

RESOLUCIÓN 90341 DE 2014

(marzo 27)

Diario Oficial No. 49.106 de 28 de marzo de 2014

Ministerio de Minas y Energía

Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por el artículo 2° del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012 y el artículo 2° del Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con numeral 8 del artículo 2° del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012, por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, es función de esta Entidad: *“Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”*.

Que de conformidad con el artículo 13 de la Ley 1530 del 17 de mayo de 2012, mediante la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, el Gobierno Nacional, a través del Decreto 3004 de 2013, estableció los criterios y procedimientos para desarrollar la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Que el artículo 2° del citado Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 prevé que: *“Dentro del término de seis (6) meses contados a partir de la fecha de expedición del presente Decreto, el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con sus competencias, expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano”*.

Que revisado el contenido de la Resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012, a través de la cual el Ministerio de Minas y Energía estableció procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, se evidenció la necesidad de modificar y ampliar su contenido y alcance para dar cumplimiento al mandato del Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8° de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía del 7 al 28 de octubre de 2013 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

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

Que mediante Oficio 2-2014-001094 del 24 de enero de 2014, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el 28 de enero de 2014 con el número 2014005041, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo emitió el concepto de que trata el Decreto 1844 del 29 de agosto de 2013, señalando que dentro del texto del presente acto administrativo: *“...no se encuentran prescripciones que tengan un efecto significativo en el comercio de otros miembros, según lo estipulado en el numeral 2.9 del acuerdo OTC de la OMC, debido a que se trata de una medida nacional procedimental, que no establece requisitos de producto”*, concluyendo que el proyecto de resolución: *“...no requiere del concepto previo que indica el Decreto 1844 de 2013, ni tampoco surtir el proceso de notificación internacional.”*.

Que sometido el proyecto de resolución al concepto de que trata el artículo 7° de la Ley 1340 del 24 de julio de 2009, reglamentado por el Decreto 2897 de 5 de agosto de 2010, mediante Oficio 14-54656- -2-0 2014-03-20, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el 25 de marzo de 2014 con el número 2014018231, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: *“Luego de analizar los documentos radicados por el Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Industria y Comercio considera que se trata de un proyecto de regulación (adoptado mediante resolución) de carácter eminentemente técnico cuyo análisis no refleja preocupaciones en materia de competencia. Esta opinión se confirma tras estudiar detalladamente los comentarios de terceros, que únicamente se refieren a asuntos técnicos, sin sugerir o nombrar un eventual perjuicio para la competencia en caso de expedirse la regulación...”*.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

CAPÍTULO I

Objeto y definiciones

Artículo 1°. *Objeto.* Señalar requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de la actividad industrial.

Artículo 2°. Los procedimientos que no se especifiquen dentro del presente reglamento en relación a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se regirán por lo dispuesto en la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 3°. *Disposiciones complementarias.* El cumplimiento a las disposiciones contenidas en la presente resolución deberá darse sin perjuicio de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

Artículo 4°. *Definiciones y siglas.* Para efectos de aplicar el presente reglamento técnico, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Abandono: Taponamiento y cierre técnico de un pozo, desmantelamiento de construcciones y limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado operaciones de exploración, evaluación o producción, conforme a la legislación colombiana.

Acuífero aprovechable para consumo humano: Acuíferos que tengan un contenido de sólidos disueltos totales de 4.000 miligramos por litro o menos.

Arreglo de pozos: Conjunto de pozos, mínimo tres (3) hasta diez (10) pozos, cuya característica está dada por la cercanía geográfica y propiedades de reservorios similares para maximizar la eficiencia de producción. La unidad base de liquidación de las regalías estará limitada por la envolvente formada por la sumatoria del área de drenaje de los pozos productores más distantes del o (los) arreglo (s) de pozos.

Camisa de reconexión (tie back sleeve): Sección de *liner* que se corre desde el colgador de revestimiento (*liner hanger*) hasta la cabeza de pozo, después de que el *liner* inicial y el sistema colgador sea instalado y cementado.

