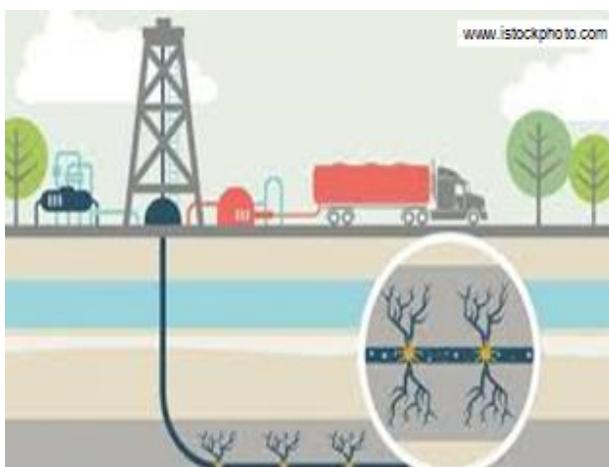




CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA



**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES
AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

El objetivo de este estudio es identificar los potenciales impactos y riesgos ambientales de las actividades relacionadas con la técnica del fracturamiento hidráulico (*fracking*), específicamente sobre el recurso hídrico, pues este constituye un bien crucial para la población y demás seres vivos, además de aportar en la generación y mantenimiento del desarrollo económico y el bienestar de la sociedad en general. Por otro lado, se presenta un análisis identificando las debilidades institucionales del Estado Colombiano, en aspectos de planeación y normativos de tipo técnico-ambiental, para implementar el *fracking* en el país.

Aprobado y Liberado:

Dr. Diego Alvarado Ortiz

Contralor Delegado para el Medio Ambiente

Liberado: 21 Diciembre 2018

Revisado:

Dr. Luis Francisco Balaguera Baracaldo

Director DES – CDMA

Fecha revisión: 30 Agosto 2018

Revisado:

Dra. Marisol Millán Hernández

Directora DES – CDMA

Fecha revisión: 21 Diciembre 2018

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

EDGARDO JOSÉ MAYA VILLAZÓN
Contralor General de la República
2014 – 2018

CARLOS FELIPE CÓRDOBA LARRARTE
Contralor General de la República
2018 – 2022

GLORIA AMPARO ALONSO MÁSMELA
Vicecontralora General de la República

ADRIANA HERRERA BELTRAN
Vicecontralora General de la República

RICARDO RODRÍGUEZ YEE
Vicecontralor General de la República

DIEGO ALVARADO ORTIZ
Contralor Delegado para el Medio Ambiente

LUIS FRANCISCO BALAGUERA BARACALDO
Director de Estudios Sectoriales CDMA

MARISOL MILLÁN HERNÁNDEZ
Directora de Estudios Sectoriales CDMA

Participaron en la elaboración de este estudio:

Carlos Enrique Ángel Martínez
Contratista. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Manuel David Lara Correa
Contratista. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Roberto Rafael Torres Becerra
Asesor de Gestión. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Edgar Enrique Roa Acosta
Profesional. Dirección de Vigilancia Fiscal. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Diego Mauricio Riaño Suarez
Profesional. Dirección de Vigilancia Fiscal. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

José Raúl Rodríguez Flórez
Profesional. Dirección de Vigilancia Fiscal. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Oscar David Rivero López
Profesional. Dirección de Vigilancia Fiscal. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Juan Pablo Eljach Pacheco
Asesor de Gestión. Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Par Académico

Dra. Beatriz Elena Ortiz Gutierrez
Docente. Universidad de la Salle

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	14
2	ANTECEDENTES Y CONTEXTO.....	16
3	JUSTIFICACIÓN.....	18
4	DESCRIPCIÓN TÉCNICA GENERAL DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	20
4.1	CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO.....	21
4.2	CONSTRUCCIÓN DE POZO Y SU REVESTIMIENTO	21
4.3	FRACTURA HIDRÁULICA DE SHALES	22
5	ESTADO DEL RECURSO HÍDRICO EN COLOMBIA	27
5.1	RECURSO HÍDRICO SUPERFICIAL	27
5.1.1	Oferta hídrica.....	27
5.1.2	Índice de aridez	28
5.2	RECURSO HÍDRICO SUBTERRÁNEO	31
5.2.1	Características generales de los sistemas acuíferos por áreas hidrográficas.....	33
5.2.2	Inventario nacional de puntos de agua subterránea.....	36
5.2.3	Concesiones de agua subterránea.....	36
5.2.4	Volumen nacional estimado del uso de agua subterránea.....	37
5.2.5	Diagnóstico del estado y gestión del agua subterránea en el país	38
5.2.5.1	Instrumentos normativos	39
5.2.5.2	Avances en Planes de Manejo Ambiental de Acuíferos (PMAA)	41
5.2.5.3	Proyecto MEGIA.....	43
5.2.5.4	Sistemas acuíferos vs. Bloques de YNC.....	43
6	POSIBLES AFECTACIONES DEL <i>FRACKING</i> SOBRE LAS AGUAS SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS	50
6.1	ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES.....	50
6.1.1	DISMINUCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSO HÍDRICO SUPERFICIAL Y SUBTERRÁNEO	53
6.1.1.1	DEMANDA DEL RECURSO HÍDRICO PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	53
6.1.1.2	CALIDAD DEL AGUA.....	56
6.1.2	CONTAMINACIÓN DE AGUAS SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS (ACUÍFEROS DE USO POTENCIAL).....	57
6.1.2.1	COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	58
6.1.2.2	COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	59
6.2	RIESGOS AMBIENTALES.....	60

6.2.1	DISMINUCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO EN LAS FUENTES SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS.....	61
6.2.2	DERRAMES O FUGAS DE FLUIDOS EN SUPERFICIE, ESCURRIMIENTO E INFILTRACIÓN DE AGUAS RESIDUALES.....	61
6.2.2.1	VOLUMEN DE AGUA PRODUCIDA Y FLUJO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA.....	65
6.2.2.2	REFLUJO DE FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO INYECTADO.....	66
6.2.2.3	MANIPULACIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN Y POTENCIAL DE DERRAME.....	67
6.2.2.4	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	68
6.2.3	INCERTIDUMBRE O DIFICULTAD PARA ESPECIFICAR LOS EFECTOS TÓXICOS Y AMBIENTALES DE LOS ADITIVOS EN LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	70
6.2.4	DESPLAZAMIENTO DE LAS SUSTANCIAS NATURALES CONTENIDAS EN LAS CAPAS DE HIDROCARBUROS HACIA LAS FUENTES HÍDRICAS SUBTERRÁNEAS.....	70
6.2.5	MIGRACIÓN O FUGA DE FLUIDOS DE FRACTURA O AGUAS DE RETORNO Y AGUAS DE PRODUCCIÓN HACIA LOS ACUÍFEROS.....	71
6.2.6	AFLORAMIENTO DE FLUIDOS A LA SUPERFICIE.....	71
7	REGLAMENTACIÓN RELACIONADA CON LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	76
7.1.1	Legislación internacional vs Legislación Colombiana.....	76
8	CONCLUSIONES.....	88
9	REFERENCIAS.....	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Esquema del fracturamiento hidráulico.....	26
Figura 2.	Distribución del índice de aridez por área hidrográfica.....	29
Figura 3.	Mapa de áreas hidrográficas en Colombia.....	30
Figura 4.	Índice de aridez en Colombia.....	31
Figura 5.	Distribución de provincias hidrogeológicas en Colombia.....	34
Figura 6.	Localización de sistemas acuíferos en Colombia.....	35
Figura 7.	Distribución de los tipos y condiciones de los puntos de agua.....	36
Figura 8.	Usos del agua concesionada sujeta a cobro por tasa de utilización de agua (TUA).....	37
Figura 9.	Localización de cuencas priorizadas para la realización de los POMCA vs. localización de Bloques de YNC (TUA).....	40
Figura 10.	Localización de algunos PMAA vs. localización de Bloques de YNC.....	42
Figura 11.	Localización de áreas con estudios hidrogeológicos realizados por Ingeominas hasta el año 2004 vs. localización de Bloques de YNC.....	44
Figura 12.	Localización de Sistema de Acuíferos, Páramos, PNN, PNR en zonas de influencias de YNC.....	45
Figura 13.	Químicos usados en la fracturación hidráulica y con potenciales riesgos carcinogénicos.....	59
Figura 14.	Algunas de las maneras que el metano de shale gas fracking podría encontrar su camino hacia un acuífero.....	62
Figura 15.	Riesgo de derrames para recurso hídrico subterráneo.....	63
Figura 16.	Representación de migración de fluidos hacia las aguas subterráneas.....	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Fluidos utilizados para la fracturación hidráulica en función de su composición de fluido base .	25
Tabla 2.	Distribución de la oferta hídrica y caudales por áreas hidrográficas	27
Tabla 3.	Rendimientos por área hidrográfica	28
Tabla 4.	Recarga, reservas calculadas, reservas explotables y demanda calculada en ocho sistemas acuíferos nacionales	38
Tabla 5.	Sistemas acuíferos presentes en las áreas de los bloques de yacimientos no convencionales en exploración y disponibles	45
Tabla 6.	Nivel del conocimiento de los sistemas acuíferos en áreas de influencia de yacimientos no convencionales en Colombia.....	48
Tabla 7.	Matriz de identificación aspectos e impacto ambientales del fracturamiento hidráulico según experiencias internacionales	52
Tabla 8.	Consumo de agua para perforación y fracturamiento por pozo que explotan yacimientos no convencionales de hidrocarburos.....	54
Tabla 9.	Aspectos ambientales relacionados con el recurso hídrico en yacimientos no convencionales .	64
Tabla 10.	Tasas de producción de agua producidas a largo plazo (gal / día por pozo) para pozos en yacimientos no convencionales.....	66
Tabla 11.	Características del agua de retorno para pozos en yacimientos no convencionales.	66
Tabla 12.	Posibles riesgos ambientales y sus impactos asociados según experiencias internacionales ...	73
Tabla 13.	Regulación internacional en procesos claves relacionados con el fracturamiento hidráulico y paralelo comparativo con el país.....	76
Tabla 14.	Reglamentación nacional ambiental y administrativa para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales	84

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1 BREVE DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS EN EL MUNDO EN LOS QUE SE HA EMPLEADO LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

ANEXO 2. RESUMEN DEL MARCO JURÍDICO NACIONAL RESPECTO A LA PROTECCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO Y A LA REGULACIÓN TÉCNICA Y AMBIENTAL DE LA ACTIVIDAD DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.

ANEXO 3. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.

ANEXO 4 LEGISLACIÓN AMBIENTAL A NIVEL INTERNACIONAL RELACIONADA CON LA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA.

ANEXO 5. REGISTRO DE EVIDENCIAS DE INCIDENTES E IMPACTOS AL RECURSO HÍDRICO DERIVADOS DE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A NIVEL INTERNACIONAL.

