...)	(...)	(...)																																					
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	x																																					
(...)	(...)	(...)																																					
Hoja de seguridad y compatibilidad de los aditivos químicos a usar		x																																					
(...)	(...)	(...)																																					
Registros Checkshot y VSP		*																																					
(...)	(...)	(...)																																					
Presión de bombeo en superficie y calculada en fondo durante la etapa de FH		x																																					
(...)	(...)	(...)																																					
8.1 Caracterización química del fluido de fractura		x																																					

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No.	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)			Comentario detallado
		Formulación del Fluido de Fractura (aditivos y concentraciones)			Estas variables son críticas para efectos de análisis de este tipo de intervenciones
		Adicionar: Volumen de fluido y masa de propante inyectados		x	
71	Formatos PII	Anexo 3. En la Tabla titulada 'informe de fracturamiento, estimulación y dimensionamiento de pozos horizontales - PPII' incluir: Parámetros de Yacimiento (ISIP, Gradiente de Fractura, Gradiente de Cierre) Parámetros de Operación (Pmax en Superficie, Pprom en Superficie, Caudal máximo, caudal promedio, volumen de fluido inyectado, masa de propante inyectado & P Neta generada)			Estos son parámetros de interés técnico para revisión y retroalimentación en este tipo de yacimientos.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co

Comentario 4

De: **Andrés Sarmiento Grisales - Naturgas**

Date: mié., 20 may. 2020 a las 20:30

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:

Hidrocarburos

Proyecto: Decreto

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

Fecha inicio:

Fecha fin:

Fecha Comentario:

Datos de contacto:	Correo electrónico:	<u>ocabrales.segovia@nargas.com.co; asarmiento@naturgas.com.co</u>
Nombre de la empresa o interesado:		Asociación Colombiana de Gas Natural - Naturgas

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

1	Definición acuífero aprovechable para consumo humano	Artículo 2	Se sugiere mantener la definición de la Resolución 90341 de 2014: "Acuíferos que tengan un contenido de Sólidos Disueltos Totales de 4000mg por litro o menos". Se sugiere que el MME articule esta definición con el MADS, pero que quede incluida en la presente normativa del MME, dada la criticidad de esta definición para que los proyectos sean ambiental y técnicamente viables.
2	Definición Abandono definitivo del pozo		Esta definición no es usada en ninguna parte del borrador de resolución. No necesariamente el abandono definitivo del pozo implica la restauración ambiental de las zonas en donde se hayan realizado las actividades de los PPII. La restauración debe quedar condicionada a los términos y condiciones que establezca la autoridad ambiental, por lo cual se sugiere eliminar la última frase "así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado las actividades de los PPII".
3	Definición de Área de Revisión		Se hace alusión a este concepto en el Artículo 22, numeral 2, pero no hay definición. Se sugiere mantener la de la Resolución 90341 de 2014.

4	Definición Basamento	La definición pareciera indicar que son las rocas que están por debajo de la unidad o unidades geológicas sobre las que se realice la disposición de aguas que se adelanten en el desarrollo de los PPI. Sin embargo, estas unidades geológicas de inyección pueden estar en cualquier parte de la columna sedimentaria de la cuenca. Esto generaría que se denominara basamento a formaciones que están por debajo del nivel de inyección, sin que estas tengan un comportamiento de basamento, generando confusión en la definición estratigráfica del área donde se desarrolla el PPI. Se tienen diferentes tipos de Basamento, Basamento Cristalino, Basamento Económico, Basamento Hidrogeológico. Sin embargo, para temas relacionados con temas de sismicidad e inyección se debe incluir el termino basamento cristalino, por eso planteamos incluir la siguiente definición: Basamento Cristalino: Rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas que la pila sedimentaria, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un Yacimiento de Hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes. Habitualmente poseen densidad, velocidad acústica y propiedades magnéticas y mecánicas diferentes de las de las rocas suprayacentes. Tomado de ANH “ACUERDO No. 02 DE 2017 Por el cual se sustituye el Acuerdo No. 4 de 2012 Anexo 1 Glosario de Términos, Unidades y equivalencias”
---	----------------------	--

5	Definición Desecho Radiactivo	Se sugiere dividir la definición en dos (residuos sólidos y líquidos) y fortalecer la regulación en materia de radioactividad (como se verá más adelante). Residuos sólidos radioactivos: residuos sólidos generados a partir de la actividad de E&P de YNC con contenido de radioisótopos por encima de los niveles establecidos por el SGC. Agua residual radioactiva: fluido de retorno y/o agua de producción generada a partir de la actividad de E&P de YNC con contenido de radioisótopos por encima de los niveles establecidos por el SGC.
6	Definición Etapa de limpieza del pozo (flow back)	Es posible que el pozo durante este periodo nunca produzca fluido de yacimiento 100%, sino una mezcla de fluido de fracturamiento con fluidos de yacimiento, inclusive durante la vida productiva de agua del pozo, esta puede permanecer como una mezcla. El flowback se da por terminado bajo cualquiera de las siguientes dos condiciones: 1. El pozo de forma natural deja de producir agua (mezcla de fluido de fractura con fluido de yacimiento). 2. Existe una clara estabilización de los TDS (fisicoquímicos) del agua de producción y es diferente de la línea base de fluido de estimulación, esta estabilización puede tomar meses o años. Se solicita aclarar a que se refieren con fluido de yacimiento, cualquiera de los fluidos del yacimiento, 100% fluido de yacimiento o cualquier porcentaje de fluido de yacimiento.
7	Definición Falla Geológica	Se propone la siguiente definición: Falla Geológica Mayor Identificada: 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, que esté en el basamento cristalino y que tenga buzamiento hacia el interior del campo.

8	Definición Inicio de Perforación	Se sugiere realizar la siguiente aclaración: 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. En caso que el revestimiento conductor sea instalado durante las obras civiles no se considerará este para el inicio de perforación.
9	Definición Locación	Se sugiere ajustar el área, dado que para un proyecto de investigación la huella en superficie debería ser reducida. . No obstante, la licencia ambiental dependiendo del proyecto, podría acotar el área planteada por el Contratista de PPIIs. Por lo cual las dos autoridades podrían entrar en conflicto. Se sugiere que el MME y el MADs se articulen para definir esta área.
10	Definición NORM	Son aquellos materiales radiactivos de origen natural que se encuentran en el ambiente sin intervención humana.
11	Definición TENORM	Materiales radioactivos de ocurrencia natural que se han concentrado o expuesto al medio ambiente como resultado de la intervención humana. (En línea con la definición establecida por la EPA)
12	Definición Perforación Horizontal	Perforación Horizontal: Pozo que contiene una sección cuya desviación es mayor a 80 grados al interior de la formación de interés y se proyecta más de 100 pies dentro de esta. Cuando las condiciones geológicas lo ameriten, los pozos podrán tener desviaciones menores a 80 grados.
13	Definición Radio de Avance de Fractura	Radio o longitud media de avance de la Fractura: Distancia medida en el eje horizontal y dirección desde la cara del pozo, estimada mediante simulación que calcula el efecto de la fractura sobre el yacimiento. La Altura de Avance de fractura es la distancia alcanzada por la fractura en el eje vertical. El Radio de Avance de fractura es la distancia alcanzada por la fractura en el eje horizontal.
14	Definición Sismicidad Desencadenada	Se sugiere mantener la definición técnica que aparece en la Resolución 90341 de 2014, dado que la planteada no parece ser técnicamente correcta: Sismicidad provocada por una perturbación menor que desencadena una liberación de energía en una falla geológicamente activa. Esta sismicidad ocurriría naturalmente sin la perturbación como parte de un proceso geológico

			natural. La intensidad de la actividad sísmica dependerá del tamaño de la falla.
15	Definición de Tecnología de Mínimo Impacto		Dado que las definiciones no deben tener "debes" se sugiere eliminar los siguientes párrafos e incluirlos posteriormente en un artículo: "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"
16	Limitación de locaciones y pozos de los PPIIs	Artículo 5	Se podría interpretar que la limitación es solo para pozos que empleen FH-PH, los demás pozos se podrían perforar, ejemplo pozos estratigráficos, inyectores, exploratorios verticales, en todo caso de debería aclarar este tema en la definición. Se propone incluir el siguiente párrafo: Parágrafo Segundo. El Contratista podrá realizar adicionalmente la perforación de pozos estratigráficos, exploratorios verticales y/o inyectores.
17	Flujo de información	Artículo 6	Las compañías no deben entregar información a terceros, la entrega debe ser única y exclusivamente a la autoridad de fiscalización (ANH) y esta, si las cláusulas de confidencialidad se lo permiten, debe remitir la información a los comités y subcomités correspondientes. Se sugiere: Artículo 6. Flujo de información. La información que deberá reportarse a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, 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,

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



			15, 17, 18, 19, 21, 23, 24, 25, 26, 27 y 28 de esta resolución. Parágrafo Primero. La Autoridad de fiscalización remitirá una copia digital a la secretaría técnica del Subcomité Intersectorial Técnico y Científico de Sismicidad, Hidrogeología y Normatividad Técnica y al Centro de Transparencia, sin perjuicio de las notificaciones o comunicaciones que los artículos en mención señalan en relación con la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos.
18	Proceso y tiempos de aprobación de formatos para inicio de actividades	Artículo 7	Se sugiere establecer un proceso y tiempos a la entidad fiscalizadora para la aprobación de los formatos a los que se refiere el artículo 7.
19	Vigencia de la Resolución D-149 de 2017 del SGC	Artículo 8	Se sugiere incluir en el artículo los tiempos de expedición de la normativa por parte del SGC.
20	Tiempos de expedición de normativas SGC respecto a sismicidad	Artículo 9. Numeral 1	Se sugiere incluir en el artículo los tiempos de expedición de la normativa por parte del SGC. Se sugiere excluir al IDEAM, dado que es una entidad adscrita al MADS. De no ser acogido este comentario se sugiere la siguiente modificación aclaratoria a la redacción: Monitorear y transmitir en tiempo real las series de tiempo sobre sismicidad e información hidrogeológica en el PPII de acuerdo a los criterios que defina el SGC y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, respectivamente.
21	Tiempos de expedición de normativas SGC respecto a NORM y TENORM.	Artículo 9. Numeral 2	Se sugiere incluir tiempos para la expedición de la normativa de monitoreo de NORM y TENORM por parte del SGC.
22	Riesgos transmisión video en tiempo real	Artículo 9 Numeral 3	La transmisión en tiempo real puede representar riesgos de seguridad en locación para los empleados, contratistas y equipos. Se sugiere eliminar el requerimiento.