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

Desechos NORM: Materiales radiactivos naturales (NORM) para los cuales no se prevé un uso posterior.

Estimulación hidráulica: Tratamiento a la formación de interés o productora de un pozo a través del uso de un fluido de estimulación con el objetivo de mejorar su productividad. Esta estimulación se realiza a través del bombeo de un fluido compuesto por agua, químicos y propano a una alta presión por el hueco del pozo, con el fin de inducir fracturas en la roca para aumentar su permeabilidad.

Herramienta de reconexión (tie back): Herramienta que sirve para anclar y orientar las múltiples sartas en pozos multilaterales.

Material Radiactivo de Origen Natural (NORM): Material radiactivo que no tiene concentraciones de radionucleidos más altas de las naturales.

Método de sello y bombeo: Método de mezclar y bombear un volumen determinado de cemento al espacio anular que garantice sello hidráulico.

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

Programa Global de Perforación: Arreglo o arreglos de pozos, que involucra su perforación y terminación.

Propante: Constituyente del fluido de estimulación hidráulica usualmente arena o material granulado que se utiliza para mantener la fractura abierta una vez la presión de la estimulación hidráulica se reduce.

Prueba piloto de pozo(s): Periodo para determinar la capacidad productiva de la acumulación, cuyas actividades están asociadas a estimar las características petrofísicas, evaluar el área de influencia, el espaciamiento y los posibles completamientos y tecnologías de estimulación en los pozos de yacimientos no convencionales.

Radio de estimulación hidráulica: Distancia alcanzada por la fractura producto de la estimulación hidráulica del pozo. Esta distancia usualmente es estimada utilizando programas computarizados que simulan como la estimulación hidráulica podría tener un efecto sobre el yacimiento.

Residuo NORM: Material residual de un proceso, que contiene materiales radiactivos naturales (NORM) o que está contaminado con ellos. Un residuo NORM puede o no ser reutilizado.

Sismicidad desencadenada (*triggered seismicity*): 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.

CAPÍTULO II

Exploración y explotación de yacimientos no convencionales

Artículo 5°. *Sistema de coordenadas.* Toda la información relacionada con formas, mapas, programas direccionales, entre otros, en relación con yacimientos no convencionales, deberá presentarse en el Marco Geocéntrico Nacional de Referencia MAGNA SIRGAS (origen Bogotá), único *datum* oficial de Colombia adoptado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC en la Resolución 068 del 28 de enero de 2005 o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 6°. *Programa Global de Perforación.* Para la perforación de uno o varios arreglos de pozos, la compañía operadora podrá requerir permiso a través de una sola solicitud, presentando un programa general para la perforación y el Formulario 4 “Permiso para Perforar” o aquel documento establecido para el efecto y programa direccional detallado con profundidades y coordenadas estimadas desde superficie hasta el fondo de cada uno de los pozos.

Artículo 7°. *Prueba Inicial de producción en yacimientos no convencionales.* Concluida la perforación, estimulación y terminación del pozo, el operador realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. La prueba podrá tener una duración máxima de hasta cuarenta y cinco (45) días de producción de fluidos mientras se logran condiciones estables de flujo, sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportarán en el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial” o aquel documento establecido para el efecto, dentro de los quince (15) días siguientes a la terminación del periodo de prueba inicial de producción.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades iniciales de producción, las cuales podrán ser utilizadas, y ampliadas en caso de requerirse, para evaluar el potencial de cada uno de los pozos pertenecientes al arreglo de pozos.

Parágrafo 2°. Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar tiempos superiores de prueba inicial de producción.

Artículo 8°. *Prueba piloto de pozo(s).* En caso que la prueba inicial de producción señalase que el pozo perforado resultó en un pozo productor, el operador deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, el programa de prueba piloto para el pozo, acompañado de un mapa del área de interés superpuesto al de entes territoriales (municipios). La prueba tendrá una duración máxima de dos (2) años, prorrogables de acuerdo con los compromisos contractuales pactados o a razones técnicas justificables.