ANEXO 6. MATRIZ SÍNTESIS DEBATE SOCIAL EN TORNO AL FRACKING PARA EXPLOTACIÓN DE YNC

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS USADOS

- **ACP:** Asociación Colombiana del Petróleo
- **AMEC:** International Association for Measurement and Evaluation of Communication
- **ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos
- **ANLA:** Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- **AWWA:** American Water Works Association
- **BBL:** Barril de fluido (158,98 litros)
- **CAR:** Corporación Autónoma Regional
- **CARSUCRE:** Corporación Autónoma Regional de Sucre
- **CAS:** Corporación Autónoma Regional de Santander
- **CAS*:** Chemical Abstract Service
- **CAT:** Catatumbo
- **CBM:** Coal Bed Methane - Gases de Metano Asociados a Mantos de Carbón
- **CCA:** Council of Canadian Academies
- **CGR:** Contraloría General de la República de Colombia
- **CMHPG:** Carboxymethyl Hydroxypropyl Guar Gum
- **CMHEC:** Carboxymethylhydroxyethyl cellulose
- **COIMCE:** Colegio Oficial de Ingenieros de Minas de España
- **COLCIENCIAS:** Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación de Colombia
- **COR:** Cordillera Oriental
- **CRQ:** Corporación Autónoma Regional del Quindío
- **CVC:** Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca
- **EAE:** Evaluación Ambiental Estratégica
- **EIA:** United States Energy Information Administration
- **EIA*:** Estudio de Impacto Ambiental
- **ENA:** Estudio Nacional del Agua
- **EPA:** United States Environmental Protection Agency - Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos
- **EUA:** Estados Unidos de América
- **E&P:** Exploración y producción de hidrocarburos
- **FUNIAS:** Formulario Único Nacional de Inventario de Aguas Subterráneas
- **GAL:** Galón de fluido (3,785 l)
- **GAO:** Government Accountability Office - Contraloría General de los Estados Unidos
- **GLP:** Gas licuado de petróleo
- **GIZ:** Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional).
- **GWP:** Global Water Partnership
- **GWPC:** Groundwater Protection Council
- **GPC:** Gigapie cúbico de gas (10^9 ft³)
- **HEC:** Hidroxietilcelulosa
- **HPG:** Hydroxypropyl Guar Gum
- **IEA:** International Energy Agency
- **ICA:** Informe de Cumplimiento Ambiental
- **IDEAM:** Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
- **INGEOMINAS:** Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras (acrónimo en desuso y modificado por SGC)
- **MADS:** Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible
- **MEGIA:** Modelo Multiescala de Gestión Integral del Agua. Proyecto a realizarse en un sector de interés dentro del VMM, generado por la ANH y firmado en 2018 para su ejecución por parte de la Universidad Nacional de Colombia.

- **MIIG:** Motor de Integración de Información Geocientífica
- **MIT:** Massachusetts Institute of Technology.
- **MLBS:** Millones de barriles de petróleo
- **Mm³:** Mil metros cúbicos (1000 m³)
- **MMCF:** Millones de pies cúbicos (10⁶ ft³)
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **MRV:** Monitoreo, reporte y verificación.
- **MSDS:** *Material safety data sheet* - ficha de datos de seguridad
- **ND:** No determinado, sin fecha determinada
- **NORM:** Naturally Occurring Radioactive Material
- **OMS:** Organización Mundial de la Salud
- **PMAA:** Plan de Manejo Ambiental de Acuíferos
- **POMCA:** Plan de Ordenamiento y Manejo de una Cuenca
- **PMA:** Plan de Manejo Ambiental
- **PNN:** Parque Nacional Natural
- **PNR:** Parque Nacional Regional
- **RSNC:** Red Sismológica Nacional de Colombia
- **SDT - TDS:** Sólidos disueltos totales – *Total Dissolved Solids*
- **S.F:** Sin fecha
- **SGC:** Servicio Geológico Colombiano
- **SIAC:** Sistema de Información Ambiental Colombiano
- **SIG:** Sistemas de Información Geográfica
- **SPE:** Society of Petroleum Engineers
- **TCF:** Terapias cúbicas de gas (10¹² ft³).
- **TENORM:** Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Material
- **TOXNET:** Toxicology Data Network – Base de Datos de Toxicología
- **TUA:** Tasa por Utilización de Agua
- **VMM:** Valle medio del Magdalena.
- **VSM:** Valle superior del Magdalena
- **YNC:** Yacimientos de hidrocarburos no convencionales
- **YRG:** Yacimientos en roca generadora. Esta es de uso más reciente, pero puede considerarse equivalente a YNC.

GLOSARIO

- **Acuífero (*Aquifer*):** cuerpo de roca cuya saturación de fluidos (agua), porosidad y permeabilidad permiten la producción de agua subterránea.
- **Agua producida (*Produced water*):** también conocida como *agua de producción*. Término utilizado para describir el agua del subsuelo profundo, generada como un subproducto de la extracción de gas y petróleo. En conjunto con el fluido de retorno componen las *aguas residuales*.
- **Agua residual (*Wastewater*):** fluido resultante de la actividad de fracturamiento hidráulico. Se compone de las aguas de producción y fluidos de retorno; generalmente contiene químicos, metales pesados y componentes radioactivos.
- **Agua subterránea (*Groundwater*):** agua almacenada en capas de roca bajo la superficie del terreno.
- **Aljibe:** son pozos excavados manualmente, con diámetros considerables (entre 0,6 a 3 m) y profundidades que generalmente no superan los 30 m.
- **Anoxia (*Anoxia*):** condición del medio ambiente en el que no hay contenido de oxígeno o hay muy poco. Esta falta de oxígeno es un factor determinante en la preservación de la materia orgánica en los sedimentos.
- **Aspecto ambiental (*Environmental aspect*):** elemento de las actividades, productos o servicios de una organización que puede interactuar con el medio ambiente.
- **Biocida (*Biocide*):** Aditivo de uso frecuente en la técnica de fracturamiento hidráulico para prevenir la formación de excesos de colonias bacterianas en el tubing productor y así evitar obstrucciones de flujo de crudo y gas.
- **Biogénico (*Biogenic*):** formado a partir de procesos biológicos.
- **Ciclo de carbono (*Carbon cycle*):** ciclo biogeoquímico que relaciona el carbono de la biosfera, geosfera, hidrosfera y atmósfera y el intercambio entre ellas.
- **Ciclo litológico/Ciclo de las rocas (*Rock cycle*):** es el ciclo geológico que relaciona la formación de las rocas y sus transformaciones a lo largo del tiempo, debido a distintos procesos de la Tierra, dando lugar a los tres grandes grupos o familias de rocas: ígneas, metamórficas y sedimentarias.
- **Combustible fósil (*Fossil fuel*):** combustible que procede de la descomposición natural de la materia orgánica acumulada, enterrada y transformada en el subsuelo y que es generado por procesos geológicos que se desarrollan a lo largo de millones de años.
- **Falla (*Fault*):** superficie de fractura en la corteza terrestre, a lo largo de la cual ha habido desplazamiento de los bloques uno respecto al otro.
- **Fluido de fracturamiento (*Frack fluid*):** fluido inyectado en un pozo como parte de una operación de estimulación hidráulica; generalmente contiene agua, agente de sostén o apuntalante y aditivos químicos.
- **Fluido de retorno (*Flowback*):** también denominado *contraflujo* o *flujo de retorno*. Fluido generado inmediatamente después de una actividad de *fracking*, que contiene parte del fluido de estimulación hidráulica junto con otros componentes de origen natural que hayan podido ser arrastrados del yacimiento donde se realiza la fractura. En conjunto con el agua producida componen las *aguas residuales*.
- **Fracturamiento hidráulico (*Fracking*):** también denominado estimulación hidráulica; se refiere al proceso en el cual se fracturan las rocas a profundidad, utilizando fluidos a altas presiones.
- **Gas natural (*Natural gas*):** combustible fósil, usualmente metano, extraído de rocas. Mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, se encuentra en yacimientos en el subsuelo y puede ser asociado (gas mezclado con crudo) o libre.
- **Gas natural líquido (*Liquified natural gas*):** gas natural que ha sido convertido a estado líquido para facilitar su transporte y/o almacenamiento.
- **Gases de efecto invernadero (*Greenhouse gases*):** gases presentes en la atmósfera que permiten la acumulación de calor, generando el efecto invernadero.
- **Guar (*Guar gum*):** sustancia empleada en la estimulación hidráulica para aumentar la viscosidad de fluidos y hacer que el bombeo a alta presión y el proceso de fracturamiento sean más eficientes.

- **Hidrocarburos (*Hydrocarbons*):** grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno; son los más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Petróleo, gas natural, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano.
- **Hidrocarburos convencionales (*Conventional hydrocarbons*):** gas y petróleo extraídos de rocas con alta permeabilidad, generalmente de una sola estructura geológica
- **Hidrocarburos no convencionales (*Unconventional hydrocarbons*):** también se denominan *yacimientos en roca generadora*. Comprenden gas y petróleo extraídos de rocas con baja permeabilidad. En la actualidad, el término se utiliza en referencia a recursos de petróleo y gas cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de trampas de fluido u otras características difieren de la arenisca convencional y de los yacimientos de carbonato. El metano de capas de carbón, los hidratos de gas, el gas de lutita, los yacimientos fracturados y las arenas gasíferas compactas se consideran recursos no convencionales.
- **Huella de Carbono (*Greenhouse gas footprint*):** son las emisiones totales de gases de efecto invernadero, en toneladas equivalentes, de un producto a lo largo de su ciclo de vida, desde la generación de las materias primas empleadas en su producción hasta la eliminación del producto acabado.
- **Impacto ambiental (*Environmental impact*):** cualquier alteración en el sistema ambiental biótico, abiótico y socioeconómico que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad.
- **Isótopo:** variedades de átomos que tienen el mismo número atómico y que, por lo tanto, constituyen el mismo elemento aunque tengan un diferente número de masa.
- **Lodo de perforación (*Drilling mud*):** serie de fluidos espesos utilizados para enfriar las herramientas de perforación y al mismo tiempo extraer los recortes de roca generados a medida que se avanza en la perforación.
- **Maduración (*Maturation*):** el estado de una roca generadora con respecto a su capacidad para generar petróleo o gas. Cuando una roca generadora comienza a madurar, genera gas. Cuando una roca generadora potencialmente petrolífera madura, a la generación de petróleos pesados le sigue la generación de petróleos intermedios y livianos. Sobre una temperatura de aproximadamente 100 °C [212 °F] solo se genera gas seco y resulta inminente un grado incipiente de metamorfismo.
- **Manantial:** es una fuente natural de agua, permanente o temporal, que brota de la tierra o entre las rocas. Se origina por la filtración de agua en el terreno, a partir de lluvia o de nieve, que penetra en un área a mayor o menor profundidad, migra diferentes distancias y emerge finalmente en otra de menor altitud. Generalmente los manantiales van ligados a la presencia de niveles impermeables en el subsuelo, que impiden que el agua se siga infiltrando y la obligan a salir a la superficie.
- **Materia orgánica amorfa (*Amorphous organic matter*):** materia orgánica microscópica sin estructura definida, que se encuentra como componente en las rocas.
- **Metano (*Methane*):** combustible fósil con fórmula CH₄, el componente más común del gas natural.
- **Monitoreo microsísmico (*Microseismic monitoring*):** la utilización de sismógrafos de alta sensibilidad para rastrear el proceso de fracturamiento hidráulico.
- **Nivel freático/tabla de agua (*Freatic level/Water table*):** límite superior de la zona saturada con agua en el subsuelo.
- **NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material/Material radiactivo de origen natural*):** Materiales que pueden contener cualquiera de los radionucleidos primordiales o elementos radiactivos tal como se producen en la naturaleza, como el radio, el uranio, el torio, el potasio y sus productos de desintegración radioactiva. El procesamiento posterior de estos materiales puede aumentar la concentración de estos radionucleidos. Algunas industrias en su procesamiento, concentran estos radionucleidos naturales (convirtiéndolos en TENORM), pudiendo causar algún riesgo a la población si no son controlados.
- **Pasivo ambiental (*Environmental liability*):** aquella situación ambiental que, generada por el hombre en el pasado y con deterioro progresivo en el tiempo, representa actualmente un riesgo al ambiente y

la calidad de vida de las personas. Un pasivo ambiental puede deteriorar la calidad del agua, el suelo, el aire y los ecosistemas. Estos han sido generalmente producidos por las actividades del hombre, ya sea por desconocimiento, negligencia o por accidentes, a lo largo de su historia.