23	Competencia del SGC en materia de reglamentación de desechos radioactivos	Parágrafo Artículo 9	De acuerdo con el numeral 5 del artículo 11 del Decreto 2703 de 2013, le corresponde la Dirección de Asuntos Nucleares del SGC "Dirigir la prestación de los servicios, relacionados con el adecuado uso, manejo y gestión de material radiactivo, de las instalaciones que manipulan dichos materiales." así mismo el numeral 8 del mismo artículo menciona la función de: "Generar estándares, guías y metodologías inherentes a las funciones de esta Dirección.". Por lo anterior los desechos radioactivos si bien son competencia del MADS, también lo son del SGC, por lo cual debe ser el SGC quien dictamine en articulación con el MADS la norma asociada a al manejo y disposición de desechos radioactivos. Se sugiere que la normativa aborde de manera independiente desechos solidos radioactivos y agua residual radioactiva, dado que el manejo debe ser diferencial para los mismos.
----	---	----------------------	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



24	Carencia de requerimientos relevantes en materia de protección de acuíferos para aprobación de la perforación	Artículo 10	En materia de potencial contaminación de acuíferos, existen dos factores a considerar: 1. La distancia del YNC al acuífero mas profundo 2. Las potenciales rutas migratoria: que a su vez pueden generarse a partir de dos factores (i) geológicos (presencia de pliegues, fracturas verticales inclinadas que favorezcan la flotabilidad de los gases y solutos) (ii) Intercomunicación de pozos activos y abandonados. Con base en lo anterior se sugiere adicionar la siguiente información a solicitar: 1. Profundidad del yacimiento respecto a acuíferos aprovechables para consumo humano con la información existente que estén presentes en el radio de 1 km (ver artículos científicos Woda et.al., 2018 Penn State University y Moortgat et.al. 2018 Ohio State university). 2. Identificación de pliegues (Ver Woda et.al., 2018 y DiGiulio & Jackson, 2016), para un área determinada. 3. Identificación de fallas geológicas y su nivel de inclinación (Ver Woda et.al., 2018 y DiGiulio & Jackson, 2016), para un área determinada 4. Radio de avance de la fractura, para un área determinada 5. Ubicación, profundidad y estado de abandono (si aplica) de pozos abandonados y activos a por lo menos 15 km del lugar de la perforación. (ver Taherdangkoo et.al., 2019 Universidad de Goettingen, Alemania) 6. Ubicación de infraestructura social de captación de agua, profundidad y estado de los pozos. 7. Con base en toda la información recopilada (incluyendo la que esta en el proyecto de resolución y los ítems que se sugiere añadir en este comentario), realizar un análisis de las potenciales rutas migratorias de solutos hacia superficie e.g. pliegues y fallas verticales, ubicación de profundidades de interacción somera del yacimiento, etc.; una vez identificadas establecer el plan de acción para la prevención de intervención de dichas rutas de migración, incluyendo el uso de tecnologías de mínimo impacto.
----	---	-------------	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

25	Información requerida programa direccional	Artículo 10 numeral 4	La información disponible previo a la perforación solo permite que el programa sea preliminar, este es ajustado con los resultados obtenidos durante la perforación, tales como los topes y buzamientos reales de las formaciones. Esto es consistente con lo establecido en el numeral 5. donde las coordenadas son estimadas. Se sugiere: 4. Programa preliminar direccional detallado con profundidades y herramientas direccionales;
26	Carencia de requerimientos relevantes en materia de sismicidad para aprobación de la perforación	Artículo 10 numeral 7	Para que ocurra sismicidad inducida se requiere que ocurra lo siguiente (Scanlon et al 2018 Universidad de Texas): Aumento de la presión de poro de la inyección, Presencia de una falla orientada de manera favorable para que el movimiento este localizado en una región críticamente estresada (una falla con alto riesgo), Una ruta para conectar el aumento de la presión con la falla. (Groundwater Protection Council, 2017 en Scanlon et al 2018). Por lo anterior se sugiere que se incluyan los siguientes requerimientos de información: Se sugiere que se incluya el área en la cual se debe realizar la identificación de las fallas geológicas y el nivel de actividad de las fallas identificadas. Se sugiere que el área sea en un cilindro de radio 5 Km a la redonda (ver Atkinson et al 2017 Western University), y la altura sea la profundidad del pozo. Se sugiere se incluya: Información de línea base de sismicidad a partir de escala 2. Con base en un modelo conceptual: información de fallas geológicas mayores orientadas "favorablemente" para que la presión de poro pueda generar sismicidad Con base en toda la información recopilada relativa a asuntos de sismicidad realizar un análisis de riesgos de sismicidad inducida por FHPH y determinar un plan de acción de prevención y minimización del riesgo incluyendo el uso de tecnologías de mínimo impacto.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



27	Acotación en identificación de fallas geológicas	Artículo 10 numeral 8	En este numeral se incluye todo tipo de fallas activas o inactivas, con salto pequeño o grande, potencialmente peligrosas o no, por lo que, dada la geología de Colombia, puede imposibilitar algunas localizaciones, y en caso de perpetuidad de este requisito puede inviabilizar grandes zonas de los proyectos. Lo que se sugiere en este punto es presentar, adicionalmente, las Fallas Geológicas Mayores Identificadas (que involucra el basamento cristalino): La definición de este tipo de fallas y su presentación en este numeral, puede resolver el problema generado en lo referente a distancia de operaciones. Se sugiere: 8. Mapa donde se identifiquen las Fallas Geológicas Mayores Identificadas desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo contemplado dentro del área de en un cilindro de radio 5 Km a la redonda, y la altura sea la profundidad del pozo. (área con base en Atkinson et al 2017 Western University)
28	Información requerida programa de fracturamiento	Artículo 10 numeral 9	Definir a que fluido de completamiento se refieren: • Fluido de completamiento después de trabajos de fracturamiento ? • Fluido de completamiento después de perforación y antes de trabajos de fracturamiento ? Se sugiere la siguiente redacción (la cual no aborda la claridad mencionada arriba). 9. Programa de fracturamiento preliminar que incluya el número estimado de etapas de fracturamiento, químicos a usar durante la etapa de fracturamiento, volúmenes de cada etapa, concentraciones de propante y composición del fluido de completamiento. Posterior a la perforación, el operador deberá entregar el programa de fracturamiento final actualizado.

29	Información requerida presiones anticipadas de fractura	Artículo 10 numeral 10	Esta información en esta etapa será preliminar. (especificar en el documento) Esta información debería ser entregada y actualizada después de la perforación del pozo, ya que durante la perforación se adquiere la información para construir un modelo, hacer las simulaciones de fracturamiento hidráulico, seleccionar los fluidos de fracturamiento, concentraciones de apuntalante, caudales de bombeo, y estimar presiones esperadas, es decir después de la perforación se define el diseño final del programa de fractura. Se sugiere: 10. Presiones anticipadas de fractura preliminares. Posterior a la perforación, el operador deberá entregar las presiones anticipadas de fractura actualizadas.
30	Información requerida longitud media de fractura modelada para cada etapa.	Artículo 10 numeral 11	En línea con el comentario anterior. Se sugiere: Longitud media de fractura modelada preliminar para cada etapa. Posterior a la perforación, el operador deberá entregar actualización de la longitud media de fractura modelada para cada etapa.
31	Requerimiento información hojas de seguridad	Artículo 10 numeral 13	Se debe aclarar a qué tipo de compatibilidad se refiere el numeral, con la formación, con el agua, para disposición final o para almacenamiento. Adicionalmente se deben especificar los requerimientos de las hojas de seguridad. Se entendería que la compatibilidad es entre aditivos, pero es mejor no dejar a interpretaciones. Por otro lado estas deben ser ajustadas una vez se defina la composición final de los fluidos. Se sugiere: 13. Hojas de seguridad preliminares y evaluación de matriz de compatibilidad de los químicos a usar. Posterior a la perforación, el operador deberá

			entregar hojas de seguridad y evaluación de matriz de compatibilidad de los químicos a usar actualizadas.
32	Carencia de requerimientos relevantes en materia de NORM/TENORM para aprobación de la perforación	Artículo 10	Se sugiere requerir adicionalmente información de línea base de NORM/TENORM, dado que es posible que la cuenca si tiene explotación de YC pueda tener presencia de isotopos radioactivos mayores que valores teóricos de referencia.
33	Carencia de distancia mínima de pozos activos o abandonados	Artículo 10 (parágrafo carente)	Dado que existe la posibilidad de intercomunicación de pozos, se sugiere incluir un parágrafo que limite la perforación a menos de 15 km de un pozo existente si este se encuentra a un profundidad similar a la cual va a ocurrir el fracturamiento, y tiene una alta probabilidad de tener fallas de integridad. Lo anterior de acuerdo con el estudio de Tanherdangkoo el al 2019, de la Universidad de Goettingen (Alemania).

34	Información requerida registros y muestreo pozos PPII	Artículo 12	Debe incluirse un párrafo de que cuando las condiciones del pozo, incluida su integridad, puedan verse comprometidas se puede prescindir de estos. El SP es de poca utilización en la industria, esa información se puede cubrir con los demás registros. Se sugiere: 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. Medidas de temperatura a la profundidad del zapato de cada revestimiento; 5. Caliper; 6. Micro esférico. Se propone incluir el siguiente párrafo: Parágrafo. En aquellas operaciones donde la toma de registros con cable pueda resultar riesgosa para la integridad del pozo o donde técnicamente no sea factible su corrida, el contratista podrá prescindir de ellos, sin perjuicio del uso de herramientas para registro de pozo en tiempo real.
35	Requerimientos de información de sección horizontal	Artículo 12 paragrafo 2	Se sugiere: Parágrafo Segundo. Para la sección horizontal del pozo, El Contratista presentará un programa de registros donde se explique la metodología a utilizar en este tipo de secciones, asegurando como mínimo la toma de información de rayos gamma y de resistividad.



36	Requerimientos de corazón de columna estratigráfica	Artículo 12 parágrafo 3	Se sugiere un porcentaje menor al 10% dado que en algunos casos donde los pozos son profundos puede que el 10% sea superior al espesor de la zona de interés. Así mismo se sugiere que no sea un porcentaje de toda la columna estratigráfica sino de la formación de interés. Tomar corazones en pozos en donde se va realizar FH-PH genera riesgos adicionales como: Añejamiento del pozo por tiempo adicional de corazonamiento las ROP son más bajas 1-15 ft/hora, mientras que con perforación convencional son 30-150 ft/hr. Se sugiere: Parágrafo Tercero. Se tomará un corazón en al menos un pozo por cada PPII, que cubra el 50% del espesor total de la formación de interés. En aquellas operaciones donde la toma de corazones pueda resultar riesgosa para la integridad del pozo o donde técnicamente no sea factible su toma, el contratista presentará un informe justificando la disminución en el % del espesor total de corazonamiento de las formaciones de interés. En caso que un PPII se desarrolle en una zona donde se cuente con muestras de corazón representativas de la formación de interés, El Contratista podrá prescindir de la toma de nuevos corazones.
37	Requerimientos revestimientos	Artículo 13 numeral 2	Dado que durante la perforación se pueden identificar directamente las formaciones de acuíferos aprovechables para consumo humano, y dada la criticidad de su identificación para sentar el revestimiento a la profundidad requerida (150 ft), se considera que la identificación del acuífero debe hacerse con la información directamente obtenida a partir de la perforación, mas no únicamente con información secundaria.
38		Artículo 13	Las siguientes modificaciones al artículo 13 se sugieren con el fin de mantener el rigor en los requerimientos asociados a integridad de los pozos para la prevención de comunicación entre interior exterior i.e. potencial contaminación de acuíferos:
39		Artículo 13 numeral adicional	Se sugiere mantener el requerimiento de la Resolución 90341 de 2014 en cuanto al traslape del 5% entre los revestimientos superficiales e intermedio, para aseguramiento de la integridad.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

40	Artículo 13 numeral 4	Se sugiere que se mantenga el requerimiento de la Resolución 90341 de 2014 de los revestimientos intermedio y de producción de estar cementados hasta por lo menos 150 ft del zapato.
41	Artículo 13 numeral 5	El parámetro no debe ser la presión de fractura, debe pensarse en la presión mínima de estallido del revestimiento. Los revestimientos superficial e intermedio deben probarse a una presión que asegure el proceso de perforación del pozo. Estos revestimientos no estarán expuestos a la presión de los trabajos de fracturamiento y no es seguro hacer esta prueba a la presión propuesta ya que se puede generar un accidente, tampoco es considerado una buena práctica. Por el contrario, adiciona un alto riesgo. Para el caso del revestimiento final si deberá probarse al 100-120% de la presión estimada de los trabajos de fracturamiento. Se sugiere: 5. Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento superficial e intermedios de acuerdo a lo siguiente y donde se garantice que no haya caída de presión mayor al 5% de la presión de la prueba. La presión máxima de prueba para revestimiento de superficie o intermedio no debe exceder el valor más bajo de: A. El setenta por ciento (70%) del estallido API del revestimiento o conexión/elemento más débil en el sistema, B. Presión de trabajo del wellhead C. Presión de trabajo de conjunto BOP

			Para el revestimiento final se debe realizar una prueba de presión 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 5% de la presión de la prueba.
42		Artículo 13 numeral 6	La prueba de integridad no se puede hacer en el revestimiento final, ya que implica romper el cemento y se perdería la integridad en el zapato, en otras palabras, el pozo perdería su integridad al exponer 10 ft de hueco abierto. El número posible de pruebas de integridad (FIT-LOT-XLOT) siempre es el número de secciones o huecos de perforación menos 1 (#máx de pruebas= # secciones de perforación -1). Se sugiere: 6. Dentro de los 10 pies siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial y revestimientos intermedios, 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.
43		Artículo 13 numeral 7	Se sugiere que se mantenga el requerimiento de la Resolución 90341 de 2014, en el cual se deba cementar el revestimiento de producción al menos 500 pies por encima de la zona productiva.
44		Artículo 13 (numeral adicional)	Se sugiere que se mantenga el requerimiento de la Resolución 90341 de 2014, en el cual se deba cementar el revestimiento intermedio si cruza zonas de hidrocarburos para sellar horizontes productivos y prevenir migración hacia el anular.