Si dentro de un arreglo de pozos llegasen a encontrarse nuevos pozos productores, estos podrán entrar bajo las mismas condiciones de la autorización de prueba que se conceda al primer pozo productor del arreglo de pozos, para lo cual el operador deberá actualizar la información del programa de prueba piloto, el mapa del área de interés superpuesto al de entes territoriales (municipios), junto con el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial” de los nuevos pozos o el documento establecido para el efecto.

Para realizar la prueba piloto del pozo o arreglo de pozos, se deberá informar al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, las facilidades a utilizar, las cuales deberán ser instaladas bajo el cumplimiento de las normas técnicas establecidas en la regulación vigente y en las demás normas nacionales e internacionales que regulen la materia. El cumplimiento de lo anterior será verificado directamente por el representante del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, o mediante mecanismos de inspección certificados que el Ministerio de Minas y Energía previamente definirá e informará.

Los resultados de las pruebas como los informes de producción deberán reportarse mensualmente con el fin de mantener informado al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, de los resultados obtenidos.

Parágrafo 1°. Durante el periodo comprendido entre la terminación de la prueba inicial de producción y la autorización para inicio de la prueba piloto, el pozo o arreglo de pozos se mantendrá en producción con el fin de evitar la interferencia en la evaluación del yacimiento.

Parágrafo 2°. La infraestructura de estas facilidades podrá ser modular, siempre que no cause interferencia con alguna otra actividad económica que se realice en el área en la cual se instalen.

Artículo 9°. *Registros y muestreo para pozos exploratorios en yacimientos no convencionales.* En los pozos exploratorios para yacimientos no convencionales deberán tomarse como mínimo los siguientes registros en la sección vertical:

1. Rayos gamma.
2. Densidad – Neutrón.
3. Resistividad.
4. Potencial espontáneo.

5. Medidas de temperatura a la profundidad del zapato de cada revestimiento.

Parágrafo 1°. En la sección horizontal del pozo como mínimo se tomarán registros de rayos gamma.

Parágrafo 2°. En caso de haber múltiples pozos exploratorios en un arreglo de pozos, se tomará como mínimo un conjunto de registros en la sección vertical de uno de los pozos y se registrará la sección horizontal de cada uno de los pozos.

Parágrafo 3°. En etapa exploratoria exceptuando los pozos estratigráficos, se tomarán corazones en la zona de interés por lo menos en un (1) pozo por cada arreglo de pozos.

Artículo 10. *Registros y muestreo para pozos estratigráficos en yacimientos no convencionales.* De ser perforados pozos estratigráficos, durante la perforación se debe garantizar:

1. Toma de núcleos convencionales que cubran por lo menos un cinco por ciento (5%) del espesor total de la columna estratigráfica. Para el resto, testigos laterales (sidewall core) con intervalos de máximo veinte (20) pies.

2. Registro de los fluidos y gases contenidos en la secuencia.

3. Toma de registros de pozo, eléctricos, sínicos, visuales, radioactivos y térmicos, entre otros.

Parágrafo 1°. En los pozos estratigráficos no se podrá realizar ningún tipo de actividad cuyo propósito no sea exclusivamente el reconocimiento y muestreo de la columna estratigráfica, con el único objeto de determinar la constitución litológica y las propiedades físicas de la secuencia estratigráfica existente en el subsuelo. Una vez se alcance la profundidad final deseada y se tomen los registros exigidos, el pozo deberá ser abandonado.

Parágrafo 2°. Los pozos estratigráficos podrán ser utilizados como productores únicamente en la etapa de desarrollo, previo el cumplimiento de los requerimientos para intervención de pozos, de acuerdo con el artículo 40 de la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 o las normas que lo modifiquen o sustituyan y del cumplimiento de los trámites ambientales pertinentes.