- **Período carbonífero (*Carboniferous period*):** período del tiempo geológico perteneciente al Paleozoico, que abarca desde hace 300 millones de años hasta hace 360 millones de años.
- **Permeabilidad (*Permeability*):** característica de la roca almacenadora que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados.
- **Play:** son un conjunto de acumulaciones de crudo no muerto o gas natural descubiertas, no descubiertas o posibles, que exhiben características geológicas similares; se encuentran dentro de cuencas sedimentarias, que son depresiones geológicas de gran escala, a menudo de cientos de millas de ancho, que también pueden contener otros recursos de petróleo y gas natural.
- **Porosidad (*Porosity*):** medida de los espacios vacíos o poros existentes entre las partículas que constituyen una roca.
- **Pozo horizontal (*Horizontal well*):** pozo inicialmente perforado de manera vertical y luego desviado a profundidad con ángulos cercanos a los 90°, siguiendo la capa de roca que se desea explotar. Dado que un pozo horizontal generalmente penetra una mayor longitud de yacimiento, puede ofrecer un mejoramiento significativo de la producción con respecto a un pozo vertical.
- **Pozo de inyección (*Injection well*):** Pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal mantener la presión de yacimiento y disponer aguas de producción. Generalmente se reinyectan aguas residuales tratadas.
- **Pozo de producción (*Producing well*):** pozo productor de fluidos (gas, petróleo o agua).
- **Pozo profundo:** son captaciones de agua subterránea construidas mediante perforaciones mecánicas de gran profundidad en comparación con el diámetro, revestidas en PVC o acero y están dotadas de rejillas para captar las zonas permeables de los acuíferos. Su estructura es vertical, salvo algunas excepciones como las galerías filtrantes y los pozos radiales.
- **Principio de precaución:** concepto que respalda la adopción de medidas protectoras ante las sospechas fundadas de que ciertos productos o tecnologías crean un riesgo grave para la salud pública o el medio ambiente, pero sin que se cuente todavía con una prueba científica definitiva de tal riesgo. Este principio exige la adopción de medidas de protección antes de que se produzca realmente el deterioro del medio ambiente, operando ante la amenaza a la salud o al medio ambiente y la falta de certeza científica sobre sus causas y efectos. Cuando haya peligro de considerable reducción o pérdida de diversidad biológica, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas que impidan o minimicen dicho peligro.
- **Principio de prevención (*Precautionary principle*):** aquel por el que, ante una situación de riesgo cierto, deben adoptarse las medidas de vigilancia y previsión necesarias para evitar las posibles consecuencias negativas.
- **Propante (*Proppant*):** constituyente del fluido de estimulación hidráulica, usualmente arena o diminutas partículas cerámicas, que se utilizan para mantener la fractura abierta una vez la presión de la estimulación hidráulica se reduce. También conocido como *agente apuntalante* o simplemente *apuntalante*.
- **Quemador (*Flare*):** estructura que consta de una torre vertical y quemadores utilizados para quemar vapores de combustible. Por lo general, se coloca un quemador cerca de un pozo productor o en una planta o refinería de gas. Al quemador también se le denomina antorcha.
- **Radionucleido (*Radionuclide*):** es un nucleido (núcleo atómico caracterizado por su número de protones y por su número de neutrones), de tipo inestable y que, por tanto, degenera emitiendo radiaciones ionizantes.
- **Radón (*Radon*):** gas radiactivo de origen natural. El carbón mineral contiene gran cantidad de radón. Las concentraciones más altas se han registrado en zonas donde se lleva a cabo la incineración de basura y otros residuos sólidos en donde se utiliza este material como combustible.
- **Recortes de perforación (*Drill cuttings*):** restos de roca fragmentada que se generan debido a la perforación. Se criban a partir del sistema de lodo líquido en las zarandas vibratorias y son

monitoreados en cuanto a composición, tamaño, forma, color, textura, contenido de hidrocarburos y otras propiedades.

- **Recuperación mejorada de petróleo (Recobro mejorado-*Enhanced Oil Recovery*, EOR):** segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua.
- **Recurso (*Resource*):** volumen total de hidrocarburos existentes en las rocas del subsuelo en un yacimiento, también conocido como volumen original *in situ*.
- **Registro fósil (*Fossil record*):** secuencia de fósiles existentes a lo largo del tiempo geológico, analizada estratigráficamente.
- **Reología (*Rheology*):** rama de la física que estudia la manera en que se deforma y fluye la materia; incluye su elasticidad, plasticidad y viscosidad.
- **Reserva (*Reserve*):** volumen de hidrocarburos en el subsuelo que se estima será producido técnica y económicamente a partir de determinada fecha, mediante la implementación de un proyecto de desarrollo.
- **Riesgo ambiental (*Environmental risk*):** probabilidad de ocurrencia de un fenómeno o situación accidental como resultado del desarrollo de una actividad, producto o servicio de una organización que puede afectar directa o indirectamente al medio ambiente. Por ejemplo, las fugas de productos químicos en tanques de almacenamiento.
- **Roca generadora / roca madre (*Source rock*):** roca rica en contenido de materia orgánica que si recibe calor en grado suficiente generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas (*shale*) o calizas, contienen aproximadamente un 1 % de materia orgánica y al menos 0,5 % de carbono orgánico total (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10 % de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres (tales como el carbón) tienden a ser potencialmente gasíferas.
- **Roca inmadura (*Immature rock*):** en geología del petróleo se refiere a la roca que contiene materia orgánica pero que no ha alcanzado la temperatura suficiente para producir petróleo y/o gas.
- **Roca madura (*Mature rock*):** en geología del petróleo se refiere a la roca que contiene materia orgánica que ya ha alcanzado temperatura suficiente para producir petróleo y/o gas.
- **Roca yacimiento / roca almacenadora (*Reservoir rock*):** roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) con un alto grado de permeabilidad que permite que el petróleo migre hacia ellas; dadas sus características estructurales o estratigráficas, forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.
- **Sección sísmica (*Seismic section*):** perfil sísmico que resulta del empleo de la técnica de la reflexión de las ondas sísmicas y que sirve para interpretar la geología del subsuelo.
- **Shale:** en idioma español es comúnmente traducido como *lutita*, *pizarra* o *esquistos*; sin embargo, cada uno de estos términos presenta definiciones litológicas distintas. En la industria del *fracking* hace referencia a una roca detrítica de grano muy fino, fisible, con laminación paralela a la estratificación y que no ha sufrido condiciones de metamorfismo, relativamente impermeable y que puede contener cantidades relativamente grandes de material orgánico en comparación con otros tipos de rocas y, por consiguiente, posee el potencial para convertirse en roca generadora rica en hidrocarburos. No obstante, no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales.
- **Sismología (*Seismology*):** estudio científico de los sismos.
- **Suministro doméstico de agua (*Domestic water supply*):** fuente de agua que proporciona agua potable para uso privado y doméstico.
- **Tanques de condensados (*Condensate tanks*):** tanques que almacenan y transportan el gas natural líquido, constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.
- **Termogénico (*Thermogenic*):** formado por calor.

- **TENORM (*Technologically enhanced naturally occurring radioactive material* / *Material radiactivo de origen natural tecnológicamente mejorado*):** materiales radiactivos de origen natural que han sido concentrados o expuestos al medio ambiente accesible como resultado de actividades industriales como la extracción de minerales o procesamiento del agua. Los TENORM se pueden encontrar en algunas corrientes de efluentes y de residuos generados, en forma de desechos de metales, barros, escorias o fluidos. La exposición a estos materiales ha incrementado en los últimos años debido al desarrollo de actividades que tienden a concentrar estos elementos radiactivos, como la combustión del carbón mineral, el empleo de fertilizantes y la producción de combustibles y gases derivados del petróleo. Además, los relaves y aguas ácidas, producto de la actividad minera, presentan grandes cantidades de material radiactivo que debe ser controlado a fin de evitar exposiciones radiactivas innecesarias en la población.
- **Tubería de revestimiento (*Casing*):** en un pozo para hidrocarburos es una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. La tubería de revestimiento se baja para proteger formaciones de agua dulce, aislar zonas de pérdida de circulación o formaciones con gradientes de presión significativamente diferentes. Debe tolerar una diversidad de fuerzas, tales como aplastamiento, explosión y falla por tracción, además de las salmueras químicamente agresivas. Su finalidad es evitar y prevenir el intercambio de fluidos entre el pozo y la roca atravesada.
- **Yacimiento convencional (*Conventional reservoir*):** son todos aquellos yacimientos donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Estos yacimientos presentan buenas porosidades y moderadas a buenas permeabilidades, son fáciles de desarrollar y se les asocian con reservas limitadas, explotables en pocos años.
- **Yacimiento no convencional (*Unconventional reservoir*):** también conocido como yacimiento en roca generadora; es todo aquel en donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y, la mayoría de las veces, independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia con muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas y gas de lutitas.
- **Zona saturada (*Saturated zone*):** área del subsuelo que se encuentra saturada de agua subterránea. Su límite superior es el nivel freático o superficie freática.

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento se compone de dos partes que se exponen de manera separada. La primera incluye el texto principal, en el cual se desarrolla el cuerpo central del informe, y la segunda contiene los anexos donde se incluyen todos los documentos que complementan el texto principal.

La primera parte, incluye, al comienzo, los apartes sobre abreviaturas y acrónimos usados, al igual que un glosario, el cual plasma las definiciones de los términos técnicos relacionados y empleados en el documento. A continuación, se desarrollan los siguientes capítulos: 1) Introducción, donde se describe de manera muy sucinta el contenido de cada ítem o capítulo desarrollado en el presente trabajo; 2) Antecedentes y Contexto, que pretende aportar una visión genérica de la historia del desarrollo de la técnica del *fracking* en el mundo y el estado actual del intento de su implementación en Colombia; 3) Justificación, en la que se enmarcan, específicamente para Colombia, las condiciones en que se da, por parte del Gobierno central, la propuesta de explorar y explotar los yacimientos de hidrocarburos no convencionales (YNC) en áreas previamente establecidas como de mayor potencial y se resalta la carencia de estudios de línea base sobre los recursos naturales que estarían en riesgo de ser afectados por la ejecución potencial de esa política. Adicionalmente, se incluyen algunos argumentos enfocados hacia una potencial afectación de los recursos hídricos subterráneos y superficiales en el país, dada la fragilidad y la disponibilidad de ese recurso. Finalmente, se complementa con los argumentos que justifican la realización del presente trabajo; 4) Descripción Técnica General del Fracturamiento Hidráulico, que se concentra en las distintas etapas que incluye la implementación de esta técnica relacionándolas con los posibles impactos que se podrían generar sobre el agua; en particular, se trata principalmente la fractura hidráulica en *shales*; 5) Estado del Recurso Hídrico en Colombia, que, con base en estudios previos, pretende exponer de forma general el estado del conocimiento y desarrollo de las aguas subterráneas y superficiales en el país, así como su importancia ambiental; 6) Posibles afectaciones del *Fracking* sobre las Aguas Superficiales y Subterráneas, capítulo en el que de manera genérica se describen los posibles riesgos ambientales sobre aguas superficiales y subterráneas en relación con las diversas actividades que se desarrollan durante la ejecución de esta técnica de producción de hidrocarburos. 7) Reglamentación relacionada con la exploración y explotación de YNC, en el cual se muestra un paralelo entre la legislación nacional versus la legislación en Estados Unidos, Canadá Argentina y China en cinco aspectos claves relacionados con la técnica del *fracking* (manejo de vertimientos, reinyección de *flowback* y aguas de producción, manejo de NORM – TENORM, revelación de sustancias químicas empleadas en la fase de estimulación hidráulica y regulación en torno a la sismicidad inducida) y que en su parte final muestra un listado de la normatividad vigente del *fracking* en el país; ; 8) Conclusiones; 9) Referencias, que incluye solamente la directamente consultada y citada en el presente trabajo.