45	Requerimientos sismicidad FH PH	Artículo 14 párrafo.	La distancia de 1 Km para FH PH parece seguir siendo conservadora como lo demuestra el estudio de Bao & Eaton (2016, Universidad de Calgary). Sin embargo hay dos elementos que se sugiere agregar: 1. No es claro el requerimiento en cuanto a "dicha distancia debe medirse desde el final del pozo". Se sugiere reemplazar por "dicha distancia debe medirse desde todos los puntos de la sección horizontal del pozo". 2. Se sugiere que la falla geológica identificada sea una falla geológica mayor, de acuerdo con a definición propuesta.
46	Pruebas de presión previo al inicio del FH PH	Artículo 15	Se sugiere que previo al inicio de las actividades de FHPH se realice una prueba de presión para todos los revestimientos. Lo anterior esta en línea con lo indicado en el artículo 16 numeral 4.
47	Detección de fugas menores	Artículo 15	Se sugiere revisar si los requerimientos establecidos de monitoreos de presión son suficientes para la identificación de fugas menores, las cuales con el tiempo y de encontrar una ruta migratoria podrían afectar la calidad del agua. (Ver Moortgat et al 2018, Ohio State University).
48	Isotopos radioactivos (NORM y TENORM)	Artículo 15 numeral 4	Siendo los temas de NORM y TENORM algunos de los más sensibles asociados a la actividad de FHPH y dado que los PPIIs tienen fines investigativos, y que se requiere demostrar al público que se están teniendo las medidas de protección suficientes para la ejecución de la actividad, se sugiere que el monitoreo de isotopos radioactivos se realice con mediciones de exposición a la radiación (medidor de campo o manual) así: 1. Previo al inicio de la actividad en puntos definidos al interior de la locación (e.g. 5 puntos concéntricos partiendo desde el lugar de la perforación; es importante revisar la posibilidad de tener puntos de monitoreo en las residencias y/o centros poblados ubicados a las distancias más próximas) 2. De manera permanente durante toda la ejecución de la actividad de FHPH a partir del inicio de la perforación hasta el abandono del pozo. De especial importancia durante la etapa denominada de "limpieza" i.e. del flujo de fluido de retorno a superficie. - Realizar monitoreo en los puntos definidos en la línea base - Realizar monitoreo en punto cercano al lugar de almacenamiento temporal de los cortes de perforación

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



			- Realizar monitoreo en el lugar donde se descarga el efluente del fluido de retorno / agua de producción - Realizar monitoreo en el sitio donde se almacene temporalmente la tubería / herramientas que se saquen del pozo. - Realizarlo en los lugares de disposición final de los cortes de perforación (hasta algunos meses después de su disposición) 3. Algunos meses después de finalizada la actividad sobre los mismos puntos de la línea base, y en los puntos de almacenamiento (temporal in situ) y disposición final de los desechos solidos potencialmente radioactivos (cortes de perforación, tubería) y/o en los puntos de almacenamiento temporal del agua residual potencialmente radioactiva. Se sugiere que a partir de los datos obtenidos se realice un análisis de la huella isotópica del yacimiento.
49	Información monitoreo FHPH	Artículo 16	Se sugiere incluir en el requerimiento el momento en el cual debe entregarse la información de los numerales 1-7 . Esto podría aclararse en la parte inicial del artículo o en el párrafo.
50			Se sugiere incluir un numeral 8 de datos de NORM y TENORM, que este en línea con lo que se solicite en el numeral 4 del artículo 15.
51	Sismicidad	Artículo 16 párrafo 2	Se sugiere únicamente realizar la clasificación para 3 colores y dividir las magnitudes así: Verde < 2.9 (correspondería a las acciones verde + amarillo planteadas en el artículo). Amarillo 3 - 3.9 Rojo > 4
52	Suspensión de actividades - sismicidad	Artículo 17 numeral 1	Se sugiere que se mantenga lo establecido en la Resolución 90341 de 2014 asociado al área en donde se presente el movimiento sísmico. Es decir, un radio de 2 veces la profundidad del pozo y una profundidad menor a 16 km. En caso que no sea aceptado el comentario, se sugiere incluir tiempos de expedición de la normativa por parte del SGC.
53	Suspensión de actividades - pérdida de	Artículo 12 numeral 2	Se sugiere aclarar y fortalecer el requerimiento de la siguiente forma, con miras a la protección del agua subterránea: " si se presenta pérdida de

	contención: fugas de pozo		contención de fluidos por fallas de integridad en el pozo, fugas en el pozo o flujo no controlado de fluidos a superficie. (...)”
54	Suspensión de actividades - NORM	Artículo 12 numeral 3	La presencia de isotopos radioactivos no es producto de una actividad ejecute de manera inapropiada, es decir la presencia de radioisótopos puede darse por características intrínsecas de los yacimientos, por lo tanto no hay lugar para "acciones correctivas". De acuerdo con lo anterior se sugiere que en lugar de suspender las actividades se planee desde el inicio, si llegaran a presentarse isótopos radioactivos por de los niveles maximos establecidos por el SGC, como se realizaría el manejo de los desechos solidos potencialmente radioactivos (cortes de perforación/ tubería) y agua residual (fluido de retorno y/o agua de producción).
55	Requerimiento de caracterización química del fluido de fractura.	Artículo 16 numeral 3	Es importante aclarar que pueden ser varios tipos de fluidos de fractura, en dicho caso se presentará la caracterización tipo de cada uno. Ejemplos de fluidos podrían ser: Gel Cross-linked, Gel lineal, Slickwater, High Viscosity Friction Reducer (HVFR). Se sugiere aclarar qué tipo de caracterización: • Caracterización fisicoquímica de iones en agua. • Caracterización de composición (aditivos, sustancias) calculada de forma teórica de acuerdo a composición de aditivos y formulaciones de los fluidos.
56	Manejo de fluidos - NORM	Artículo 18 numeral 2	Dada la sensibilidad de los asuntos asociados a radioactividad, se sugiere fortalecer el requerimiento incluyendo las acciones específicas: Análisis de riesgos Plan de acción de manejo de desechos solidos radioactivos con niveles mayores a los establecidos por el SGC (NORM y TENORM): e.g. cortes de perforación, tubería, incluyendo acciones de manejo, almacenamiento y disposición en el corto, mediano y largo plazo, incluyendo el uso de tecnologías de mínimo impacto. Plan de acción de manejo de agua residual radioactiva con niveles mayores a los establecidos por el SGC y/o MADS v e.g. fluido de retorno / agua de producción, incluyendo acciones de manejo, almacenamiento disposición en

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



			el corto, mediano y largo plazo, incluyendo el uso de tecnologías de mínimo impacto.
57	Precisión respecto al periodo de limpieza	Artículo 18 parágrafo	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 (hidrocarburos y/o agua). Nota: Los análisis fisicoquímicos podrán ser realizados con laboratorio de campo con efecto de realizar seguimiento periódico y efectivo, por lo tanto, pueden utilizarse métodos convencionales rápidos de medición que no estén certificados por el IDEAM. Algunos ejemplos de medidas rápidas de campo son: Hierro, sulfatos, Calcio, alcalinidad, pH, sólidos disueltos totales (a partir de conductividad), carbonatos/bicarbonatos, entre otros. Estos métodos son ampliamente utilizados en la industria de los hidrocarburos.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





58	Insuficiencia de limitación de 3 meses a las pruebas de dimensionamiento del yacimiento.	Artículo 19	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 pruebas iniciales de hasta seis meses. El programa deberá incluir un cronograma que garantice en este periodo la toma de los siguientes registros y muestras: Se propone incluir un párrafo adicional: Parágrafo Cuarto. El contratista podrá solicitar el desarrollo de pruebas extensas según lo establecido en el artículo 36 de la Resolución 181495 de 2009, norma que la modifique o sustituya.
59	Claridad en requerimientos de información de temperatura y presión del yacimiento	Artículo 19 numeral 3	3. Temperatura y presión estimada en el yacimiento; en caso que no pueda determinarse la presión de yacimiento indicar posibles límites (superior e inferior).
60	Dimensionamiento del yacimiento- fugas de pozo	Artículo 19 parágrafo	Las fugas de pozo deberían ser un causal de suspensión de las actividades con el fin de proteger el agua subterránea. Por lo anterior en el parágrafo donde se menciona que las fugas de pozo deben ser reportadas de manera inmediata, podría eliminarse, dado que de hecho se debería suspender la actividad.
61	Tiempo de legalización de operaciones finales	Artículo 20	Considerando el tiempo de entrega de documentos oficiales de las empresas de servicios, se recomienda ampliar este plazo a 25 días hábiles.
62	Restricción cuenca sedimentaria PPII	Artículo 21	No debería restringirse a la cuenca sedimentaria donde se adelanta los PPII, el contratista puede hacer uso de pozos habilitados por la licencia ambiental para este fin (incluso fuera del área de la cuenca sedimentaria).



63	Información geológica pozos de inyección	Artículo 22 numeral 1	Se sugieren las siguientes precisiones: 1. Informe de geología del area de revisión del pozo que incluya: a) La formación geológica propuesta para la inyección; b) Mapeo al tope del basamento cristalino 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 mayores 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.
64		Artículo 22 numeral 1 inciso b	De acuerdo con los estudios de Scanlon et al 2018 (Universidad de Texas) y de Kozlowzka et al 2018 (Universidad de Miami)y de otras referencias cruzadas en dichos artículos, entre más cerca del basamento se haga la inyección, mayor es la probabilidad de desencadenarse un evento sísmico. Pro lo tanto se sugiere que se incluya un requerimiento de distancia mínima del basamento cristalino.

65		Artículo 22 numeral 1 incisos adicionales	En línea con el comentario 16, para que ocurra sismicidad inducida se requiere que ocurra lo siguiente (Scanlon et al 2018 Universidad de Texas): Aumento de la presión de poro de la inyección, Presencia de una falla orientada de manera favorable para que el movimiento este localizado en una región críticamente estresada (una falla con alto riesgo), y Una ruta para conectar el aumento de la presión con la falla. (Groundwater Protection Council, 2017). Por lo anterior se sugiere que se incluyan los siguientes requerimientos de información: Se sugiere que se incluya el área en la cual se debe realizar la identificación de las fallas geológicas y el nivel de actividad de las fallas identificadas. Se sugiere que el área sea en un cilindro de radio 5 Km a la redonda (ver Atkinson et al 2017 Western University), y la altura sea la profundidad del pozo. Se sugiere se incluya: Información de línea base de sismicidad a partir de escala 2. Información de fallas geológicas mayores orientadas "favorablemente" para que la presión de poro pueda generar sismicidad
----	--	--	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





66		Artículo 22 numeral 1 y 2	En línea con el comentario 15, en materia de potencial contaminación de acuíferos, existen dos factores a considerar: 1. La distancia de la inyección al acuífero más profundo 2. Las potenciales rutas migratorias: que a su vez pueden generarse a partir de dos factores (i) geológicos (presencia de pliegues, fracturas verticales inclinadas que favorezcan la flotabilidad de los gases y solutos) (ii) Intercomunicación de pozos activos y abandonados. Con base en lo anterior se sugiere adicionar la siguiente información a solicitar: 1. Profundidad del yacimiento respecto a acuíferos aprovechables para consumo humano con la información existente que estén presentes en el radio de 1 km (ver artículos científicos Woda et.al., 2018 Penn State University y Moortgat et.al. 2018 Ohio State university). 2. Identificación de pliegues (Ver Woda et.al., 2018 y DiGiulio & Jackson, 2016), para un área determinada. 3. Identificación de fallas geológicas y su nivel de inclinación (Ver Woda et.al., 2018 y DiGiulio & Jackson, 2016), para un área determinada 4. Ubicación, profundidad y estado de abandono (si aplica) de pozos abandonados y activos en un radio específico 5. Ubicación de infraestructura social de captación de agua, profundidad y estado de los pozos.
67	Análisis de riesgos pozos de inyección - contaminación del agua	Artículo 22 numeral 3 inciso a	Se sugiere: Con base en la información suministrada realizar un análisis de las potenciales rutas migratorias de solutos hacia superficie e.g. pliegues y fallas verticales, ubicación de profundidades de interacción somera de la formación objetivo de inyección, etc.; una vez identificadas establecer el plan de acción para la prevención de intervención de dichas rutas de migración, incluyendo el uso de tecnologías de mínimo impacto.
68	Análisis de riesgos pozos de inyección - sismicidad	Dado que la actividad mas relevante relacionada técnicamente con sismicidad inducida es la inyección, se sugiere fortalecer los requerimientos asociados a la prevención y monitoreo de sismicidad producción de la inyección (ver siguientes 3 comentarios)	