Artículo 11. *Requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo.* La cementación de pozos exploratorios y de desarrollo de yacimientos no convencionales deberá cumplir los siguientes requisitos:

1. Requerimientos para revestimiento conductor y superficial:

- a) Los revestimientos superficial y conductor deberán cementarse hasta la superficie.
- b) La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento.
- c) El revestimiento superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de ciento cincuenta (150) pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado con base en la información disponible.
- d) En caso que se encuentren condiciones geológicas imprevistas (acuíferos salinos cercanos a acuíferos aprovechables para consumo humano) se deberá sentar el revestimiento de superficie antes de esta condición geológica y así aislar el acuífero aprovechable con el siguiente revestimiento y trabajo de cementación.
- e) El revestimiento superficial debe ser colocado con un traslape mínimo del 5% de la profundidad del siguiente revestimiento proyectado a menos que existan condiciones específicas geológicas o razones de ingeniería que lo impidan.
- f) Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento.
- g) Si el cemento no circula hasta superficie durante las operaciones iniciales de cementación o si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa:
- i) Se debe notificar por escrito, a la brevedad, al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con un plan de acción correctivo.

ii) Las operaciones de perforación del pozo deben ser suspendidas hasta que el revestimiento superficial esté adecuadamente cementado.

iii) Una vez ejecutada la acción correctiva se podrá reanudar las operaciones de perforación del pozo y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

h) 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 por cada arreglo de pozos.

i) El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de trescientos (300) psi en veinticuatro (24) horas y ochocientos (800) psi en setenta y dos (72) horas.

2. Requerimientos para el revestimiento intermedio:

a) El revestimiento intermedio debe ser cementado hasta por lo menos quinientos (500) pies por encima del zapato del mismo, cuando las condiciones geológicas lo permitan; de no ser así esto deberá ser debidamente justificado en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial” o en el documento establecido para el efecto.

b) La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento.

c) Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento.

d) Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa:

i) Se debe notificar por escrito a la mayor brevedad posible al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con un plan de acción correctivo.

ii) Las operaciones de perforación del pozo deben ser suspendidas hasta que el revestimiento intermedio esté adecuadamente cementado.

iii) Una vez ejecutada la acción correctiva se podrán reanudar las operaciones de perforación del pozo y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

e) Si se han penetrado zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos, el revestimiento intermedio debe ser cementado de manera que sea sellada la totalidad de los horizontes productivos y prevenir la migración de fluidos dentro del espacio anular.

f) Se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación en cualquier sección del revestimiento intermedio que esté expuesta a zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos. Estos registros deberán ser enviados al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con su respectiva interpretación y análisis.

g) 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 por cada arreglo de pozos.

h) El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de trescientos (300) psi en veinticuatro (24) horas y ochocientos (800) psi en setenta y dos (72) horas.

3. Revestimiento Productor:

a) El revestimiento productor debe ser cementado hasta por lo menos 500 pies por encima del zapato del mismo, cuando las condiciones geológicas lo permitan; de no ser así esto deberá ser debidamente

justificado en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial” o en el documento establecido para el efecto.

b) La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento:

i) Para revestimientos de producción en pozos horizontales la cementación debe realizarse de acuerdo con los numerales 3a y 3b del presente artículo, y las zonas productivas podrán ser aisladas utilizando empaques (lo anterior a discreción del operador), para el sellamiento de las zonas productivas en el anular del revestimiento de producción. En caso que el operador decida utilizar empaques en el revestimiento o en la tubería de producción, se debe utilizar una herramienta de cementación multietapas por encima del tope del empaque exterior y se debe cementar hasta llenar el anular del revestimiento de producción al menos quinientos (500) pies por encima de la zona productiva más superficial.

c) El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de trescientos (300) psi en veinticuatro (24) horas y ochocientos (800) psi en setenta y dos (72) horas.

d) Se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación. Estos registros deberán ser enviados al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con su respectiva interpretación y análisis, certificando que la cementación fue exitosa.

e) Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento.

f) Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa:

i) Se debe notificar por escrito a la mayor brevedad posible al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con un plan de acción correctivo.

ii) Las operaciones de perforación del pozo deben ser suspendidas hasta que el revestimiento productor esté adecuadamente cementado.

iii) Una vez ejecutada la acción correctiva se podrán reanudar las operaciones de perforación del pozo y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

Artículo 12. *Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica.* La estimulación hidráulica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se adelantará siguiendo los siguientes procedimientos y condiciones:

1. Previo a las actividades de estimulación hidráulica el operador debe realizar pruebas de presión a todos los revestimientos expuestos al tratamiento de estimulación hidráulica en el pozo.