A manera de documento complementario, en la segunda parte de este informe, también denominada Anexos, se presentan 5 en total, que en su orden son: Anexo 1) Breve descripción de proyectos en el mundo en los que se ha empleado la técnica de fracturamiento hidráulico, donde se describe de manera resumida la experiencia acumulada en cuatro países (Estados Unidos, Canadá, China y Argentina) sobre los aspectos normativos relacionados con la regulación, monitoreo y seguimiento de la aplicación del fracturamiento hidráulico en los yacimientos en roca generadora, los cuales, a finales de 2014, fueron los únicos en el mundo que estaban produciendo volúmenes comerciales de gas natural y crudo mediante esta técnica. Anexo 2) Resumen Marco Jurídico Nacional respecto a la protección del recurso hídrico y a la regulación técnica y ambiental de la actividad de fracturamiento hidráulico en yacimientos de hidrocarburos no convencionales, en el cual se extraen, en formato de fichas, los aspectos fundamentales de normas (decretos, resoluciones, acuerdos, etc.) relacionadas con el recurso hídrico. Anexo 3) Actividades de exploración y producción de hidrocarburos a partir de yacimientos no convencionales en Colombia. Describe el estado actual de los contratos de los bloques exploratorios, actividades exploratorias realizadas, específicamente, en los contratos de La Loma (Cesar) y en Magdalena Medio (Sur del Cesar). Anexo 4) Legislación ambiental a nivel internacional relacionada con la estimulación hidráulica. Este anexo involucra un análisis de los aspectos normativos relacionados con la regulación, monitoreo y seguimiento del *fracking* en los Estados Unidos, Canadá, China y Argentina; incluyendo

conclusiones enfocadas hacia la realidad Colombiana tendientes a mantener un ambiente sano. Anexo 5) Registro de evidencias de incidentes e impactos al recurso hídrico derivadas de la exploración y producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales a nivel internacional. Este registro se hace para los mismos 4 países; se resume en tablas, mapas y gráficos, en especial para los Estados Unidos de América, donde se encuentran mejor documentados estos aspectos.

2 ANTECEDENTES Y CONTEXTO

La historia del *fracking* inicia con el fracturamiento de rocas de yacimientos convencionales con detonaciones de dinamita y nitroglicerina, técnica patentada en 1865 por Edward Roberts, denominada en ese entonces como *exploding torpedo*; utilizada con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos y fue ampliamente aplicada en los estados de Pensilvania, Kentucky y West Virginia, en los Estados Unidos (Wells, s.f.). En las últimas décadas del siglo XIX y principios del siglo XX, la invención de Roberts fue utilizada por pequeños propietarios privados de pozos petroleros, con el fin de incrementar la producción de crudo tras las declinaciones típicas de producción de estas estructuras.

Durante los años 30 del siglo pasado, la idea de inyectar un fluido ácido no explosivo a alta presión en el yacimiento para provocar su estimulación comenzó a ser considerada; para 1938, alrededor de 25.000 pozos habían sido inyectados con ácido en los Estados Unidos. No obstante, el uso de este ácido empezaba a tener aplicaciones limitadas al ser útil exclusivamente para rocas calcáreas con una alta concentración de calcio, el cual es eliminado al reaccionar con el ácido clorhídrico; así, se empezó a adoptar el término de fracturas ácidas si se inyectaba a alta presión o, en el caso contrario, se denominó estimulación ácida (Rusell, 2014).

Para la década de los 40, Floyd Farris realizó investigaciones en el desempeño de pozos frente al fracturamiento ácido, la inyección de agua y operaciones de cementación, concibió la idea de realizar un fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales para mejorar la producción en pozos, realizando una primera prueba experimental en el año 1947 en el Campo de gas Hugoton, que fue denominada "Hydrafrac"; en esta no se empleó agua, sino la inyección de 1000 galones de napalm y gasolina en un yacimiento convencional calcáreo de caliza.

Para 1949, se otorgó una licencia exclusiva del "Hydrafrac" a Halliburton, hasta que a partir del año de 1953 se empezó a emplear agua como fluido de fracturamiento junto con una gran variedad de geles, tensoactivos y rompedores de emulsiones; en la década de los 60 se desarrollaron agentes estabilizadores de arcilla y en los 70 se emplearon espumas y alcoholes (Montgomery & Smith, 2010), que permitieron el uso de agua en un mayor número de formaciones y su implementación en yacimientos convencionales en diversos países del mundo -Noruega, Polonia, Checoslovaquia, Yugoslavia, Hungría, Austria, Francia, Italia, Bulgaria, Rumania, Turquía, Túnez y Argelia, sin ser Colombia la excepción, pues la estimulación hidráulica en yacimientos convencionales como método de incremento de producción en pozos fue introducida desde la década de los 50, específicamente en actividades de recobro secundario y terciario, que buscan aumentar la producción de cierto tipo de yacimientos. (ACP, 2017).

Hoy en día el fracturamiento hidráulico se constituye en la principal técnica para la producción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales. Según datos de Gallegos & Varela (2015), entre 1947 y 2010, en Estados Unidos casi 1 millón de pozos se han fracturado hidráulicamente y 1,8 millones de pozos han recibido tratamiento de estimulación y fracturamiento ácido, adicionalmente han dado declaración de comercialidad países como China, Canadá y Argentina.

Los yacimientos no convencionales pueden ser agrupados en arenas bituminosas - arenas gasíferas (*tight sands-tight sandstones*), hidratos de metano, lutitas bituminosas (*shale oil*), lutitas gasíferas (*shale gas*) y depósitos de gas metano asociados a mantos de carbón (CBM), los cuales se caracterizan por tener una muy baja permeabilidad, haciendo que la única posibilidad de extraer los hidrocarburos allí alojados sea provocando artificialmente un canal de comunicación entre los poros. Durante el fracturamiento hidráulico, se inyecta a estos yacimientos no convencionales el agua que contiene aditivos químicos y un propante a alta presión, fracturando la formación. El propante mantiene abiertas las fracturas, lo que permite que el petróleo y (o) el gas fluyan al pozo, estimulando así la producción.

En el caso específico de Colombia, existen diversos estudios sobre la presencia, reservas y el potencial productivo de este tipo de yacimientos. Según Visión Ecopetrol (2011), en un informe presentado sobre la

estimación de gas no convencional en el país, Colombia tendría más de 430 Tcf de hidratos de metano en el Valle del Cauca y la costa Atlántica, y entre 10 a 31 Tcf de *shale gas* en las regiones del Catatumbo, Magdalena Medio, centro occidente de Boyacá y suroccidente de Cundinamarca. Todas estas regiones, además del sur de Bolívar, Santander y Guajira y la parte media de Córdoba y Cesar, tienen potencial presencia de yacimientos en roca generadora. Según datos de la U.S. EIA del año 2013, el país tendría en yacimientos no convencionales 55 Tcf y 6800 mlbs técnicamente recuperables.

Tal y como ha ocurrido en el ámbito internacional, en el país la eventual aplicación de la técnica genera controversias, especialmente por los volúmenes de agua necesarios en el proceso, pues podría llegar a afectarse la disponibilidad del recurso hídrico para el consumo humano en los sitios en donde se desarrolle. Además, está la preocupación generada por factores como la liberación de metales pesados e isótopos radiactivos, provocar sismicidad inducida, así como el tratamiento, disposición y reinyección de los fluidos de retorno y aguas de producción, dado que un manejo inadecuado podría tener efectos adversos sobre acuíferos y cuerpos de agua superficial. En virtud de lo anterior, es conveniente que el país cuente con una mejor caracterización de sus recursos geológicos, hídricos, hidrogeológicos, ecosistémicos y socioeconómicos, así como de los posibles riesgos y afectaciones ambientales, ante el desconocimiento de estos factores y en aplicación del principio de prevención, se debe considerar la posibilidad de declarar la moratoria en la aplicación de la técnica mientras se resuelve la incertidumbre, buscando el aprovechamiento sostenible de ese recurso no renovable.

3 JUSTIFICACIÓN

Un elevado porcentaje del consumo de combustibles en Colombia depende de la producción nacional de hidrocarburos, en el mismo sentido la exportación de combustibles fósiles es fuente importante de generación de divisas. En este sentido el país ha venido promoviendo actividades exploratorias con el fin de incrementar las reservas probadas de petróleo y gas, que para finales del año 2016 estaban en 1665 MBL y 4024 GPC, con horizontes de aprovechamiento de 5,1 y 11,18 años, respectivamente (MME, 2018); adicionalmente se debe recordar que la identificación de fuentes alternativas de energía sostenibles no ha sido prioridad del gobierno nacional.

Con el propósito de evitar problemas en la oferta de hidrocarburos, como las experimentadas recientemente por el país cuando se convirtió en importador de hidrocarburos, hecho que generó un impacto negativo sobre la economía nacional, y teniendo en cuenta el potencial de reservas técnicas recuperables estimadas tanto por la EIA como por estudios elaborados para el gobierno nacional, este ha estado trabajando en generar un marco normativo que regule los aspectos administrativos, técnicos y ambientales para la exploración y explotación de YNC. Sin embargo, estos deben estar adaptados a las particularidades geológicas, ambientales y socioeconómicas del territorio nacional, para garantizar un eventual aprovechamiento de este recurso garantizando el goce de un ambiente sano, derecho promulgado en la constitución nacional.

Técnicamente el país tiene un potencial recuperable de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, sin embargo carece de información técnica precisa al persistir vacíos en estudios de detalle y datos completos sobre la línea base, que le permita eventualmente promover su aprovechamiento de manera confiable mediante la estimulación hidráulica. Por ejemplo, según Fierro (s.f), “la cartografía geológica del país no ha contado en las últimas dos décadas con grupos de apoyo académico bien establecidos en geología estructural, estratigrafía, paleontología y petrografía de rocas ígneas y metamórficas. La tectónica, neotectónica y la tectónica activa han sido tradicionalmente disciplinas poco cultivadas en el país; esta cartografía se ha limitado a definir planos de ruptura y límites de unidades, pero en la gran mayoría de los casos se desconoce la evolución de las fallas con todas las implicaciones que esto conlleva”. También se debe resaltar otra particularidad nacional, y es que el origen de sus montañas, piedemontes y valles tuvieron procesos orogénicos complejos, caracterizados por rupturas o grandes deformaciones estructurales que dejaron rocas muy fracturadas.