69		Artículo 22 numeral 3 inciso c	Incluir un inciso c. Realizar un análisis de riesgos de potencial de generación de sismicidad inducida por inyección y determinar un plan de acción con medidas de prevención y minimización del riesgo, incluyendo el uso de tecnologías de mínimo impacto.
70		Artículo o párrafo adicional	Actualmente hay estudios que demuestran que la inyección cercana a una falla geológicamente mayor puede desencadenar sismicidad de magnitudes superiores a 4 en escala Richter, por lo tanto es fundamental incorporar un requerimiento asociado a distancia mínima de inyección de una falla geológica mayor. En la Res 90341 de 2014 se hablaba de aprox 2 km (2 veces la profundidad del pozo), lo cual actualmente está revaluado. Los estudios de Goebel & Brodsky (2018) (Universidad de California) y Peterie et al (2019) (Universidad de Kansas) y otros referenciados en este último estudio, pueden sugerir distancias que pueden ser revisadas por el MME respectivamente, por lo cual se sugiere incluir el siguiente párrafo: No se permitirá realizar la inyección cuando la distancia a una falla geologica mayor identificada sea de menos de XX km.
71	Potencial uso de pozos inyectores existentes	Artículo 22 (comentario general)	De acuerdo a este artículo no se podrían utilizar pozos existentes como inyectores, por tanto, nuestra propuesta es que se autorice la reinyección en pozos licenciados pertenecientes a otros proyectos, siempre y cuando las condiciones técnicas y ambientales así lo establezcan.
72	Requerimientos de completamiento para pozos inyectores	Artículo 23 numeral adicional	Se sugiere mantener el requerimiento de la Resolución 90341 de 2014 en cuanto a la cementación hasta superficie si no se utilizan empaques.
73	Aclaración registro well log	Artículo 23 numeral 5	Se requiere aclaración en este punto ¿Qué es un registro de well log?

74	Monitoreo integridad del pozo	Artículo 26 numeral 3	Existen otras formas de verificar la integridad diferentes a las pruebas de presión que no están supeditadas a utilizar un equipo de workover u operaciones rigless para aislar los intervalos cañoneados donde se inyecta agua. Estas alternativas son registros de corrosión de revestimiento, multifinger e integridad del revestimiento o tubería de inyección. Se sugiere eliminar " a través de pruebas de presión".
75	Seguimiento de los pozos inyectoros	Artículo 26 numeral 4	Se sugiere incluir en el monitoreo el elemento al que hace referencia el numeral 3 del artículo 24: Prevenir la potencial generación de nuevas fracturas o propagación de las existentes en las zonas adyacentes a lo acuíferos aprovechables para consumo humano a través de controles de presión (monitoreo de presión de inyección en cabeza).
76	Suspensión de actividades de inyección	Artículo 28 numeral 1	Las compañías no deben notificar a nadie diferente a la autoridad de fiscalización. Por lo cual se sugiere: 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, quien a su vez informará 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.
77	Alusión presuntamente errada a estimulación hidráulica	Artículo 28 numeral 3 inciso d	Al parecer hay un error dado que se menciona la "estimulación hidráulica" cuando se trata de la sección de pozos inyectoros.
78		Artículo 30	Es probable la dilatación de los tiempos en cuanto que si se realiza más de un PPII la evaluación por parte del gobierno puede prolongarse. No es claro, además, si se está hablando de los pozos de un PPII o del conjunto de

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



			proyectos PPII en una cuenca o en el país. Se propone que con los resultados de un PPII inicie el proceso de evaluación. Se sugiere: Artículo 30. Evaluación de los PPII. 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 (pruebas iniciales) del 100% de los pozos que compongan al menos un PPII.
79	Tiempos de solicitud de licencia ambiental	Artículo 30 Parágrafo 1	Se sugiere no establecer tiempos para radicar solicitud de licencia ambiental, en concordancia con el acuerdo publicado por la ANH el cual no establece esta solicitud.
80	Entrega de información	Artículo 31	La entrega de información por parte de los contratistas deberá realizarse exclusivamente a la autoridad de fiscalización, y esta hacerla llegar a los comités y subcomités.

Comentario 5

De: **Henry A Martinez C- ACP**
Date: mié., 20 may. 2020 a las 22:50

Sector: Hidrocarburos

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



Proyecto: 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

Fecha inicio: 6/05/2020
Fecha fin: 20/05/2020
Fecha Comentario: 20/05/2020

Datos de contacto:	Correo electrónico:	hmartinez@acp.com.co
Nombre de la empresa o interesado:		ACP

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	CONSIDERANDO	Nuevo	Justificación: Con el fin de dar al contratista la estabilidad jurídica que se necesita para invertir en un PPII. Parágrafo: Que una vez surtida la fase de evaluación del PPII y de conformidad con el resultado obtenido, el interesado podrá avanzar hacia la ejecución de las actividades contempladas en un contrato de E&P

2	CONSIDERANDO	Parrafos 17 y 18, pag 3.	Justificación: En los Considerando estos párrafos no son pertinentes para el documento. 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. Eliminar
3	CONSIDERANDO	pag 3.	Justificación: Con el objetivo de hacer las inversiones requeridas por cada uno de los PPII en los tiempos particulares de cada compañía, se propone que la evaluación se de acabado el 100% de un piloto, debido a que no podrían hacerse inversiones que acabado su completamiento tenga que esperar a que se perforen los demás proyectos PPII para continuar. Lo que se busca es validar la técnica aplicada en Colombia. 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 cuentas del Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería, como máximo se desarrollarán cuatro (4) PPII, los cuales se evaluarán finalizados el 100% del primer PPII para así continuar a los contratos E&P.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



4	CONSIDERANDO	Parrafo 20, pag 3.	Justificación: En el siguiente párrafo no es relevante dejar la tasa de éxito de pozos exploratorios convencionales, cuando no aplica el éxito para los no convencionales ya que no hay una tasa establecida en Colombia para ello. Eliminar el siguiente considerando 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% .
5	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Articulo 2. Definiciones y siglas Pag. 4	Justificación: Incluir la definición de abandono o suspensión temporal de pozos (Nuevo) Suspensión Temporal de Pozos Perforados o Terminados: El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o perforados y terminados, por un periodo de hasta doce (12) meses, el cual podrá prorrogarse anualmente hasta por dos (2) periodos iguales, previo cumplimiento de las condiciones y requerimientos que se establecen más adelante.



6	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 4	Justificación: Incluir tapones mecánicos para ampliar la alternativa, como esta en la Res. 181495/09 y considerar que La restauración debe quedar condicionada a los términos y condiciones que establezca la autoridad ambiental. Abandono Definitivo de Pozo. Operación de abandono final ejecutada por parte del Contratista PPII, que incluye la ubicación de tapones de cemento y/o mecánicos 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. Una vez finalizado el abandono del pozo, cesan las obligaciones de monitoreo y la entrega de reportes al Ministerio de Minas y Energía o al que haga de ente fiscalizador.
7	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 4	Justificación: ". La definición debe partir reafirmando que estamos hablando de un acuífero, que contiene solo agua, que no debe estar mezclado con otros fluidos como hidrocarburos y que cumple con parámetros aptos para el consumo humano. Acuífero Aprovechable para Consumo Humano: Acuífero que solo almacena agua, y que cuenta con las características fisicoquímicas para consumo humano con hasta 4.000 ppm, 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.



8	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 4	Justificación: Las características principales de estas operaciones implican la construcción de arreglos de pozos (Nueva) Arreglo de pozos: Conjunto de pozos perforados desde una misma locación con el propósito de maximizar la eficiencia de producción
9	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 5	Justificación: Se sugiere aclarar que se hacer referencia es al basamento cristalino que se encuentra por debajo de las rocas sedimentarias. Basamento Cristalino: Rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas que la pila sedimentaria, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un Yacimiento de Hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes. Habitualmente poseen densidad, velocidad acústica y propiedades magnéticas y mecánicas diferentes de las de las rocas suprayacentes.
10	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 5	Justificación: Se sugiere modificar el término de Basamento puesto que este hace referencia al Basamento Económico, que se encuentra por debajo de las rocas sedimentarias donde se realizaría la inyección. (Nuevo) Basamento Económico: 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.



11	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 5	Justificación: Se requiere revisar a definición de material radiactivo y esta debe comprender lo enunciado por el Resolución 180005 para manejos de desechos radiactivos. Si es parte de un proceso de perforación debería ser TENORM que no implica generación de residuo radioactivo propiamente como el que se genera en una planta nuclear. Desecho Radiactivo: Material residual de un proceso, que contiene niveles de materiales radiactivos naturales (NORM) o que está contaminado con ellos, de acuerdo a los niveles de dispensa establecidos en la normativa vigente; la Resolución 180005 del 2010 y la Resolución 41179 de 2016.
12	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Ajustar la definición de dimensionamiento del yacimiento Dimensionamiento del Yacimiento: Acciones para caracterizar la capacidad productiva de la acumulación del yacimiento, cuyas actividades están asociadas a estimar las características petrofísicas, volumen de roca y el recurso hidrocarburífero presente.
13	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: La definición ya está establecida en el artículo 2.2.2.3.5.1. del Decreto 1076 de 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y no debe modificarse en otro acto administrativo por una autoridad que no tiene responsabilidad ambiental. Estudio de Impacto Ambiental - EIA: Eliminar



14	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Es posible que el pozo durante este periodo nunca produzca fluido de yacimiento 100%, sino una mezcla de fluido de fracturamiento con fluidos de yacimiento, inclusive durante la vida productiva de agua del pozo, esta puede permanecer como una mezcla. El flowback se da por terminado bajo cualquiera de las siguientes dos condiciones: 1. El pozo de forma natural deja de producir agua (mezcla de fluido de fractura con fluido de yacimiento). 2. Existe una clara estabilización de los TDS (fisicoquímicos) del agua de producción y es diferente de la línea base de fluido de estimulación, esta estabilización puede tomar meses o años. Es importante aclarar a que se refieren con fluido de yacimiento: cualquiera de los fluidos del yacimiento, 100% fluido de yacimiento o cualquier porcentaje de fluido de yacimiento. L práctica es asegura que el pozo se encuentra lo suficientemente limpio para entrar en producción por lo tanto se sugiere incluir el corte de agua del fluido de fractura entre el 10% - 30%. 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 con un corte de agua de fluido de fractura y/o completamiento entre el 10 - 30%.
15	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Se debería incluir “identificada” que significa que son de conocimiento del operador en el momento de presentar el Programa de perforación del Artículo 10 numeral 8 Falla Geológica Identificada: 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.
16	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Se debería adicionar la definición de Falla Geológica Mayor que se requiere en los apartes sismológicos y de distancias de operaciones Falla Geológica Mayor Identificada: Es una falla que involucra el basamento cristalino.
17	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Referirse a canales puede interpretarse de manera errónea y maximizar el temor de las comunidades hacia grandes huecos dentro de las rocas 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 fisuras que faciliten el flujo controlado 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.