2. El operador debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos de manera permanente durante las actividades de estimulación hidráulica. En el evento en que haya un aumento en la presión anular de doscientos (200) psi, las operaciones de estimulación hidráulica deberán ser suspendidas de manera inmediata y notificar por escrito en el menor tiempo posible al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

3. En caso que las presiones indiquen que hay comunicación entre el fluido de estimulación hidráulica y el anular del revestimiento el operador deberá:

a) Suspender las actividades de estimulación hidráulica.

b) Notificar de manera inmediata por escrito al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

c) Realizar las acciones correctivas.

d) Notificar y enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas.

e) Una vez ejecutadas las acciones correctivas se podrán reanudar las actividades de estimulación hidráulica.

4. En ningún caso, la distancia entre una estimulación hidráulica y un acuífero aprovechable para consumo humano, podrá ser menor a cinco (5) veces el radio de estimulación hidráulica, calculado con base en el modelo geomecánico que tenga en cuenta los esfuerzos horizontales y verticales del área a ser estimulada.

a) Para el caso específico de exploración y explotación de gas metano asociado a mantos de carbón, esta distancia no podrá ser inferior a dos (2) veces el valor del radio de estimulación hidráulica calculado. En ningún caso esta distancia podrá ser inferior a diez (10) veces el espesor vertical del intervalo estimulado.

5. No se podrán realizar operaciones de estimulación hidráulica en pozos que se encuentren a menos de doscientos (200) metros de distancia en superficie de un pozo de agua construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia.

6. Antes de empezar las operaciones se debe presentar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano un informe detallado de trabajo a realizarse incluyendo lo siguiente:

a) Una discusión completa del diseño con el cronograma anticipado de la estimulación hidráulica incluyendo:

i) Volúmenes de cada etapa, aditivos químicos, concentraciones de propante y presiones anticipadas de fractura.

ii) El radio de estimulación hidráulica modelado para cada etapa.

b) Línea base del fondo (background) radiactivo natural del ambiente en superficie y describir el tipo de medidas que se adoptarían en caso de que los niveles de actividad fuesen superiores a los niveles de exención o dispensa establecidos en la reglamentación vigente (Resolución 180005 de 2010) o en la norma que lo modifique o sustituya.

c) El programa de estimulación hidráulica incluyendo:

i) La altura del cemento del anular y los empaques.

ii) Un análisis de cómo la resistencia de los revestimientos será suficiente para contener las presiones anticipadas de la estimulación hidráulica.

d) Un mapa que incluya:

i) La ubicación de los pozos construidos de agua utilizada por la comunidad con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario, u otras actividades de subsistencia y pozos de hidrocarburos dentro de una distancia equivalente a tres (3) veces el radio de estimulación hidráulica.

ii) Información sobre cada uno de estos pozos, la profundidad del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo en el área, detalles de construcción del hueco de perforación (well bore) y si los pozos están todavía activos o su estado de abandono.

iii) Fallas geológicas identificables a cualquier profundidad dentro de un volumen de un cilindro imaginario definido por el tipo de pozo:

a) Para pozos verticales:

i) La altura del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad final estimada del pozo más profundo del arreglo de pozos.

ii) El radio del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad estimada del pozo, en torno al pozo más profundo del arreglo de pozos.

b) Para pozos horizontales:

i) La altura del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad vertical estimada del pozo más profundo del arreglo de pozos.

ii) El radio del cilindro corresponde a tres (3) veces el lateral horizontal más extenso estimado en torno al pozo o arreglo de pozos.

iv) Cualquier evidencia histórica de sismicidad dentro de 16 km del pozo exploración o explotación propuesto.

v) La instrumentación sismológica instalada presente que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo o arreglo de pozos.

e) Línea base de sismicidad del área que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo o arreglo de pozos, con información existente.

f) Basado en la información anterior se debe incorporar un análisis de riesgos que contenga:

i) El riesgo de intercomunicación de pozos.

ii) El riesgo de migración de fluidos.

iii) El riesgo de generar sismicidad desencadenada.

g) Con base en el análisis de riesgos diseñar un plan de mitigación de los riesgos identificados.