Con respecto al tema hidrogeológico, gran parte de Colombia, especialmente en los Santanderes, vastas zonas del Magdalena Medio, extremo norte y sureste de Boyacá, sur del Huila, norte y suroccidente del Tolima no cuentan con estudios hidrogeológicos a escalas iguales o menores a 1:25.000 que permitan dar una valoración adecuada del recurso hídrico subterráneo frente a los riesgos que el *fracking* representa, esencialmente en lo relacionado con sismicidad inducida, contaminación de cuerpos superficiales y acuíferos por derrames de *flowback* y aguas de producción, contaminación de acuíferos por conexiones con fracturas naturales, inadecuados procedimientos de abandono de pozos, fallos en el control y seguimiento a la cementación. Lo anterior genera una alta incertidumbre en la magnitud de impactos ambientales derivados de estos riesgos, más aún cuando el control por parte de las autoridades ambientales nacionales se ciñe a la escasa disponibilidad actual de información geoambiental y a la presentada por el solicitante de una licencia ambiental de este tipo de proyectos.

Por otro lado, los costos ambientales y sociales derivados de la eventual implementación de esta técnica han sido insuficientemente estudiados, por lo que resulta indispensable tomar precauciones adicionales y preparar adecuadamente la institucionalidad responsable del control y vigilancia de esta actividad, cuyos resultados pueden ser catastróficos e irreversibles.

Considerando el anterior panorama y con el fin de propender por la protección del recurso hídrico y el desarrollo sostenible en el país, es de vital importancia analizar las experiencias internacionales y nacionales, los estudios técnicos y científicos, los detalles normativos establecidos en el licenciamiento y seguimiento de la actividad de

fracturamiento hidráulico en Colombia, así como el control interinstitucional correspondiente a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el fin de identificar posibles afectaciones ambientales de las aguas subterráneas y superficiales de llegar a emplearse en el país la técnica de fracturamiento hidráulico.

4 DESCRIPCIÓN TÉCNICA GENERAL DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Cuando se habla de fracturamiento hidráulico (o *fracking*), se hace referencia al fracturamiento inducido en la roca generadora, producto de la inyección de agua, arena y aditivos químicos, usualmente en proporciones respectivas del 90%, 9,5% y 0,5%; existen ocasiones en que el porcentaje de productos químicos llega a ser del 2% (EPA, 2015), siendo generalmente ácidos, biocidas, rompedores de emulsiones, controladores de hierro y arcilla, inhibidores de corrosión y de incrustaciones, agentes espumantes, reductores de fricción y surfactantes las sustancias químicas mayormente empleadas (EPA, 2016), las que previamente seleccionadas, dependiendo de las características petrofísicas y geoquímicas del yacimiento a fracturar, son mezcladas luego en superficie e inyectadas a gran presión dentro de la roca generadora, provocando el incremento del agrietamiento natural y/o la generación de nuevas grietas artificiales.

La permanencia de las aberturas inducidas se efectúa gracias al propante, generalmente arena, que puede ser resinada, cerámicos, bauxita o un agente de sostén liviano, dependiendo de la variación de las presiones litostáticas que suprayacen a la roca generadora, a sus gradientes de fractura y a la profundidad a la cual se encuentre el yacimiento. De esta manera, se provoca un aumento de la permeabilidad de la roca, facilitándose el flujo de hidrocarburos desde los yacimientos no convencionales, pues la masiva inyección de fluido aumenta la presión de fondo del pozo y excede la resistencia capilar de la roca; esta situación es contraria a la perforación de un yacimiento convencional, en donde la interconexión de poros y la permeabilidad suele ser mejor, por lo que no se requieren técnicas adicionales para garantizar el drenaje al pozo y la operación, salvo tratamientos de estimulación cuando la producción presenta una tendencia natural de declinación por descompresión y extracción de fluidos a superficie.

Debido a que los depósitos de hidrocarburos no convencionales usualmente poseen una extensión lateral del orden de decenas de metros, y con el propósito de estar en contacto con una mayor cantidad de la roca generadora, los pozos que aprovechan este tipo de yacimientos suelen ser de tipo horizontal. No obstante, en las operaciones de fracturamiento hidráulico también pueden perforarse pozos desviados, pues hay ocasiones en las que es imposible asentar el equipo arriba de la roca generadora objetivo o en las que se perforan pozos verticales para incrementar los volúmenes de producción o prolongar los tiempos de explotación (Lauri, 2013).

De acuerdo a Solivérez (2005), las fuentes más comunes de hidrocarburos considerados como yacimientos no convencionales son las siguientes:

- Arenas bituminosas - arenas gasíferas (*tight sands-tight sandstones*).
- Hidratos de metano.
- Lutitas bituminosas (*shale oil*).
- Lutitas gasíferas (*shale gas*).
- Depósitos de gas metano asociados a mantos de carbón (CBM).

El *shale gas* y el *shale oil* son hidrocarburos que se han formado en rocas de arcilla y no han podido migrar completamente para acumularse en un yacimiento, quedando en gran parte retenidos en ese lecho rocoso. Las arenas bituminosas y gasíferas se encuentran en rocas de baja porosidad y permeabilidad (generalmente arenas, areniscas y limolitas muy compactas), en las que han quedado atrapadas después de la maduración en el lecho rocoso. En cuanto al gas de capas de carbón, este tiene la característica de ser adsorbido en los microporos del carbón y del suelo, al encontrarse a menores profundidades con respecto a la superficie en comparación con los demás tipos de yacimientos no convencionales. Aunque el fracturamiento hidráulico es esencial para el desarrollo de gas asociado a lutitas, este no es siempre el caso para el desarrollo de gas asociado a mantos de carbón, ya que en este tipo de depósitos la perforación horizontal a lo largo de la capa de gas a menudo conduce a un drenaje efectivo.

4.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO

La primera etapa en el proceso de desarrollo es preparar y construir el sitio de la plataforma de pozos. Por lo general, los operadores deben despejar y nivelar la vegetación de la superficie para dejar espacio a numerosos vehículos y equipos pesados, como la plataforma de perforación, y para construir infraestructura, como carreteras para poder acceder al sitio. La siguiente etapa en el proceso de desarrollo es la perforación y la construcción del pozo. Los operadores perforan un pozo con una combinación de técnicas de perforación vertical y horizontal.

Después de que se completa la perforación vertical, la perforación horizontal se realiza inclinando lentamente la broca hasta que esté perforando en ese sentido. Los tramos horizontales del pozo típicamente varían de 2.000 a 6.000 pies de largo, pero pueden llegar a medir hasta 12.000 pies de largo en algunos casos, dependiendo de la respuesta del pozo (volumen de crudo retornado a superficie) frente al fracturamiento según el número de etapas (una etapa hace alusión a un segmento de la sección horizontal destinado a fracturarse hidráulicamente), de la experiencia y la tecnología de la compañía perforadora y del nivel de conocimiento petrofísico y geomecánico que se disponga del yacimiento no convencional, entre otros.

A lo largo del proceso de perforación, los operadores pueden ventilar o quemar gas natural, a menudo intermitentemente, en respuesta a las necesidades de mantenimiento o fallas del equipo. Este gas natural se libera directamente a la atmósfera (ventilado) o se quema (GAO, U.S. Government Accountability Office, 2010). Para preparar un pozo con el objetivo que se fracture hidráulicamente, se puede insertar una herramienta de perforación en el revestimiento y esta se puede usar para crear agujeros en el revestimiento y el cemento. A través de estos agujeros se fractura con el fluido, que se inyecta a altas presiones (COMMONWEALTH OF PENNSYLVANIA DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION, 2009).

Los fluidos de fracturamiento se adaptan a las condiciones específicas del sitio, como el grosor de las lutitas, el estrés geomecánico, la compresibilidad de los fluidos y rocas, y la rigidez de estas últimas. Dada la amplia gama de aditivos, los operadores pueden usar modelos de simulación de fluidos que tengan en cuenta las condiciones locales para diseñar fluidos hidráulicos específicos del sitio. El agua, los productos químicos y el apuntalante utilizados en el fluido de fracturamiento se almacenan típicamente en el sitio en tanques separados y se mezclan justo antes de que se inyecten en el pozo.

4.2 CONSTRUCCIÓN DE POZO Y SU REVESTIMIENTO

Los yacimientos no convencionales, debido a su baja permeabilidad requieren ser perforados horizontalmente para acceder a la mayor parte posible del yacimiento (Speight, 2013). Esto se logra perforando verticalmente hasta alcanzar la profundidad más óptima dentro de la roca generadora, donde la broca se curva gradualmente hasta alcanzar los 90 grados, permitiendo que el pozo se vuelva horizontal (Speight, 2013; CCA, 2014). La perforación horizontal permite una mayor área a ser cubierta en comparación con la perforación vertical en la misma formación, lo que resulta en la capacidad de aumentar tasas de producción.

Una vez iniciada la perforación del pozo, se procede a su construcción mediante una serie de revestimientos telescópicos generalmente en acero, que evitan el colapso del pozo y la infiltración de agua durante la perforación. El revestimiento también conduce los fluidos del yacimiento producidos a la superficie. Un revestimiento cementado y diseñado adecuadamente también evita que los fluidos del yacimiento (gas o petróleo) se infiltren en los acuíferos subterráneos que lo circundan.

Durante la primera fase de perforación se instala una tubería conductora, la cual se encarga de mantener la primera sección del pozo estable (Lauri, 2013). La perforación continúa hasta el fondo de la capa freática (o el acuífero más somero), momento en el cual la sarta de perforación se retira para bajar una segunda sarta de revestimiento que proteja las zonas acuíferas (conocida como tubería de superficie), la cual se cementa y tapona en la parte inferior con el fin de evitar que el agua inunde el pozo y que los acuíferos puedan entrar en

contacto con los fluidos de perforación del yacimiento (en algunos casos, las etapas iniciales de perforación pueden usar aire comprimido en lugar de fluidos de perforación para evitar la contaminación de los acuíferos).

La construcción prosigue con el uso de una tubería intermedia usada a profundidades moderadas y cuyo propósito es el de aislar formaciones cargadas con agua salada y otros fluidos (Lauri, 2013), para luego finalizar con una tubería de producción dispuesta en sentido horizontal con el fin de aprovechar en gran parte los fluidos de la roca generadora. Para este tipo de yacimientos se suelen emplear pozos multilaterales, es decir, que confluyen a un punto vertical común y que luego se perforan en sentido horizontal circundando este eje vertical para así lograr el mayor aprovechamiento de yacimientos no convencionales y, de paso, disminuir costos de perforación y de construcción de plataformas y facilidades de producción adicionales. Esta modalidad ha sido ampliamente replicada en América del Norte haciendo técnicamente viable la producción de *shale gas* y *shale oil* y económicamente factible su explotación en el mediano y corto plazo.

Una vez se alcance la profundidad objetivo y se haya cementado el revestimiento final, el operador de perforación puede contratar una compañía de servicio de pozo de petróleo para ejecutar un "registro de evaluación de cemento". Una sonda eléctrica es bajada al pozo y mide el espesor del cemento o se lleva a cabo un registro de ultrasonido para verificar la integridad estructural del mismo. Estos registros de evaluación del cemento proporcionan la confirmación crítica de que el cemento funcionará como se diseñó, evitando que los fluidos de los pozos pasen por fuera de la tubería de revestimiento y se infiltren en las formaciones superpuestas. No obstante, la integridad del cemento no suele revisarse periódicamente, lo cual representa un riesgo de contaminación de acuíferos debido a una potencial migración de fluidos de perforación o del yacimiento.