18	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Especificar que en caso que el revestimiento conductor sea instalado en las obras civiles no se tendrá en cuenta como un inicio de perforación, ya que ésta es aún es una actividad de acondicionamiento de la etapa de obras civiles. Inicio de Perforación: Para los PPII se considerará el momento en el que el pozo alcance, como mínimo, un pie de profundidad de perforación por debajo del revestimiento conductor.
19	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Es relevante aclarar si en el caso de que una compañía decida perforar 2 pozos. ¿Sus cabezales se deben de encontrar entre estas 10ha, y/o tienen las compañías libertad de perforar dos pozos en lugares distintos dentro del bloque?. Se recomienda ajustar la definición con las actividades que se desarrollen sean las mismas listadas a lo largo del documento, se cambia pruebas por dimensionamiento del yacimiento Locación: Es el polígono en superficie de máximo 10 hectáreas ("Pad" en Ingles), donde se desarrollan las actividades de perforación, completamiento, estimulación y dimensionamiento del yacimiento 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.
20	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas	Justificación: Incluir la definición "aguas de producción" para que quede bien diferenciado el fluido de retorno y las aguas de producción, toda vez que a futuro estas podrían ser manejadas como cualquier agua de producción y el riesgo es el fluido de retorno que trae trazas de químicos del fluido de fracturamiento. Agua de producción: Es el agua de formación obtenida en superficie, a través de la producción de pozos de petróleo y/o gas.



21	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Es importante resaltar que es material radioactivo de ocurrencia natural. La palabra disponibles no es técnicamente correcta. NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials). Son aquellos materiales radiactivos de ocurrencia natural que se encuentran en el ambiente.
22	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 6	Justificación: Retirar esta definicion y monitoreos ya que esto es nuevo y no existe regulación para los TENORM. Es importante resaltar que es material radioactivo de ocurrencia natural. La palabra disponibles no es adecuada, al igual que incipiente. TNORM: Eliminar o adoptar la definición incluida por la EPA



23	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 7	Justificación: Se sugiere completar la definición incluyendo características propias de este tipo de pozos 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 PPIL, el pozo horizontal estará conformado por una sección vertical, una sección curva y una sección horizontal.
24	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 7	Justificación: Se solicita modificar la definición de pozo horizontal debido a que la inclinación de este depende del buzamiento de la formación, mas no de la vertical del pozo. Debería también aplicar para pozo desviados <80 grados con múltiples etapas de fractura. Adicionalmente, la desviación debe ser tomada respecto a un plano imaginario a 90° de la inclinación (buzamiento) de la formación objetivo, es decir, la desviación al interior de la formación de interés. Perforación Horizontal: Pozo que contiene una sección cuya desviación puede ser mayor o igual a 80 grados dentro de la zona perforada, y se proyecta más de 100 pies dentro de la formación de interés. Cuando las condiciones geológicas lo ameriten, los pozos podrán tener desviaciones menores a 80 grados.
25	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 7	Justificación: La palabra propante (proppant) no existe en el español, debería llamarse agente de sostén o para apuntalar. Se sugiere completar la definición de propante así: Agente para Apuntalar: Componente del fluido de fracturamiento hidráulico usualmente arena o material cerámico sintético, en ambos casos inerte, que se utiliza para mantener la fractura abierta, una vez la presión de la estimulación hidráulica se suspende.



26	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 7	Justificación: Esta definición no es clara. Si es el radio deberá ser la distancia desde el pozo hasta el extremo o tipo de la fractura en el eje horizontal. Para evitar confusiones se debería definir altura y radio (o longitud). La altura como la distancia alcanzada por la fractura en el eje vertical y el radio en el eje horizontal. Radio o longitud media de avance de la Fractura: Distancia medida en el eje horizontal y dirección desde la cara del pozo, estimada mediante simulación que calcula el efecto de la fractura sobre el yacimiento. La Altura de Avance de fractura es la distancia alcanzada por la fractura en el eje vertical. El Radio de Avance de fractura es la distancia alcanzada por la fractura en el eje horizontal.
27	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 7	Justificación: La sismicidad desencadenada no ocurre por inestabilidad tectónica. No debería estar amarrado a la expresión “en regiones donde hay inestabilidad tectónica”. Esto sobra, un evento no puede ser toda el área o región. Sismicidad Desencadenada: Sismicidad iniciada por actividad humana de forma independiente a los procesos geológicos naturales.

28	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 7	Justificación: Esta definición ya está incluida en el Decreto 328 de 2020 por lo que se debe eliminar. Es importante aclarar que la eliminación se propone adicionalmente por lo siguiente: 1. En el acuerdo de la ANH incluye en la propuesta de PPII las TMI 2. Las TMI no sólo buscan minimizar impactos sino riesgos, hablar de impactos es aceptar de por sí que ocurrirán. Las TMI buscan controlar los riesgos ya sea que tengan baja o alta probabilidad.
29	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas	Esta la definición de etapa de limpieza del pozo pero no está la definición para fluido de retorno que se nombra a lo largo del documento Fluido de retorno: Es el porcentaje de fluido de fractura y/o completamiento que regresa a superficie proveniente en la etapa de flowback.
30	CAPÍTULO I OBJETO Y DEFINICIONES	Artículo 2. Definiciones y siglas Pag. 7	Justificación: Se sugiere retirar esta definición debido a que ya está establecida en el Decreto 328 de 2020, no es necesario incluirla nuevamente acá. Yacimiento No Convencional - YNC: Eliminar



31	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 5. Limitación de locaciones y pozos por PPII. Pag. 8	Justificación: El objetivo es la validación de la técnica de FH-PH, no solamente la perforación horizontal Artículo 5. Limitación de locaciones y pozos por PPII. En cada PPII se podrán perforar, completar, estimular y realizar el dimensionamiento del yacimiento, mediante la aplicación de la técnica de FH-PH, hasta dos pozos horizontales completados con FH- PH. Dicho número máximo de pozos por PPII se podrá distribuir en hasta dos locaciones.
32	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 5. Limitación de locaciones y pozos por PPII. Pag. 8	Justificación: Se podría interpretar que la limitación es solo para pozos que empleen FH-PH, los demás pozos se podrían perforar, ejemplo pozos estratigráficos, inyectores, exploratorios verticales, en todo caso de debería aclarar este tema en la definición. (Nuevo) Parágrafo segundo: El Contratista podrá realizar adicionalmente la perforación de pozos estratigráficos, exploratorios verticales y/o inyectores en cualquiera de las áreas que ya tenga contratada con la ANH y que cumpla con los requerimientos técnicos y ambientales para la inyección de fluidos.

33	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 6. Flujo de información. Pag. 8	Justificación: Las compañías por seguridad y orden, no deben entregar información a terceros, la entrega debe ser única y exclusivamente a la autoridad de fiscalización (ANH) y esta, si las cláusulas de confidencialidad se lo permiten, debe remitir la información a los comités y subcomités correspondientes. Flujo de información. La información que deberá reportarse a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, de acuerdo a lo estipulado en el numeral primero, literal b, del artículo 2.2.1.1A.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. (Nuevo) Parágrafo Primero. La Autoridad de fiscalización remitirá una copia digital a la secretaría técnica del Subcomité Intersectorial Técnico y Científico de Sismicidad, Hidrogeología y Normatividad Técnica y al Centro de Transparencia, sin perjuicio de las notificaciones o comunicaciones que los artículos en mención señalan en relación con la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos.
----	---	---	--

34	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 8. Red de monitoreo local. Pag. 8	Justificación: A lo largo del documento se habla de las normas que emitirá el SGC, es necesario dejar claro cuando se van a emitir las especificaciones citadas en el siguiente artículo o si se validarán las normas que fueron emitidas en la resolución D-147 del 2017 o si el SGC emitirá una nueva resolución sobre estos aspectos exclusivamente para PPII Artículo 8. Red de monitoreo local. El Servicio Geológico Colombiano - SGC deberá establecer en máximo quince (15) días calendario después de la expedición de estos lineamientos técnicos 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.
35	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 9. Monitoreo de actividades desde el inicio de la etapa concomitante hasta el final de la etapa de evaluación. Pag. 8	Justificación: No es claro el monitoreo en tiempo real de la información de hidrogeología. Adicionalmente, se ponen criterios que serán definidos por el IDEAM en esta materia; esto no debería ser parte de este reglamento, debe considerarse que el monitoreo de los recursos naturales y sus posibles afectaciones son competencia de la autoridad ambiental (ANLA). Se sugiere eliminar lo referente a monitoreo y transmisión de información hidrogeológica de este reglamento. Artículo 9. Monitoreo de actividades desde el inicio de la etapa concomitante hasta el final de la etapa de evaluación 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



36	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 9. Monitoreo de actividades desde el inicio de la etapa concomitante hasta el final de la etapa de evaluación. Pag. 9	Justificación: Se solicita Eliminar este requerimiento del numeral 3 debido a que hay que adoptar un protocolo de consentimiento en Colombia para hacerlo, adicional desde el punto de vista de Seguridad para los empleados, contratistas y activos. Esto tiene implcaciones relevantes y puede ser manipulado. No se entiende cual es el objeto de una transmisión en vivo de la locación, y más cuando el articulo 29 obliga a la permanencia de un funcionario de la autoridad de fiscalización en la locación. 9.3. Eliminar
37	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 9. Monitoreo de actividades desde el inicio de la etapa concomitante hasta el final de la etapa de evaluación. Pag. 9	Justificación: Las medidas están en la regulación del SGC, no en las normas ambientales a menos que los nuevos términos de referencia ambientales las incluyan. Artículo 9. Monitoreo de actividades desde el inicio de la etapa concomitante hasta el final de la etapa de evaluación. Parágrafo. En caso de que los niveles de actividad medidos de NORM presentes durante el desarrollo de cualquier actividad en los PPII, 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 para tal fin.



38	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: No es claro porque la exigencia de una red de monitoreo de aguas subterráneas siguiendo los criterios técnicos del IDEAM. Esto debe estar en los TdR ambientales. Esto no debería ser parte de este reglamento. Debería ser el mismo que se entrega en el EIA a la ANLA. Debe haber una coordinación entre ANLA, SGC, IDEAM y MADs. Entregar dos modelos podría considerar áreas diferentes y generar un choque en las consideraciones. 10.3 Eliminar
39	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: Debido a que no se tiene certeza absoluta del programa direccional antes de iniciar la perforación, se sugiere aclarar que programa direccional es preliminar en ese punto del proyecto 10.4 Programa preliminar direccional detallado con profundidades y herramientas direccionales
40	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: estructuras relevantes puede ser una consideración subjetiva del evaluador y del contratista, por lo que se sugiere sean muestras de las zonas de interés hidrocarburíferas 10.7 Dos cortes estructurales perpendiculares en donde se identifiquen las características geológicas del subsuelo en los estratos de interés hidrocarburífero



41	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: Se solicita modificar el numeral 8 y no incluir conceptos nuevos como área de intervención, toda vez que este concepto no ha sido usado en ninguna de las regulaciones de PPII, se cambia área de intervención por área de influencia, adicional se debe aclarar que las fallas son significativas e interpretadas por el contratista. Artículo 10.8. Identificación de las fallas geológicas singnificativas interpretadas por el contratista desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo contemplado en el área de influencia establecida en el EIA.
42	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: Se sugiere incluir la palabra estimado o preliminar y que estos documentos se actualizarán previo a las operaciones de fracturamiento. Artículo 10.9. Programa preliminar de fracturamiento que incluya el número estimado de etapas de fracturamiento, aditivos a usar durante la etapa de fracturamiento, volúmenes de cada etapa, cantidad de propante y composición del fluido de completamiento
43	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: Debido a la etapa en la que se está solicitando es de caracter preliminar. Esta información debería ser entregada y actualizada después de la perforación del pozo, ya que durante la perforación se adquiere la información para construir un modelo, hacer las simulaciones de fracturamiento hidráulico, seleccionar los fluidos de fracturamiento, concentraciones de apuntalante, caudales de bombeo, y estimar presiones esperadas, es decir después de la perforación se define el diseño final del programa de fractura. Artículo 10.10. Presiones anticipadas de fractura preliminares.