Parágrafo. No se permitirá realizar estimulación hidráulica a menos de un (1) km de una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa, especialmente que esté en el basamento y que tenga buzamiento hacia el interior del campo.

Artículo 13. *Monitoreo*. Durante el desarrollo de las operaciones, el operador deberá realizar monitoreo de:

1. Presión del anular.

2. Material Radiactivo de Origen Natural (NORM) que pueda estar presente en los lodos de perforación o en tubería durante, y/o en el fluido de retorno, sólidos del fluido de retorno y agua de producción. En caso que los niveles de actividad medidos sean superiores a los niveles de exención o dispensa establecidos por la (Resolución 180005 de 2010) o en la norma que la modifique o sustituya y se deberán aplicar las acciones contempladas en la reglamentación vigente para las prácticas con materiales residuos o desechos radiactivos.

3. En caso que a criterio del Servicio Geológico Colombiano, no se cuente con una red lo suficientemente adecuada para detectar sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción, se realizará un monitoreo de sismicidad de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano para tal fin.

Artículo 14. *Suspensión de actividades de estimulación hidráulica.* El operador deberá suspender las actividades de la operación de estimulación hidráulica en caso que se presente un evento sísmico de magnitud mayor o igual a cuatro (4) en la escala de Richter, cuyo epicentro esté ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo donde se realizan la operaciones sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano, el operador deberá:

1. Suspender las operaciones de estimulación hidráulica.

2. Revisar las presiones y volúmenes de estimulación hidráulica y los datos del monitoreo de sismicidad para determinar una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de estimulación hidráulica.

3. Si se desvirtúa la correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de estimulación hidráulica, el operador podrá reiniciar las actividades de operación de estimulación hidráulica.

4. Si se sospecha una correlación positiva, se deben implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano.

5. Notificar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica.

6. Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.

Artículo 15. *Requerimientos para pozos inyector de fluido de retorno y agua de producción.* Los pozos inyector de fluido de retorno y agua de producción deberán cumplir los siguientes requerimientos:

1. Requerimientos de información geológica:

La solicitud del permiso para perforar un pozo inyector mediante el Formulario 4 o el documento que se establezca, deberá ser acompañada con 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. Para tal fin, la siguiente información deberá ser entregada al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano:

a) Una revisión de la geología que incluya:

i) La formación geológica propuesta para la inyección.

ii) La estimación de la extensión lateral, porosidad y permeabilidad de la formación geológica para la inyección.

iii) Fallas geológicas identificables a cualquier profundidad que se encuentren dentro de un volumen de un cilindro imaginario en el cual:

a) La altura del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad final del pozo inyector.

b) El radio del pozo corresponde a tres (3) veces la profundidad del pozo, proyectado hacia superficie en torno al pozo de inyección.

iv) Cualquier evidencia histórica de sismicidad dentro de dieciséis (16) km del pozo de inyección propuesto.

v) La instrumentación sismológica instalada que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo inyector.

vi) Línea base de sismicidad del área que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo inyector con información existente.

vii) Un well log del área indicando la profundidad y aislamiento de la zona de inyección y de otras formaciones geológicas importantes.

b) Se debe incluir un Área de Revisión a un radio de 3,2 km (2 millas) del pozo inyector para la cual se debe suministrar:

i) La 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.

ii) La ubicación y profundidad de todos los pozos de hidrocarburos en el área de revisión que estén produciendo, suspendidos, taponados y/o abandonados.

c) Con base en la información anterior realizar y proveer un análisis de riesgo que contenga:

i) El riesgo de afectar acuíferos aprovechables para consumo humano o la posibilidad de migración de fluidos a otras formaciones diferentes a las sujetas a aprobación para inyección.

ii) El potencial riesgo de causar sismicidad desencadenada por presencia de fallas geológicas activas en el área y cualquier referente histórico de sismicidad en la región. Específicamente se debe explicar cómo se escogió la formación para minimizar este riesgo y cómo se adaptará el proceso de inyección para minimizar el aumento de presión.

d) Con base en el análisis de riesgos diseñar un plan de mitigación de los riesgos identificados.