Una vez se compruebe que no hay vacíos en el cemento, el pozo está listo para completarse. Una herramienta de perforación que usa cargas explosivas perfora la pared lateral del revestimiento en la formación productora. El pozo puede comenzar a producir bajo la presión del yacimiento natural o, como en el caso de gas de lutitas, puede necesitar tratamiento de estimulación.

Según Brufatto *et al.* (2003), a pesar de los avances en la construcción de pozos, "muchos de los pozos actuales se encuentran en situación de riesgo. La falta de aislamiento de las fuentes de hidrocarburos, ya sea en las primeras etapas del proceso de construcción del pozo o mucho después de iniciada la producción, ha dado como resultado sartas de revestimiento anormalmente presurizadas y fugas de gas hacia zonas que de otro modo no serían gasíferas. La presión anormal desarrollada en la superficie suele ser fácil de detectar, si bien puede resultar difícil determinar su origen o causa raíz. El desarrollo de fugas de gas puede atribuirse a fugas en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento, prácticas de perforación y desplazamientos deficientes, inadecuada selección y diseño de la cementación y fluctuaciones de la producción".

4.3 FRACTURA HIDRÁULICA DE SHALES

Las fracturas son creadas por el bombeo de grandes cantidades de fluidos a alta presión hacia abajo del pozo y hacia la formación rocosa objetivo. La inyección de fluido genera presión en los poros de la roca que excede el campo de tensión mínima del yacimiento (CCA, 2014). Las fracturas pueden extenderse unos 100 metros verticalmente dentro de la roca y quizás varios cientos de metros lateralmente, dependiendo del volumen del tratamiento (CCA, 2014).

El operador bombea el fluido de fracturamiento en el pozo a presiones lo suficientemente altas como para forzar el fluido a través de las perforaciones hacia la formación circundante -que puede ser *shales*, capas de carbón o areniscas apretadas- expandiendo las fracturas existentes y creando nuevas en el proceso.

Una vez inducidas las fracturas por la inyección a presión de la mezcla de agua y aditivos, esta se reduce, permitiendo así que el apuntalante (arenas o cerámica) permanezca en la roca generadora para mantener abiertas las fracturas provocadas y facilitar el flujo de crudo y gas. Una vez efectuado el fracturamiento hidráulico parte del fluido de estimulación junto con aguas de formación, elementos y compuestos químicos de origen natural en el yacimiento son impulsados a la superficie (a esta mezcla de fluidos se le denomina agua de retorno o más comúnmente flowback), y a estos fluidos producidos a lo largo del periodo de vida útil del pozo y que son separados en superficie del crudo y gas que será aprovechado, se le conoce como aguas de producción. (GAO, U.S. Government Accountability Office, 2010).

El operador extrae el agua producida a la superficie y la recoge, donde puede almacenarse *in situ* en reservorios en la superficie, inyectarse en pozos subterráneos, transportarse a una planta de tratamiento de aguas residuales o reutilizarse por otros medios.

Dada la longitud de los pozos horizontales, el fracturamiento hidráulico se lleva a cabo por etapas. Vale la pena resaltar que esta operación no es simultánea sino sucesiva, a fin de tener perfectamente controlado el volumen de crudo que asciende hasta la boca del pozo.

Una vez que un pozo produce petróleo o gas natural, el equipo y la infraestructura temporal asociados con las operaciones de perforación y fracturación hidráulica ya no se necesitan y pueden eliminarse, dejando solo las partes de la infraestructura necesarias para recolectar y procesar el petróleo o gas y el agua producida en curso. Los operadores pueden comenzar a reclamar la parte del sitio que no se usará, restaurando el área acorde con las condiciones de predesarrollo.

A lo largo de la vida productiva de un pozo de petróleo o gas, el operador puede considerar necesario volver a estimular periódicamente el flujo de petróleo o gas repitiendo el proceso de fracturamiento hidráulico. La frecuencia de dicha actividad depende de las características de la formación geológica y de la economía de cada pozo individual. Si se repite el proceso de fracturamiento hidráulico, el sitio y el área circundante se verán más afectados por la infraestructura requerida, el transporte de camiones y otras actividades asociadas con este proceso.

“El gas fluye hacia el exterior por la diferencia de presiones entre el interior de la roca y el exterior, primero desde la formación geológica hacia la red de fracturas, y desde la red de fracturas hasta el pozo, para luego ascender por la tubería de producción o tubing. Esta tubería está aislada de las formaciones geológicas y de los potenciales acuíferos por hasta tres tuberías concéntricas de sostenimiento o casings, cuyos espacios interanulares están cementados, como ya se describió anteriormente. De este modo se garantiza la estanqueidad del pozo y el aislamiento de los acuíferos, lo que evita que los fluidos se mezclen durante la fase de inyección y la de extracción del gas” (COIMCE, 2016).

La mineralogía de los shales (principalmente en cuanto su contenido de cuarzo, arcillas y carbonatos) determinan el comportamiento de este tipo de roca frente a la estimulación hidráulica; por ello, la técnica de fracturamiento hidráulico presenta una amplia gama en el uso de fluidos para llevar a cabo esta operación.

Cada tipo de *shale* tiene propiedades únicas que deben abordarse mediante el tratamiento de fracturas y el diseño de fluidos acorde con las características propias de la roca generadora; por ejemplo, en la cuenca de los Apalaches se ha masificado el uso de espuma de CO₂, N₂-CO₂. También se ha probado que para reducir la fluidez del agua y permitir que los apuntalantes penetren mejor en las grietas creadas sirve agregar polímeros de guar (una molécula de azúcar) y sus derivados, o celulosa y sus derivados, o una goma de polisacárido; cuando la temperatura del yacimiento alcance entre 100 y 200 °C incorporar iones metálicos o complejos mantiene la red del polímero a pesar de las altas temperaturas y garantiza una viscosidad suficiente.

Según la EPA (2016), existen cuatro tipos de fluidos ampliamente empleados al realizar el fracturamiento hidráulico. Está el denominado *slickwater*, un fluido a base de agua que usualmente contiene un reductor de fricción, lo que facilita el bombeo del fluido a altas velocidades. Se emplea en formaciones que contienen shale

gas y *shale oil* y se ha aplicado ampliamente en yacimientos naturalmente fracturados de lutitas en Canadá y Estados Unidos. Lauri (2013) afirma que este fluido tiene la capacidad de penetrar una mayor cantidad de fisuras naturales, generando menor daño a la formación en comparación con los fluidos gelificados. Este autor también sostiene que en comparación con los *slickwater*, los *fluidos gelificados* tienen una alta eficiencia de fractura, ubican y distribuyen mejor el propante, pero producen un daño significativo, no pueden penetrar fracturas naturales y tienen mayor costo. Otra categoría, son los *fluidos híbridos*, que son una mezcla de *slickwater* y gelificados, los cuales usan una combinación de un reductor de fricción, agente gelificante ácido o uno o más reticulante para transportar apuntalante a una fractura hidráulica (Patel, Robart, & Yang, 2014). Finalmente, se destacan los *fluidos energizados*, mezclas de líquidos y gases que pueden ser usados para el fracturamiento hidráulico en formaciones de gas sub-presurizadas, adicionando a la roca generadora gas comprimido (usualmente CO₂ o N₂).

Las principales variables que se tienen en cuenta para escoger el fluido de fracturamiento son las siguientes:

- Sensibilidad de la formación al agua: la composición mineral base de una determinada formación rocosa afecta el proceso de recuperación de agua, gas y petróleo. Por ejemplo, se recomiendan fluidos a base de aceite, GLP, CO₂ y espumas de alta calidad en formaciones sensibles al agua para evitar la migración excesiva de finos y la hinchazón de la arcilla. En muchas lutitas, la conductividad de los apuntaladores disminuye considerablemente en presencia de agua porque las interacciones roca-fluido ablandan la roca y conducen a la incrustación del apuntalante.
- Bloqueo de agua: en formaciones de gas sub-saturadas, la invasión del agua del fluido de fracturación puede ser muy perjudicial para la productividad del gas, ya que cualquier agua adicional queda atrapada debido a la retención capilar. El aumento en la saturación de agua (denominado bloqueo de agua o atrapamiento de agua) reduce significativamente la permeabilidad relativa al gas (Parekh & Sharma, 2004).
- Colocación de apuntalante: las espumas y otros fluidos no acuosos gelificados pueden transportar apuntalante de forma mucho más efectiva que los fluidos de aguas residuales. A altas calidades de espuma (fracción de volumen de gas típicamente mayor a 0,5), las interacciones entre las burbujas de gas causan una gran disipación de energía que resulta en una alta viscosidad efectiva. A bajas fracciones de espuma (menos de 0,5) las interacciones entre las burbujas son mínimas, por lo que la viscosidad del fluido se asemeja a la del fluido base (que normalmente está gelificado).
- Disponibilidad de agua y costo: los operadores están limitados por el equipo y los fluidos disponibles en el sitio. En áreas propensas a la sequía puede ser difícil obtener agua dulce. En algunas regiones, la legislación local incluso limita el uso de agua, lo que ha llevado a algunos operadores a utilizar tratamientos de fracturamiento sin agua. Alternativamente, el suministro y el costo del GLP, CO₂ y N₂ son específicos del sitio. Parte de la disminución de costos depende de la disponibilidad del fluido. El uso de grandes cantidades de gases requiere el despliegue de muchos camiones, unidades de almacenamiento presurizado y equipos de bombeo específicos; adicionalmente, el manejo de GLP requerirá medidas de seguridad complementarias.

De acuerdo con el estado actual de la técnica, solo se utilizan entre 5 y 15 aditivos por pozo en la actualidad (Estados Unidos: 4 a 28, con una mediana de 14 aditivos) (U.S EPA, 2016). Además, la publicación de todos los aditivos usados, las cantidades y concentraciones de estas sustancias químicas han tenido mayor solicitud de divulgación en el ámbito internacional.

En la Tabla 1 se detallan los distintos tipos de fluidos empleados en la industria petrolera en función del fluido base empleado y en la Figura 1 se muestra un esquema del fracturamiento hidráulico.