			Posterior a la perforación, el operador deberá entregar las presiones anticipadas de fractura actualizadas.
44	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: Para ser consistentes con las definiciones del documento, en el numeral 11 debería decir “Radio de Avance de Fractura” en vez de “Longitud media de fractura”. Hay que aclarar que es estimado. Artículo 10.11. Estimativo del radio de avance de la fractura modelado para dada etapa. Posterior a la perforación, el operador deberá entregar actualización de modelación para cada etapa.
45	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: Si no hay pozos cercanos al PPII o pozos perforados en el mismo bloque, este modelo geomecánico sería muy general y no tendría aplicabilidad. Artículo 10.12. Modelo geomecánico conceptual con la información disponible en el área de interés



46	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 9	Justificación: Se debe aclarar a qué tipo de compatibilidad se refiere el numeral, con la formación, con el ambiente, para almacenamiento o para disposición final. Artículo 10.13. Hojas de seguridad preliminares y matriz de compatibilidad en transporte y almacenamiento de los aditivos del fluido de fractura a usar. Posterior a la perforación, el operador deberá entregar hojas de seguridad y evaluación de matriz de compatibilidad entre los químicos a usar.
47	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 10	Justificación: Unificar los numerales 14, 15 y 16 ya que el plan solicitado puede ser referenciando al mismo que se entrega en el EIA. El contenido se puede traslapar con el contenido del Plan de Gestión del Riesgo aprobado por la ANLA, en este caso debería haber coordinación entre ANLA y ANH. Artículo 10.14. Plan de Gestión del Riesgo entregado a la ANLA que incluya un plan de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados diseñados con base en el análisis de riesgos.
48	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 10. Perforacion pag. 10	Justificación: Es muy restrictiva la distancia de 500 mts basados en la definición de Centro Poblado. La norma debe indicar que todos los pozos considerados en su programa de PPII, deben estar diseñados o considerados a una distancia no menor de 100 metros de un centro poblado ya identificado en el PPII, como está establecido en la Resolución 181495/09 Artículo 10.Parágrafo. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de cien (100) metros de un Centro Poblado medido a partir del radio desde el cabezal en superficie.



49	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 11. Reporte Diario de Perforación – RDP. Pag.10	Justificación: Se hace referencia al registro de pruebas de presión, no al registro de presiones porque sería en todo momento. Artículo 11.5. Registros de pruebas de presión															
50	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 12. Registros y muestreos para pozos de los PPII pag. 10	Justificación: Los registros de temperatura y microesféricos no son relevantes para la sección vertical del pozo teniendo en cuenta que no es zona de interés y se debe aclarar que estos registros son en hueco abierto. Artículo 12. Registros y muestreo para pozos de los PPII. En los pozos de los PPII deberán tomarse, como mínimo, los siguientes registros en hueco abierto desde superficie, en la sección vertical: <table> <tr> <td>1.</td> <td>Rayos</td> <td>gamma</td> </tr> <tr> <td>2.</td> <td>Densidad</td> <td>– neutrón</td> </tr> <tr> <td>3.</td> <td></td> <td>Resistividad</td> </tr> <tr> <td>4.</td> <td>Potencial</td> <td>espontáneo</td> </tr> <tr> <td>5.</td> <td></td> <td>Caliper</td> </tr> </table> (Nuevo) Parágrafo. En aquellas operaciones donde la toma de registros con cable pueda resultar riesgosa para la integridad del pozo o donde técnicamente no sea factible su corrida, el contratista podrá prescindir de ellos, sin perjuicio del uso de herramientas para registro de pozo en tiempo real.	1.	Rayos	gamma	2.	Densidad	– neutrón	3.		Resistividad	4.	Potencial	espontáneo	5.		Caliper
1.	Rayos	gamma																
2.	Densidad	– neutrón																
3.		Resistividad																
4.	Potencial	espontáneo																
5.		Caliper																



51	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 12. Registros y muestreos para pozos de los PPII pag. 10	Justificación: El registro imagen de alta resolución, resistividad y caliper no son necesarias en esta sección del pozo. Parágrafo Segundo. En la sección horizontal del pozo, como mínimo, se tomarán registros de rayos gamma
52	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 12. Registros y muestreos para pozos de los PPII pag. 10	Justificación: Revisión de la longitud de columna estratigráfica a corazonar ya que esta es muy extensa para un pozo exploratorio y puede llevar a riesgos operacionales, se sugiere dejar. Se solicita adicionar que se tomará un corazón en uno de los pozos por cada bloque, si el contratista ya cuenta con corazones en el bloque donde se desarrollará el PPII, no será requisito realizar esta operación. Parágrafo Tercero. Se tomará un corazón en uno de los pozos por cada PPII, que cubra el 10% del espesor del intervalo de interés de la columna estratigráfica por bloque. En aquellas operaciones donde la toma de corazones pueda resultar riesgosa para la integridad del pozo o donde técnicamente no sea factible su toma, el contratista presentará un informe justificando la disminución en el % del espesor total de corazonamiento de las formaciones de interés. En caso que un PPII se desarrolle en una zona donde se cuente con muestras de corazón representativas de la formación de interés, el Contratista podrá prescindir de la toma de nuevos corazones.



53	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII. Pag. 11	Justificación: Retirar el numeral 3 ya que, durante la operación, si se identifica un acuífero salino antes del casing point programado, dejar esto, implica que se tendrían que sentar múltiples revestimientos en caso que se identifiquen múltiples acuíferos. Artículo 13.3 Eliminar
54	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII. Pag. 11	Justificación: La palabra garantizar implicaría que hubiese 100% de adherencia lo cual no siempre puede suceder y por eso se hacen cementaciones secundarios si se da el caso Artículo 13.4. Los revestimientos superficiales, intermedios y finales deben ser cementados manteniendo la integridad del pozo, 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.



55	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII pag. 11	Justificación: Se solicita modificar el numeral 5 debido a que la presión de estallido de los revestimientos no soporta el 120% de la presión de fractura. Se modifica el rango de la caída de presión de acuerdo a los estándares internacionales. El parámetro no debe ser la presión de fractura, debe pensarse en la presión mínima de estallido del revestimiento. Los revestimientos superficial e intermedio deben probarse a una presión que asegure el proceso de perforación del pozo. Estos revestimientos no estarán expuestos a la presión de los trabajos de fracturamiento y no es seguro hacer esta prueba a la presión propuesta ya que se puede generar un accidente, tampoco es considerado una buena práctica. Por el contrario, adiciona un alto riesgo. Para el caso del revestimiento final si deberá probarse al 100-120% de la presión estimada de los trabajos de fracturamiento. Pruebas de presión de revestimientos con caídas de presión entre 2-5% con integridad adecuada podrían ser repetidas múltiples veces sin necesidad; con el fin de maximizar la integridad del revestimiento y del cemento en el espacio anular el número de pruebas de presión de los revestimientos debe ser minimizado, especialmente cuando se está probando con altas presiones. Adicionalmente el revestimiento superficial y los intermedios no estarán expuestos a la presión de fracturamiento hidráulico. Adicionalmente se debe resaltar que hay variaciones que se presentan debido a fenómenos físicos dinámicos que ocurren durante una prueba de presión como: * Expansión de la tubería radial. * Contracción axial. * Presencia de aire en el fluido o pozo (lo cual es común).
----	---	---	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



		* Largos tiempos de estabilización con múltiples reintentos de purga. * Compresibilidad del fluido a altas presiones. Artículo 13.5. Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento superficial, intermedio y final de acuerdo a los estándares internacionales aplicables a la industria de los hidrocarburos. Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento superficial e intermedios donde se garantice que no haya caída de presión mayor al 5% de la presión de la prueba. La presión máxima de prueba para revestimiento de superficie o intermedio no debe exceder el valor más bajo de: A. El setenta por ciento (70%) del estallido API del revestimiento o conexión/elemento más débil en el sistema, B. Presión de trabajo del wellhead C. Presión de trabajo de conjunto BOP Para el revestimiento final se debe realizar una prueba de presión 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 5% de la presión de la prueba.
--	--	---



56	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII pag. 11	Justificación: No se le puede realizar una LOT al revestimiento final, perforaría el zapato y perdería la integridad del pozo. El número posible de pruebas de integridad (FIT-LOT-XLOT) siempre es el número de secciones o huecos de perforación menos 1 (#máx de pruebas= # secciones de perforación -1). Artículo 13.6. Dentro de los 10 pies siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial e intermedios, 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.
57	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII pag. 11	Justificación: Si el contratista quiere realizar un completamiento en hueco abierto, se regirá a lo ya establecido en la resolución 181495/09. Artículo 13.7. Las zonas productivas podrán ser aisladas utilizando empaques para el sellamiento de las mismas en el anular del revestimiento de producción, en caso de realizarse completamiento en hueco abierto.

58	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII pag. 11	Justificación: Los revestimientos conductor y superficie por ser cementados a superficie no es necesario tomar registros de evaluación. Adicional, con el objeto de evaluar la integridad del revestimiento, con la prueba de presión al revestimiento y el LOT es suficiente. El contratista definirá la mejor tecnología disponible para la toma de este registro (Wireline o LWD) Artículo 13. Parágrafo Primero. Es requisito, para perforar la sección de producción del pozo, evaluar la adhesión del cemento mediante un registro eléctrico al revestimiento intermedio. Si los resultados muestran una mala adhesión del cemento es obligatorio remediar la cementación antes de continuar con las operaciones de completamiento y estimulación.
59	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 13. Cementación y completamiento para los pozos de los PPII pag. 11	Justificación: Establecer 24h para el reporte puede ser muy corto tiempo, debido al tiempo que tardan los análisis de resultados y envío de la información, aunque es claro que no se podrá avanzar con la siguiente sección. Artículo 13. 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 a la entidad fiscalizadora previo a continuar con la siguiente sección.



60	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 14. Actividades previas al FH-PH. Pag. 11	Justificación: La identificación de la falla geológica también depende de la dirección del pozo. Las fallas no son necesariamente activas, por lo que puede imposibilitar algunas localizaciones e inviabilizar grandes zonas potenciales. Se propone limitar las actividades FH-PH a las Fallas Geológicas Mayores Identificadas (nueva definición introducida), que se propone mapearlas en el informe previo a la perforación de los pozos (Artículo 10, numeral 8). De esta manera se podría tener mayor disponibilidad de áreas para los PPII y en general para futuros proyectos de este tipo. Estos fenómenos se presentan en la disposición de fluidos mediante inyección en fallas asociadas al Basamento Cristalino, adicionalmente no es fácil determinar la clasificación de las fallas con criterios como potencialmente peligrosas o no, salto pequeño o grande. Artículo 14.Parágrafo. No se permitirá realizar actividades de FH-PH en PPII a menos de un (1) km de una falla geológica significativa y activa identificada. Dicha distancia debe medirse desde el final del pozo.
61	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 15. Actividades durante el FH-PH. Pag. 12	Justificación: No se deben establecer valores absolutos en PSI, ya que cada pozo tendrá condiciones particulares. El estandar de seguridad indica el 20% Artículo 15.1. El Contratista PPII debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos y el espacio anular entre la tubería de producción 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 20% de la máxima presión soportada por el mismo 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.
62	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 15. Actividades durante el FH-PH. Pag. 12	Justificación: Se entiende que es en superficie y se requiere establecer el método con el cual deben hacerse las mediciones. Si es para exposición a la radiación un intensímetro (medidor geiger muller) es suficiente. Para monitoreo ambiental sería en suelo y agua y los resultados tomarían meses en obtenerse. http://www.radiationcounseling.org/docs/NORMMeasurements.pdf Artículo 15.4. El Contratista PPII deberá realizar como mínimo tres mediciones de materiales radiactivos en superficie; 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 NORM. Las mediciones deben ser realizadas con intensímetros y metodologías avaladas por el SGC.



63	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 15. Actividades durante el FH-PH. Pag. 12	Justificación: Es necesario establecer que estos pozos deben ser los registrados frente a las respectivas Corporaciones Autónomas Regionales y que el punto de referencia debe ser el cabezal del pozo Artículo 15.5. No se podrán realizar operaciones de FH-PH en pozos cuyas cabezas de pozo que se encuentren a menos de 200 metros de distancia en superficie de un pozo de agua previamente identificado al inicio de los PPII, construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia, según el inventario de las Corporaciones Autónomas Regionales.
64	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 16. Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH. Pag. 13	Justificación: Aclarar que pueden ser varios tipos de fluidos de fractura, en dicho caso se presentará la caracterización tipo de cada uno. Ejemplos de fluidos podrían ser: Gel Cross-linked, Gel lineal, Slickwater, High Viscosity Friction Reducer (HVFR). Aclarar qué tipo de caracterización: • Caracterización fisicoquímica de iones en agua. • Caracterización de composición (aditivos, sustancias) calculada de forma teórica de acuerdo a composición de aditivos y formulaciones de fluidos. Cabe señalar que en el programa de perforación fue entregada la MDS con la caracterización de cada uno de los compuestos a ser usados (Artículo 10, numeral 13). Artículo 16.3. Caracterización de parámetros físico-químicos básicos de los fluidos de fractura: Calcio, Magnesio, Hierro, sulfatos, carbonatos, alcalinidad, pH, temperatura, Sólidos disueltos totales, Bario, Boro, estroncio.