2. Requerimientos de construcción:

a) Los revestimientos conductor y superficial deben ser cementados hasta superficie y el revestimiento superficial debe estar mínimo ciento cincuenta (150) pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado, con base en la información disponible.

b) La inyección puede realizarse a través de un sistema de tubería de inyección y empaques en cuyo caso:

i) Los empaques deberán estar sentados a una profundidad no mayor a cien (100) pies sobre la zona de inyección, y deben tener un espacio anular entre la tubería y el revestimiento para permitir el monitoreo de presión durante la operación del pozo.

ii) El aislamiento de los fluidos inyectados debe realizarse a través del uso de revestimientos centralizados mecánicamente y asegurados con cemento a una altura no inferior a trescientos (300) pies por encima del tope de la zona de inyección.

c) En caso de que la inyección se realice a través de sistemas que no utilicen empaques, todos los revestimientos deberán estar cementados hasta la superficie.

d) En caso de utilizar colgadores del revestimiento y camisa de reconexión (tie back) deberá tener una tubería que corra desde el empaque hasta la superficie a la camisa de reconexión (tie back sleeve) y deberá tener un espacio anular entre la tubería y el revestimiento para permitir monitoreo de presión durante las operaciones de inyección.

e) La prueba de integridad de los revestimientos deberá ser a una presión igual a la presión máxima de inyección alcanzable, o como mínimo a una presión de trescientos (300) psi durante quince (15) minutos con una caída de presión no superior al 5%.

3. Pruebas iniciales:

a) Antes del inicio de las operaciones de inyección, 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 utilizarse registros de temperatura, de integridad del cemento y trazadores, entre otros.

b) Se debe enviar un reporte con las pruebas de integridad con su debida interpretación al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, para que sean aprobados previo al inicio de operaciones, y previo a las pruebas de inyectividad. Tanto para pozos inyectoros nuevos como para pozos a convertir de productores a inyectoros.

c) El operador del pozo inyector debe notificar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, sobre la fecha en que iniciarán las pruebas de inyectividad y las operaciones de inyección.

4. Límites de operación:

a) La presión de inyección en cabeza de pozo deberá calcularse 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.

b) 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 95% de la presión de fractura, las operaciones deberán suspenderse hasta que se determine la causa del incremento y se realicen las acciones correctivas correspondientes.

5. Monitoreo:

a) Los volúmenes y presiones promedio deberán ser registrados y reportados al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mediante la Forma 21 o el documento que se establezca para tal fin.

b) Todos los pozos inyectoros deberán ser equipados con medidores de presión, calibrados según las buenas prácticas de la industria y las recomendaciones del fabricante, en cada uno de los anulares.

c) La integridad mecánica del sistema deberá ser valorada por el operador del pozo por lo menos una vez cada tres (3) años.

d) En caso que el Servicio Geológico Colombiano no cuente con una red lo suficientemente adecuada (a criterio de dicha Entidad) para detectar sismicidad cerca de los pozos de inyección, se realizará un monitoreo de sismicidad de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano para tal fin.

6. Requerimientos adicionales para pozos a convertir como inyectoros:

a) Se deben correr registros de tope de cemento y registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación por revestimiento expuesto a la inyección.

b) Si el revestimiento superficial no ha sido cementado a superficie el revestimiento más interno deberá ser cementado hasta superficie.

c) 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.

Parágrafo. No se permitirá realizar inyección cuando la distancia a una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa, sea menor a dos (2) veces la profundidad del pozo propuesto.