Tabla 1. Fluidos utilizados para la fracturación hidráulica en función de su composición de fluido base

Fluido base	Tipo de fluido	Composición principal
Basado en agua	<i>Slickwater</i>	Agua + arena (+ aditivos químicos)
	Fluidos lineales	Agua gelatinizada, GUAR <HPG, HEC, CMHPG
	Fluidos reticulados	Crosslinker + GUAR, HPG, CMHPG, CMHEC
	Fluidos tensoactivos viscoelásticos en gel	Electrolite + surfactante
Basado en espuma	Espuma a base de agua nitrogenada	Agua y Espumante + N ₂ o CO ₂
	Espuma ácida	Ácido y espumante + N ₂
	Espuma a base de alcohol	Metanol y Espumador + N ₂
Basado en aceite	Fluidos lineales	Aceite, aceite gelificado
	Fluido entrecruzado	Geles de éster de fosfato
	Emulsión de Agua	Agua + Aceite + Emulsionantes
Basado en ácido	Lineal	
	Entrecruzado	
	Emulsión de aceite	
Basado en alcohol	Metanol / agua mezclas o 100% metanol	Metanol + agua
Basado en Emulsión	Emulsiones agua-aceite	Agua + aceite
	CO ₂ -metanol	CO ₂ + agua + metanol
	Otros	
Otros fluidos	CO ₂ líquido	CO ₂
	Nitrógeno líquido	N ₂
	Helio líquido	He
	Gas natural licuado	GLP (butano y / o propano)

Fuente: Adaptado y ampliado de PetroWiki - Society of Petroleum Engineers. (2013)

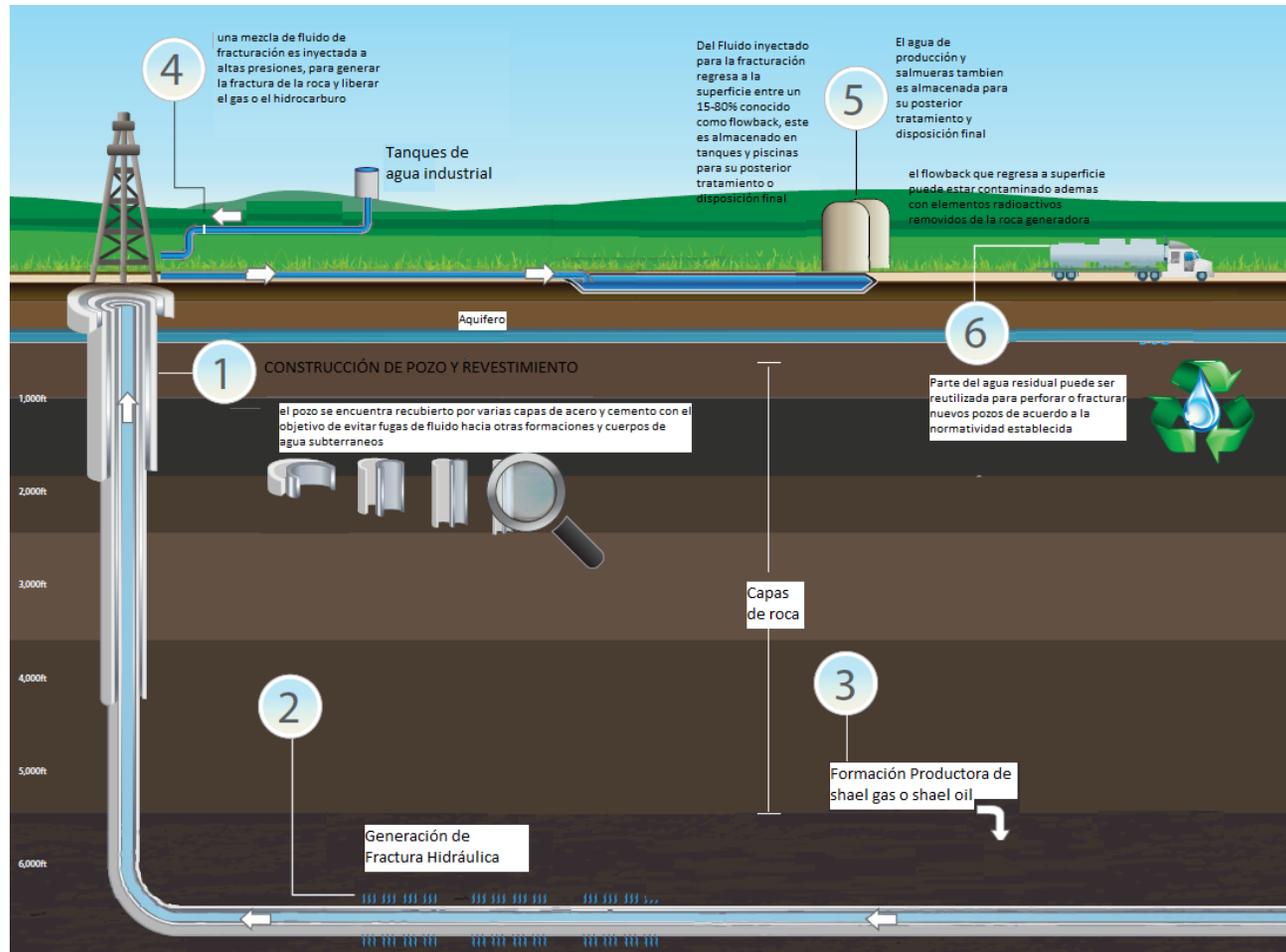


Figura 1. Esquema del fracturamiento hidráulico

Fuente: Adaptado de Hydraulic Fracturing April 2014 Unlocking America's Natural Gas Resources (2014)

5 ESTADO DEL RECURSO HÍDRICO EN COLOMBIA

5.1 RECURSO HÍDRICO SUPERFICIAL

5.1.1 Oferta hídrica

Colombia tiene una posición privilegiada frente a la mayoría de los países en cuanto al volumen de recursos hídricos. Según el Banco Mundial (2015), quien cita un informe de la organización GWP publicado a principios de ese mismo año, el país ocupa el tercer lugar a nivel mundial en términos de volumen de agua. Sin embargo, la distribución del recurso no es homogénea en el territorio nacional. De acuerdo con el ENA, IDEAM (2014), “las cinco zonas hidrográficas del país albergan sensibles diferencias que repercuten en la vulnerabilidad tanto del sistema natural como de la estructura socioeconómica”. (Ver localización de la zonificación hidrográfica nacional en la Figura 4).

En el orden nacional se estima un rendimiento hídrico (o cantidad de agua que fluye por unidad de área) de 56 l/s-km². Este rendimiento hídrico está por encima del promedio mundial (10 l/s-km²) y del rendimiento latinoamericano (21 l/s-km²) (IDEAM, 2010a). Bajo estas condiciones se alcanza una escorrentía superficial de 1764 mm, equivalente a un volumen anual de 2012 km³. El volumen total anual de precipitación empleado en el balance hídrico en este estudio es de 3267 km³, que equivale a 2864 mm/año. De acuerdo con lo anterior, el 62 % de la precipitación se convierte en escorrentía, lo que equivale a un caudal medio de 63 789 m³/s (IDEAM 2014).

De acuerdo con la Política Nacional del Agua, estimaciones realizadas por el IDEAM, en sus diferentes estudios, anotan que la escorrentía superficial per cápita l del país es de 57.000 metros cúbicos al año; en cuanto a la oferta neta, en la cual se incorporan reducciones tanto por la alteración de la calidad como por regulación natural, se alcanzan apenas los 1.260 km³ que corresponden a una disponibilidad de 34.000 metros cúbicos por persona al año. En las condiciones de año seco, esta disponibilidad se reduce a 26.700 metros cúbicos por persona al año. Adicionalmente, se han estimado 38 km³ almacenados en ciénagas, lagunas, lagos y embalses (IDEAM -SIAC, 2001).

La variabilidad de la oferta hídrica superficial, caudales y rendimiento para cada una de estas áreas hidrográficas se puede apreciar en las tablas 2 y 3, respectivamente, las cuales fueron tomados del *Estudio Nacional del Agua* elaborado por el IDEAM en el año 2014.

Tabla 2. Distribución de la oferta hídrica y caudales por áreas hidrográficas

Área hidrográfica		Oferta total (Mm ³)	Caudal (m ³ /s)	Porcentaje de la oferta
1	Caribe	182.865	599	9,1
2	Magdalena- Cauca	271.049	8595	13,5
3	Orinoco	529.469	16.789	26,3
4	Amazonas	745.070	23.626	37,0
5	Pacífico	283.201	8.980	14,1
Total		2.011.655	63.789	100,0

Fuente: IDEAM (2014)

Tabla 3. Rendimientos por área hidrográfica

	Área hidrográfica	Área (km²)	Rendimiento (l/s/km²)
1	Caribe	102.868	56,4
2	Magdalena – Cauca	271.132	31,7
3	Orinoco	347.228	48,4
4	Amazonas	342.010	69,1
5	Pacífico	77.309	116,2

Fuente: IDEAM (2014)

Del análisis de estos datos se deduce que la zona andina del país, circunscrita a la cuenca hidrográfica Magdalena-Cauca, y zona en la cual al parecer inicialmente se pretende implementar la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos ocupa el penúltimo lugar en la variable del porcentaje de oferta a nivel nacional, así mismo se evidencia que las regiones del Orinoco y Amazonas representan el 63,3 % de la oferta hídrica nacional. En lo relacionado con el rendimiento (l/s/km²), el área hidrográfica Magdalena-Cauca representa la menor magnitud a nivel nacional.

5.1.2 Índice de aridez

Según el IDEAM (2010b), este índice es una característica cualitativa del clima que permite medir el grado de suficiencia o insuficiencia de la precipitación para el sostenimiento de los ecosistemas de una región. El índice identifica áreas deficitarias o con excedentes de agua, calculadas a partir del balance hídrico superficial y como una relación entre la precipitación y la evapotranspiración.

Las regiones con mayor déficit de agua se concentran en la Guajira área hidrográfica del Caribe, donde el índice de aridez va de categoría altamente deficitaria a deficitaria en las cuencas de los ríos que drenan directamente al Caribe y al río Ranchería. Esta condición es menos crítica en otras regiones del país, con valores moderados de aridez en el Catatumbo, el Sumapaz, Saldaña y el Bajo Cesar en el área del Magdalena-Cauca. En el sur del país, las cuencas de los ríos Garagoa y Chitagá en el Orinoco y el Guáitara, en el Pacífico, muestran una condición moderada del índice de aridez (IDEAM, 2014).

Las zonas hidrográficas con altos excedentes de agua son, en primera instancia, Amazonas con el 88% de su área, con alta proporción en las regiones de los ríos Putumayo, Vaupés y Guainía, seguida de la zona hidrográfica del Pacífico, con el 67 % de su área, con los ríos que drenan directamente al océano Pacífico y los ríos Baudó y Atrato. En el área hidrográfica del Orinoco, se observa por los ríos Apure e Inírida, en tanto que en el área del Magdalena-Cauca se observa en el río Nechí (IDEAM 2014).

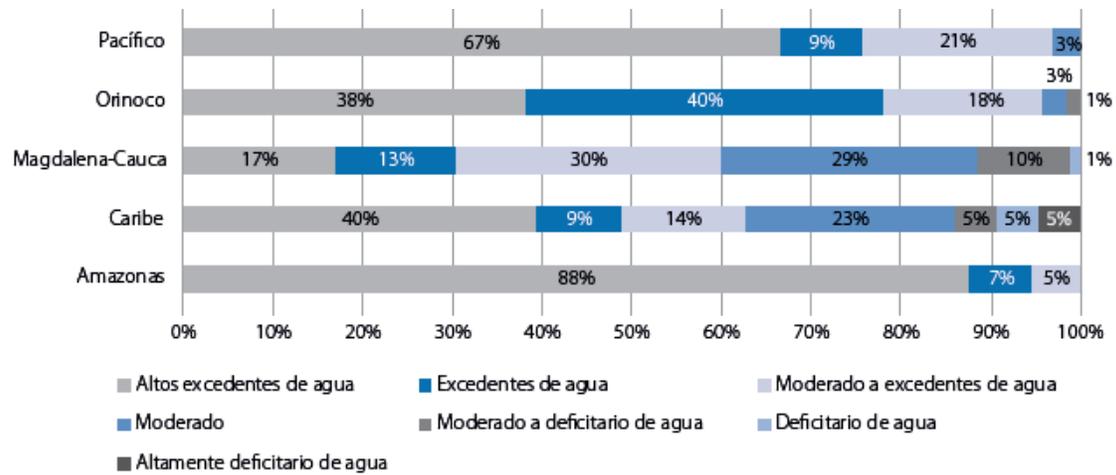


Figura 2. Distribución del índice de aridez por área hidrográfica

Fuente: IDEAM (2014)

Para el área hidrográfica Magdalena-Cauca, zona en la que al parecer se pretende inicialmente impulsar la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, es de interés resaltar que un 29 % de su superficie presenta un moderado déficit de agua, un 10 % se considera de moderado a deficitario de agua y un 1 % se considera deficitario de agua.