65	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 16. Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH. Pag. 13	Justificación: Este tipo de pruebas se deben ejecutar sobre la primera etapa de fracturamiento hidráulico. Artículo 16.4. Corrida de integridad previa a la primera etapa de fracturamiento hidráulico
66	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 16. Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH. Pag. 13	Justificación: Este informe debería realizarlo el SGC, por temas de transparencia de información y porque el SGC cuenta con la experticia que no tienen las compañías para realizar este tipo de análisis. Se sugiere eliminar este numeral de este reglamento e incluirlo como obligación al SGC en la regulación que expida para el monitoreo de los PPII. El esquema manejado actualmente en las redes locales de monitoreo sísmico y que ha funcionado bien, establece la entrega de datos en tiempo real por parte de los operadores al SGC, y es el SGC el encargado de procesar los datos y entregar los informes del comportamiento sísmico registrado durante las operaciones de FH-PH. Artículo 16.7. Eliminar



67	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 16. Monitoreo durante el desarrollo de las operaciones de FH-PH. Pag. 13	Justificación: Con el fin de unificar criterios y definiciones en el semáforo sísmico, se sugiere cambiar "plan de respuesta" por Plan de gestión de riesgos de desastres que incluye el manejo de las emergencias y de las contingencias. El artículo octavo no trata de ningún semáforo, solo remite a la reglamentación que emita el SGC en cuanto a la instalación y funcionamiento de redes locales de monitoreo. En este sentido se debe esperar la publicación de la nueva reglamentación por parte del SGC, para realizar comentarios; adicionalmente, el semáforo presentado no es claro en cómo se clasifica un evento en sus diferentes colores. Artículo 16. Parágrafo Segundo. Aclarar
68	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 17. Suspensión de actividades de FH-PH. Pag. 13	Justificación: Para alcanzar mayor precisión en la detección, se propone cambiar epicentro por Hipocentro 17.1 Un sismo con magnitud igual o superior a cuatro en la escala de Richter, cuyo hipocentro 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: ...



69	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 17. Suspensión de actividades de FH-PH. Pag. 13	Justificación: Si este requerimiento es un condicionante para el desarrollo de los PPII, el SGC debería montar un laboratorio para medición de NORM, como parte del seguimiento a la actividad, para que sean ellos dentro de sus funciones, quienes hagan la verificación. Se sugiere eliminarlo porque operativamente es imposible obtener resultados de NORM en los análisis de agua, en un periodo de 24 horas. Los resultados de estas pruebas pueden tomar en algunos casos incluso varios meses. La alternativa, por transparencia y agilidad en los resultados, es que el SGC monte un laboratorio para medición de NORM como parte de sus funciones de seguimiento. Artículo 17.3. Eliminar
70	CAPÍTULO II REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LOS PPII EN YNC, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA FH-PH.	Artículo 17. Suspensión de actividades de FH-PH. Pag. 13	Justificación: Debe ser claro que podrá ser aprobado en sitio por el funcionario que permanecerá en él según lo descrito en el artículo 29. Adicionalmente, la notificación a la Comisión Intersectorial de Acompañamiento Técnico y Científico sería realizada por la ANH. Artículo Parágrafo El reinicio de las actividades será ordenado por la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, por parte del ingeniero en sitio que trata el artículo 29. Esta decisión deberá informarse por parte de la ANH a la Comisión Intersectorial de Acompañamiento Técnico y Científico.

71	CAPÍTULO III MANEJO DE FLUIDOS	Artículo 18. Periodo de limpieza. Pag. 14	Justificación: Abrir las alternativas para la disposición de fluidos de retorno, no necesariamente mediante pozos inyectores, ya que hay otras tecnologías que permiten manejar y disponer los fluidos, sumado a que los análisis de riesgos ya están incluidos en los estudios ambientales con ANLA. Es fundamental que no se considere la procedencia del fluido, sino la condición físico química post tratamiento en la que se encuentre para determinar su mejor manera para disposición. Artículo 18. Periodo de limpieza. Presentar a la entidad fiscalizadora en conjunto con la ambiental, un análisis de riesgos y sus controles para las operaciones de limpieza, dentro de los cuales se presenten todas las posibles alternativas de disposición de fluidos de retorno.
72	CAPÍTULO III MANEJO DE FLUIDOS	Artículo 19. Caracterización y Dimensionamiento del Yacimiento. Pag. 14	Justificación: Para lograr el dimensionamiento del yacimiento, se sugiere ampliar el tiempo de flujo a seis (6) meses, sin que el tiempo para toma de registros de presión, muestras de fluidos, estén dentro de este periodo de tiempo, según lo establecido en la Resolución 181495 de 2009. 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 seis (6) 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;

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

			4. Registro de caudales, presiones y temperaturas desde superficie hasta fondo de pozo.
73	CAPÍTULO III MANEJO DE FLUIDOS	Artículo 19. Caracterización y Dimensionamiento del Yacimiento. Pag. 15	Justificación: Se debe incluir un párrafo en el que se diga que una vez finalizado el periodo de dimensionamiento del yacimiento, el contratista podrá solicitar un periodo adicional de flujo d epozo al ente fiscalizador sin que este periodo se contabilice en el periodo de evaluacion final de los PPIL. Artículo 19.Parágrafo Cuarto. Una vez finalizado el periodo de dimensionamiento del yacimiento el contratista podrá solicitar el desarrollo de pruebas extensas hasta 2 años según lo establecido en el artículo 36 de la Resolución 181495 de 2009, norma que la modifique o sustituya.



74	CAPÍTULO III MANEJO DE FLUIDOS	Artículo 20. Legalización de Operaciones Finales	Justificación: Considerando el tiempo de entrega de documentos oficiales de las empresas de servicios, se recomienda ampliar este plazo a 25 días hábiles. Artículo 20. 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 30 días hábiles a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos el Formato de Terminación Oficial del PPII.
75	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Introducción al título	Justificación: Este Capítulo aplica para los casos en los que se vayan a utilizar pozos inyectores como método de disposición de fluidos; sin embargo existen más alternativas que el uso de pozos inyectores para disponer los fluidos. Agregar párrafo introductorio al capítulo: En caso de que el contratista decida disponer el fluido de retorno y el agua de producción mediante pozos de inyección y basados en lo aprobado en la Licencia Ambiental, deberá cumplir los siguientes requerimientos. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN ...
76	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 21. Pozos inyectores.	Justificación: No debería restringirse a la cuenca sedimentaria donde se adelanta los PPII, el contratista puede hacer uso de pozos habilitados por la licencia ambiental para este fin (incluso fuera del área de la cuenca sedimentaria). Artículo 21. Los pozos que se utilicen como inyectores del fluido de retorno y agua de producción, deberán ubicarse dentro de unidades con permeabilidad y capacidad de volumen para almacenar los fluidos.



77	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 22. Requerimientos de información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 15	Justificación: De acuerdo a este artículo no se podrían utilizar pozos existentes como inyectores, por lo que es clave que se autorice la reinyección en pozos licenciados pertenecientes a otros proyectos, siempre y cuando las condiciones técnicas y ambientales así lo permitan. Artículo 22. Se deberá solicitar permiso para perforar un pozo inyector, mediante el formato de permiso para perforar de los PPIL a la entidad fiscalizadora de hidrocarburos o la solicitud de actividades de reinyección en pozos existentes que cuenten con los correspondientes permisos ambientales. 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
78	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 22. Requerimientos de información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 15	Justificación: Es fundamental entender que tipo de información requieren conocer Artículo 22.1.b. Aclarar

79	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 22. Requerimientos de información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 15	Justificación: No es claro a qué tipo de pozos se hace referencia si de agua o productor de HC. Es importante poder perforar en el marco del PPIL, pozos estratigráficos o exploratorios para hacer la evaluación de la formación. Lo anterior en razón de poseer unidades geológicas con cambios laterales de facies que requieren ser caracterizadas en el área de los PPIL. Artículo 22.1.d. Las fallas geológicas mayores identificadas desde superficie hasta la profundidad vertical del pozo más profundo contemplado dentro del área de influencia contemplada para el EIA con la información disponible
80	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 22. Requerimientos de información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 15	Justificación: No es claro el criterios técnico por el cual se especifica un área de revisión de 4 km. El área de revisión debe corresponder al área de influencia del componente. Proponemos mantener las distancias ya establecidas y aceptadas el la Res. 90341/14. Artículo 22.2. El área de revisión a un radio de 3,2 km del pozo inyector, para la cual se debe suministrar: ...
81	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 22. Requerimientos de información geológica para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 15	Justificación: Esto es presentado en el Plan de Gestión del Riesgo solicitado por la ANLA dentro del proceso de licenciamiento. Se sugiere eliminar este requerimiento dado que está cubierto con el Plan de Gestión del Riesgo el cual será entregado a la ANLA Artículo 22.3. El Contratista deberá entregar por escrito a la autoridad de fiscalización copia del Plan de Gestión del Riesgo entregado a la ANLA dentro del proceso de licenciamiento.



82	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 23. Requerimientos de completamiento para pozos inyectoros de fluido de retorno y agua de producción pag. 16	23.b Eliminar, no es un estandar utilizado por la industria. Existen otras barreras diferentes a empaques que garanticen la efectividad de la barrera, poniendo en riesgo la integridad al mantener el pozo cerrado.
83	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 23. Requerimientos de completamiento para pozos inyectoros de fluido de retorno y agua de producción pag. 16	Justificación: A que se hace referencia con registro de well log? Artículo 23.5. Aclarar que tipo de registro
84	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 24. Requerimientos para pruebas iniciales de inyección en los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción pag. 17	Justificación: Los registros de temperatura son una manera de verificar integridad, sin embargo existen otros métodos que dependiendo el caso pueden llegar a ser más efectivos. No deben ser obligatorios. Artículo 24.1. Antes del inicio de las operaciones de inyección para pozos inyectoros nuevos y para pozos a convertir de productores a inyectores, deberá verificarse 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 aprovechables para consumo humano. Para tal fin podrán ser utilizados registros de temperatura, de integridad del cemento, y trazadores, entre otros.



85	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 24. Requerimientos para pruebas iniciales de inyección en los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción pag. 17	Justificación: Dejar claro que las pruebas podrán ser cortas y/o extensas Artículo 24.4. El Contratista PPII debe notificar a la entidad fiscalizadora de las actividades de hidrocarburos, sobre la fecha en que iniciarán las pruebas de inyectividad (cortas y/o extensas) y las operaciones de inyección.
86	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 25. Límites de operación para los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción.	Justificación: Deben ser equivalentes la presiones de alerta en el artículo Artículo 25. La presión de inyección en cabeza de pozo no deberá 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 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.
87	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 26. Seguimiento de los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 17	Justificación: Se requiere ajustar el numeral 1 ya que el formato nombrado no está en el anexo 3 y claridad en cuanto a la frecuencia en la que se deben suministrar los datos Artículo 26.1. Incluir el anexo

88	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 26. Seguimiento de los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 17	Justificación: Existen otras formas de verificar la integridad adicionales a las pruebas de presión. Esto podría obligar al operador a utilizar un equipo de workover u operaciones costosas rigless para aislar los intervalos cañoneados donde se inyecta agua. Existen otras alternativas como registros de corrosión de revestimiento, multifinger e integridad del revestimiento o tubería de inyección. Artículo 26.3. La integridad del pozo deberá ser verificada por el Contratista PPII por lo menos una vez cada tres años.
89	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 27. Requerimientos adicionales para pozos a convertir como inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 18	Justificación: Esto no es estándar. La tubería de producción nunca está cementada; en muchos casos esto no es posible. La recomendación es cementar sólo los acuíferos que tienen las características para consumo humano. Artículo 27.2. Eliminar
90	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 27. Requerimientos adicionales para pozos a convertir como inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Pag. 18	Justificación: Probar a 1,25 veces puede generar fallas en los tapones y perder integridad Artículo 27.3. 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 frente a la presión máxima de inyección.