Artículo 16. *Suspensión de actividades de inyección.* El operador deberá suspender las actividades de operación de inyección en los siguientes casos:

1. Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad se debe realizar un cierre inmediato del pozo, suspender las de operaciones de inyección en dicho pozo hasta tanto se implementen las acciones correctivas correspondientes y notificar dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las

actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Una vez las acciones correctivas hayan sido implementadas se podrán reanudar las operaciones de inyección en el pozo.

2. En pozos inyectoros, si las presiones del anular igualan el 20% del promedio de la presión de inyección el operador debe suspender las operaciones de inyección y notificar dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

3. Si se presenta un evento sísmico de magnitud mayor o igual a cuatro (4) en la escala de Richter, cuyo epicentro esté ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo de inyección sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano, el operador deberá:

a) Suspender las operaciones de inyección.

b) Revisar las presiones y volúmenes de inyección y el monitoreo de sismicidad para determinar una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de inyección.

c) Si se desvirtúa una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de inyección el operador podrá reiniciar las actividades de inyección.

d) Si se sospecha una correlación positiva se deben implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano.

e) Notificar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica.

f) Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.

4. En el caso que se presente la situación planteada numeral 3c del presente artículo, el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración

y explotación de hidrocarburos podrá imponer los siguientes requerimientos adicionales a los pozos inyectoros, entre otros:

- a) Monitoreo especial de presión para establecer la presión de poro de la formación.
- b) Reducción del volumen de inyección aprobado.
- c) Implementación de un cronograma de inyección periódica.

Artículo 17. *Inspecciones.* Los operadores deberán notificar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con al menos setenta y dos (72) horas de antelación sobre las siguientes actividades, con el fin de ser objeto de inspección en campo a discreción de estas autoridades.

1. Para los pozos de exploración y producción:

- a) Inicio de la construcción del pozo.
- b) Corrida y cementación del revestimiento superficial.
- c) Pruebas a las preventoras durante la instalación inicial y durante las pruebas subsiguientes.
- d) Pruebas de integridad del revestimiento intermedio.
- e) Corrido y la cementación del revestimiento de producción.
- f) Pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción.
- g) Operaciones de estimulación hidráulica.

2. Para los pozos inyectores:

- a) Inicio de la construcción del pozo.
- b) Corrida y cementación del revestimiento superficial.
- c) Durante las pruebas de integridad del revestimiento intermedio.
- d) Durante el corrido y la cementación del revestimiento de “producción”.
- e) Durante las pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción.
- f) Inicio de las pruebas de inyektividad.

Parágrafo. Para las actividades del numeral 1 inciso g) y numeral 2 inciso f) del presente artículo, se deberá adicionalmente notificar al Servicio Geológico Colombiano con al menos setenta y dos (72) horas de antelación.

Artículo 18. Almacenamiento y disposición de Material Radiactivo de Origen Natural (NORM) presente en cortes, sólidos, tubería, fluido de retorno o agua de producción durante la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. En el evento en que los niveles de actividad de los Materiales Radiactivos de Origen Natural (NORM) superen los niveles de actividad establecidos para exención o dispensa estos deberán ser tratados de conformidad con lo establecido en la reglamentación vigente para las prácticas con materiales radiactivos.

El almacenamiento de residuos de Materiales Radiactivos de Origen Natural (NORM) deberá hacerse de acuerdo con lo establecido en el Reglamento para la Gestión de Desechos Radiactivos (Resolución 18 0005 del 5 de enero de 2010) o en la norma que lo modifique o sustituya.

En caso de ser necesario el transporte de los residuos NORM deberá hacerse de conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento de Transporte Seguro de Material Radiactivo (Resolución

18 1682 del 9 de diciembre de 2005) o en la norma que lo modifique o sustituya y de las demás regulaciones nacionales e internacionales aplicables.

Artículo 19. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el ***Diario Oficial*** y deroga la Resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012 –excepto los artículos 18 y 19 relativos a los Acuerdos Operacionales e Intervención del Ministerio de Minas y Energía, en el marco de lo establecido en el artículo 4° del Decreto 3004 de 2013– y demás normas que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 27 de marzo de 2014.

El Ministro de Minas y Energía,

Amílcar David Acosta Medina.