91	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 28. Suspensión de actividades de inyección. Pag. 18	Justificación: Las compañías solo deben notificar a la autoridad de fiscalización en el flujo de comunicaciones. Esto debe realizarlo la autoridad competente (ANH) en consonancia con lo sugerido por el comité de expertos en sus recomendaciones sobre el desarrollo de PPII. Artículo 28.1. 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, quien a su vez informará 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.
92	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 28. Suspensión de actividades de inyección. Pag. 18	Justificación: Podría implicar la necesidad de instalar otra red de sismicidad en el área donde se encuentren los pozos inyectoros, si estos se ubican relativamente lejos del pozo explorador donde se realice el FH-PH. El presente artículo es sobre suspensión de actividades de inyección, no se entiende porque se referencia actividades de estimulación hidráulica. Artículo 28.3.d. Informar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de inyección de agua

93	CAPITULO IV. REQUERIMIENTO PARA POZOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN	Artículo 28. Suspensión de actividades de inyección. Pag. 18	Justificación: Revisar párrafo en cuanto a la magnitud de sismos ya que la que se propone es muy baja. Esto aplican tanto para pozos de inyección, como para las operaciones de estimulación. El artículo 16 se refiere a las condiciones del monitoreo durante FH-PH y aún el SGC no ha presentado el semáforo de clasificación. Artículo 28. Párrafo. Para los sismos con magnitudes con hipocentro dentro del volumen del subsuelo definido por el SGC entre $3 \leq M \leq 4$ 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.
----	--	---	---



94	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 30. Evaluación de los PPIL. Pag. 19	Justificación: Se generan varias preguntas frente a este punto en particular. 1. No se evalúan los proyectos por separado sino cuando se perforan todos los pozos; 2. Que sucede si no se perforan en el mismo tiempo?. 3. No se hace evaluación durante el momento de la ejecución de las etapas de fracturamiento y estimulación?. 4. Si les otorgaron la licencia después de los 9 meses e iniciaron operaciones, no entrarían en la evaluación de los PPIL?. 5. Revisando el documento de "Proyecto de Memoria Justificativa" se manifiesta que las empresas no podrían perforar si no cumplen con el inicio de actividades 9 meses después de otorgada la licencia ambiental, este tiempo no puede ser un condicional para no dejar a un contratista perforar, teniendo en cuenta que previo al inicio de una perforación, hay que cumplir con otras actividades que pueden tardar más de 9 meses: socializaciones, obras civiles, procesos de contratación, paros por las comunidades, clima. No es claro, además, si se está hablando de los pozos de un PPIL o del conjunto de proyectos PPIL en una cuenca o en el país. Se propone que con los resultados de un PPIL inicie el proceso de evaluación que permita al Gobierno Nacional tomar las decisiones para definir la viabilidad en la implementación de la técnica de FH-PH en Colombia para la fase comercial de exploración y producción. 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 compongan al menos un PPIL.
----	--	---	--



95	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 30. Evaluación de los PPIL. Pag. 19	Justificación: La ANH no puede establecer tiempos para radicar solicitud de licencia ambiental, ya que dependerá de los requerimientos que se establezcan en los TdR, adicionalmente el borrador de acuerdo publicado por la ANH no lo establece. Artículo 30. Parágrafo Primero. Los Contratistas PPIL deberán radicar la solicitud para obtener la respectiva licencia ambiental en consideración a los requerimiento que se establezcan los términos de referencia, que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para los PPIL en el marco de lo establecido en el Decreto. 1076 de 2015.
96	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 30. Evaluación de los PPIL. Pag. 19	Justificación: Este artículo ya está contemplado en la minuta contractual con la ANH para los PPIL, no es del soporte de un Lineamiento Técnico establecer aspectos contractuales. Artículo 30. Parágrafo Segundo. Eliminar



97	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 30. Evaluación de los PPIL. Pag. 19	Justificación: Este artículo ya está contemplado en la minuta contractual con la ANH para los PPIL, no es del soporte de un Lineamiento Técnico establecer aspectos contractuales. Artículo 30.Parágrafo Tercero. Eliminar
98	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 30. Evaluación de los PPIL. Pag. 19	Justificación: El pozo no se tendrá en cuenta en el plazo de los 9 meses si no fue realizado FHPH. Pero aun así será tenido en cuenta en la evaluación, en especial lo referente al porque no se realizó actividades en él. Es posible no poder perforar por condiciones ajenas a la operación, ejemplo: restricciones de la licencia ambiental, consulta previa, protesta social, demoras logísticas, entre otras. Adicionalmente, el contenido del artículo ya está contemplado en la minuta contractual con la ANH para los PPIL, no es del soporte de un Lineamiento Técnico establecer aspectos contractuales. Artículo 30.Parágrafo Cuarto. Eliminar



99	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 31. Entrega de Información. Pag. 19	Justificación: La entrega de información por parte de los contratistas deberá realizarse exclusivamente a la autoridad de fiscalización, y esta hacerla llegar a los comités y subcomités. 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. La entrega de información por parte de los contratistas deberá realizarse a la autoridad de fiscalización, y esta hacerla llegar a los comités y subcomités.
100	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 32. Normatividad aplicable Pag. 19	Justificación: los términos "Modifiquen, sustituya o adicionen", generan inseguridad jurídica, debido a que podría suceder que durante la ejecución de actividades se cambien los términos establecidos en los Lineamientos Técnicos. Se resalta que ni en el Decreto 3004/13, ni en el Decreto 328/20, ni en la Resolución 90341/14 estaba incluido un artículo similar al respecto, así como tampoco en las Res. 181495/09 y Res. 41251/16 que también son Reglamentos Técnicos. 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. Los mismos requisitos técnicos acá establecidos, serán aplicados en la fase de E&P si no hay una normativa nueva para el desarrollo de la misma.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

101	CAPÍTULO V DISPOSICIONES VARIAS	Artículo 33. Fortalecimiento institucional. Pag. 20	Justificación: Pareciera dar a entender que si el MME, la ANH y el SGC, no tienen el fortalecimiento institucional para el desarrollo de los PPII, llegado el 30 de octubre, entonces no se podrían realizar los proyectos, lo cual es altamente riesgoso para el nivel de inversiones que implica la firma de los contratos de PPII. Adicionalmente, los los Lineamientos Técnicos no son el mecanismo para desarrollar este aspecto; es una obligación administrativa que debe establecer mediante circular el MinEnergía para ANH y SGC. Artículo 33. Eliminar						
102	ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA	INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE Pag. 22	<table><tr><th>INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA</th><th>ETAPA PREVIA</th><th>ETAPA CONCOMITANTE</th></tr><tr><td>Transmisión en tiempo real de la sismicidad en el PPII</td><td></td><td>X</td></tr></table>	INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE	Transmisión en tiempo real de la sismicidad en el PPII		X
INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE							
Transmisión en tiempo real de la sismicidad en el PPII		X							

			Justificación: Para la transmisión en tiempo real de sismicidad se debe considerar que la red no se puede montar hasta que haya una licencia ambiental con las restricciones territoriales correspondientes y la determinación de las coordenadas donde se realizarán los PPII, esta información debería incluirse en la etapa concomitante, no en la previa. La línea base si es previa con información existente disponible ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE
103	ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA	INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE Pag. 22	Justificación: Por las razones de seguridad y confidencialidad previamente expuestas, no es viable tener filmaciones en tiempo real de las operaciones. Este tipo de solicitudes deben tener el consentimiento de todas la personas que estén en el área operativa, adicionalmente el estado garantizar la seguridad de la operación y los trabajadores en caso de presentarse Hackeo, acciones terroristas o fuga de información. Consideramos que para este requerimiento ya se tienen los reportes, las demás transmisiones de datos en tiempo real y los representantes de la autoridad de fiscalización en el área operacional.

			Transmisión de video en tiempo real de la locación en la cual se adelanta el PPII - Eliminar
--	--	--	--

104	ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA	INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE Pag. 23	Justificación: Manteniendo la sugerencia de unificar los numerales 14, 15 y 16 en el Artículo 10 por “Plan de Gestión del Riesgo que incluya un plan de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados diseñados con base en el análisis de riesgos”, se haría el mismo cambio en el Anexo 2 retirando Planes de contingencia y Análisis de riesgos PPIL. ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE <table><tr><th>INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA</th><th>ETAPA PREVIA</th><th>ETAPA CONCOMITANTE</th></tr><tr><td>“Plan de Gestión del Riesgo que incluya un plan de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados diseñados con base en el análisis de riesgos”</td><td></td><td>X</td></tr></table>	INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE	“Plan de Gestión del Riesgo que incluya un plan de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados diseñados con base en el análisis de riesgos”		X
INFORMACIÓN DE ENTREGA AL CENTRO DE TRANSPARENCIA	ETAPA PREVIA	ETAPA CONCOMITANTE							
“Plan de Gestión del Riesgo que incluya un plan de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados diseñados con base en el análisis de riesgos”		X							

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



105	ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA	INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE Pag. 23	Justificación: Hay información que será estimada al momento de solicitarla en las etapas tempranas de los PPII. Posterior a la perforación y con información relevante y por transparencia proponemos actualizar posterior a la perforación. ANEXO 2 - INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSPARENCIA INFORMACIÓN ETAPA PREVIA Y ETAPA CONCOMITANTE
-----	---	--	---

106	ANEXO 3- Formatos PPII	Reporte Diario de Perforación PPII - RDP PPII pag. 26	Justificación: En el formato aparece firma de geólogo, ing de petróleos y firma de revisión de la ANH, se sugiere eliminar estas firmas ya que este reporte diario es informativo, no es un formato para revisión de la ANH. Presentado por: _____ (Nombre Geólogo, No. Matrícula) _____ (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula) Revisado por: _____ Dirección de Hidrocarburos o Agencia Nacional de Hidrocarburos Fecha:
-----	------------------------	---	--

107	ANEXO 3- Formatos PPII	Informe Semanal Sobre Inyección de Fluidos -PPII pág. 28	Justificación: En la tabla de inyección dentro del formato aparece la nota que se indica. En la casilla de Origen de Fluido se debe informar si es Flowback o Agua de producción. No se entiende este punto, ya que la casilla origen de fluido está en los parámetros de inyección, no en una columna de flowback o producción. En la casilla de Análisis Fisicoquímico se debe informar si es Flowback o Agua de producción. <table><tr><th rowspan="3">Formación</th><th>Estado</th><th colspan="2">DÍAS DE INYECCIÓN</th><th colspan="4">INYECCIÓN</th><th colspan="3">Análisis Fisicoquímicos</th></tr><tr><th rowspan="2">Activo / Inactivo / Suspendido</th><th rowspan="2">En la semana</th><th rowspan="2">Acumulados</th><th rowspan="2">Origen fluido de inyección</th><th colspan="2">Parámetros de inyección</th><th rowspan="2">Volumen acumulado de inyección (Barriles)</th><th rowspan="2">Contenido de grasas totales (ppm)</th><th rowspan="2">Contenido de Sales (ppm)</th><th rowspan="2">pH del fluido de retorno</th></tr><tr><th>Presión media de inyección (Lbs/Pig2)</th><th>Caudal medio de inyección (Barriles día)</th></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table> Nota: En la casilla de Origen de Fluido se debe informar si es Flowback o Agua de producción.	Formación	Estado	DÍAS DE INYECCIÓN		INYECCIÓN				Análisis Fisicoquímicos			Activo / Inactivo / Suspendido	En la semana	Acumulados	Origen fluido de inyección	Parámetros de inyección		Volumen acumulado de inyección (Barriles)	Contenido de grasas totales (ppm)	Contenido de Sales (ppm)	pH del fluido de retorno	Presión media de inyección (Lbs/Pig2)	Caudal medio de inyección (Barriles día)											
Formación	Estado	DÍAS DE INYECCIÓN			INYECCIÓN				Análisis Fisicoquímicos																												
	Activo / Inactivo / Suspendido	En la semana	Acumulados		Origen fluido de inyección	Parámetros de inyección		Volumen acumulado de inyección (Barriles)	Contenido de grasas totales (ppm)	Contenido de Sales (ppm)	pH del fluido de retorno																										
				Presión media de inyección (Lbs/Pig2)		Caudal medio de inyección (Barriles día)																															

Los comentarios se enviaron a la Oficina Asesora Jurídica, área de su competencia, para ser tenido en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo.

Atentamente,



Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co