La cartografía oficial del índice de aridez en Colombia, al año 2014, puede verse en la Figura 4.



Figura 3. Mapa de áreas hidrográficas en Colombia
 Fuente: MADS (2015)

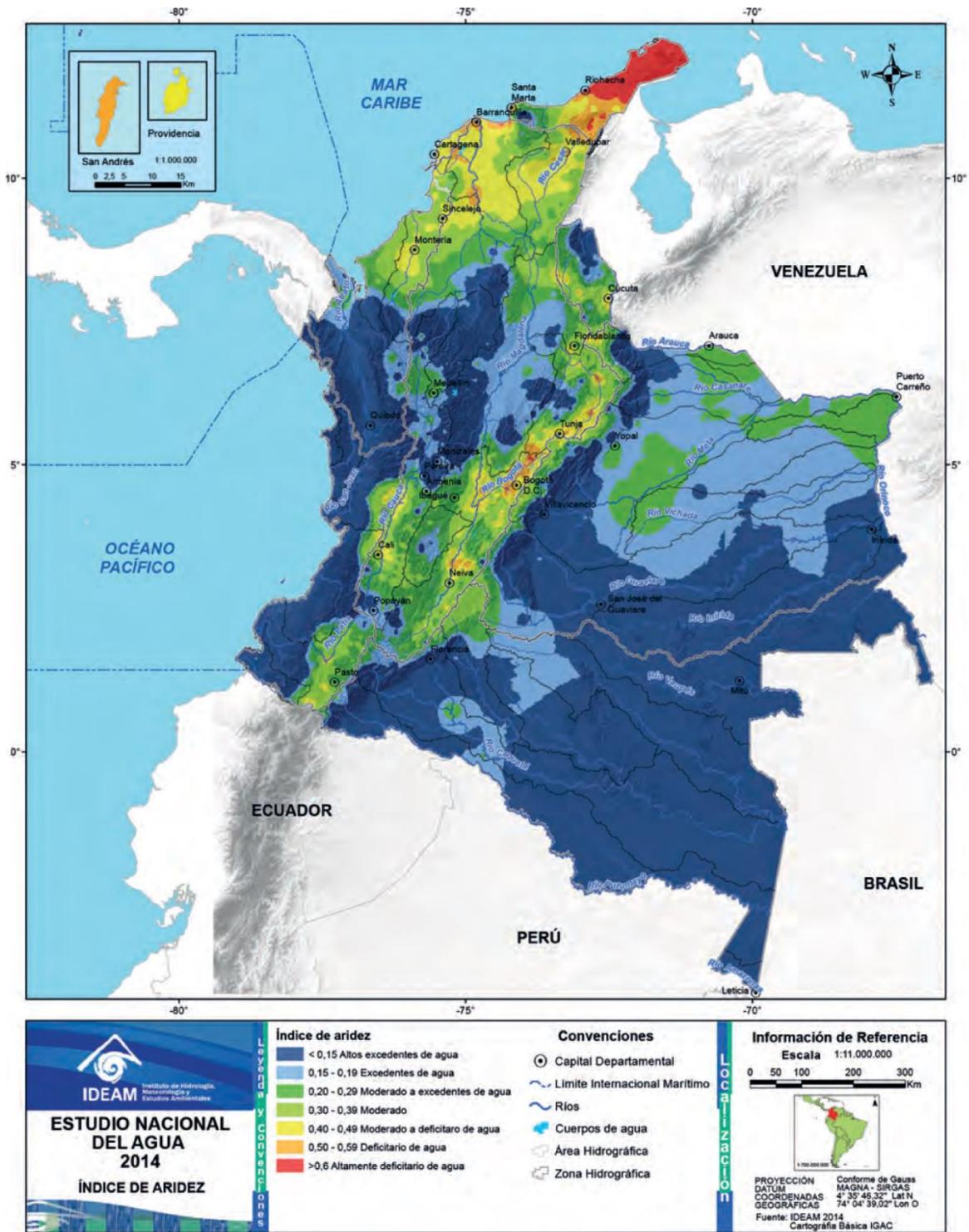


Figura 4. Índice de aridez en Colombia

Fuente: IDEAM (2014)

5.2 RECURSO HÍDRICO SUBTERRÁNEO

En términos de susceptibilidad a procesos de contaminación, las aguas subterráneas tienen menor susceptibilidad a la contaminación proveniente de intervención humana desde la superficie del terreno, así como

menor degradación en comparación con las fuentes superficiales. Sin embargo, cuando la contaminación ocurre en estos yacimientos de agua (acuíferos), sus efectos negativos sobre el recurso son prácticamente irreversibles. De ahí la importancia estratégica de conocer con buen detalle su distribución y sus principales características hidráulicas, hidrológicas e hidrogeoquímicas para una gestión adecuada y sostenible del recurso (PNN, 2016).

Las unidades de análisis hidrogeológico que se manejan en el país fueron establecidas por el IDEAM y se encuentran divididas de menor a mayor escala en tres categorías: provincias hidrogeológicas, sistemas acuíferos y acuíferos. Las unidades regionales son las provincias hidrogeológicas que fueron definidas con base en unidades estratigráficas mayores, altos estructurales y límites de cuencas geológicas mayores. Estas provincias se subdividen en sistemas acuíferos, que pueden contener uno o varios acuíferos, relacionados o no entre sí, y que constituyen un dominio con límites en extensión y profundidad. Finalmente, se encuentran los acuíferos que pueden ser definidos como aquellas unidades de roca o sedimento capaces de almacenar y transmitir agua con relativa facilidad.

El IDEAM identificó en el país 16 provincias hidrogeológicas distribuidas en cinco áreas hidrográficas mayores y un área potencial de acuíferos equivalente al 74,5 % del territorio nacional con reservas estimadas del orden de 5.848 Km³ (IDEAM, 2010a). Este mismo instituto en el *Estudio Nacional del Agua*, del año 2014, identificó y caracterizó 61 sistemas acuíferos y de ellos cinco son transfronterizos. Lo anterior no significa que solo haya 61 sistemas acuíferos en Colombia, sino que hay una cantidad similar o probablemente mayor que aún no se ha identificado y delimitado.

La presencia y la distribución del agua subterránea se encuentra controlada por las características geológicas del sitio y, por lo tanto, sus límites y propiedades físicas y morfométricas se hallan determinadas principalmente por la estructura geológica y la estratigrafía, así como por las condiciones hidroclimatológicas de las cuencas de aguas superficiales. Por estas razones, las cuencas hidrogeológicas, en la mayoría de los casos, no coinciden necesariamente con los límites fisiográficos ni con los hidrográficos. Por ello parte de las provincias y sistemas acuíferos identificados se comparten entre dos o más áreas hidrográficas (cuencas superficiales). El área superficial cubierta por estos sistemas acuíferos, identificada hasta la fecha, corresponde a 169.435 Km² y abarca 683 municipios aproximadamente. De los sistemas acuíferos identificados en la actualidad, 15 se localizan en el área hidrográfica del Caribe, 33 en el área de Magdalena-Cauca, 3 en el Orinoco, 3 en el Amazonas y 7 en el área del Pacífico.

En cuanto a los sistemas acuíferos transfronterizos, 2 se ubican en el área hidrográfica del Caribe y son compartidos con Venezuela: el primero se localiza en la provincia hidrogeológica de la Guajira (denominado 3S La Guajira) y el segundo se encuentra en la provincia del Catatumbo (denominado 2S Táchira - Pamplonita). En el área hidrográfica del Orinoco y Amazonas se identifica un único sistema denominado 13S Sistema Acuífero Transfronterizo Amazonas, que comprende los países de Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

El cuarto sistema acuífero transfronterizo se localiza en el extremo suroccidental de la provincia Cagúan-Putumayo (PP1), denominado 10S Talcán-Ipiales, compartido con Ecuador. Por último, el quinto sistema es denominado 1S Chocó-Darién, compartido con Panamá.

La distribución de estas provincias hidrogeológicas y sistemas acuíferos en el territorio nacional pueden verse las Figuras 5 y 6, respectivamente.

Con relación al nivel de conocimiento de los sistemas acuíferos hasta ahora identificados en el país, los cuales suelen expresarse en escalas que van entre 1:500.000 a 1:100.000 el IDEAM (2014) asegura que "*...no se cuenta con información hidrogeológica detallada para estos sistemas acuíferos que permita la consolidación de un modelo hidrogeológico conceptual y que además (...) cuarenta y cuatro (44) Sistemas acuíferos no cuentan con un nivel adecuado de conocimiento hidrogeológico; de estos, 23 tiene un conocimiento muy bajo y se ubican principalmente en las áreas hidrográficas del Pacífico, Orinoco y Amazonas*". A los escenarios anteriores, debe agregarse el factor de los efectos del cambio climático en las cuencas superficiales; estos afectarían

colateralmente el recurso hídrico subterráneo, dada la usual interacción entre cuerpos de aguas superficiales y acuíferos, causando un eventual agotamiento de los primeros y un aumento de presión en los últimos, sobre los cuales hay deficiencias a nivel de conocimiento hidrogeológico.

5.2.1 Características generales de los sistemas acuíferos por áreas hidrográficas

En el área hidrográfica Caribe, el 60 % de los sistemas acuíferos identificados son considerados estratégicos, ya que constituyen la principal fuente de abastecimiento de la población, dado el deterioro de la calidad de agua de las fuentes superficiales de la región (IDEAM, 2014).

En el área hidrográfica del Magdalena-Cauca (sobre la cual se circunscribe la cuenca sedimentaria del Valle del Magdalena Medio, zona de principal interés nacional para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales) se localiza el 52 % del total de sistemas acuíferos registrados a la fecha a nivel nacional. Allí se encuentran los principales sistemas explotados para actividades económicas que son motores de desarrollo regional y nacional. Aproximadamente el 90 % de los sistemas acuíferos del área hidrográfica se aprovechan para consumo humano y doméstico, y actividades mixtas, supliendo el bajo rendimiento hídrico del área. No obstante, representan una fuente alternativa de abastecimiento y no la prioritaria como en el área del Caribe. Un hecho para resaltar es que en el Valle del Cauca el uso es primordialmente agrícola (IDEAM, 2014).

En las áreas hidrográficas del Orinoco y del Amazonas, el estado del conocimiento hidrogeológico es bajo, a pesar de que los sistemas acuíferos son estratégicos para el abastecimiento de centros urbanos, como Villavicencio y Leticia, y poblaciones de menor tamaño, como Maní (Casanare). En Leticia, las necesidades de agua subterránea se han incrementado en los últimos años debido a los problemas de abastecimiento en la localidad por el déficit de la oferta hídrica que presenta la microcuenca de la quebrada Yahuaraca y el deterioro de la calidad del agua por contaminación (Consortio GEAM Ltda.-Funcatagua, 2006).

El área hidrográfica del Pacífico, en general, no ha sido objeto de estudios hidrogeológicos con excepción del área del Patía. La principal provincia estudiada corresponde al Cauca-Patía (PM3) donde se ubica el sistema acuífero SAM3.2 (Patía), una de las principales fuentes de abastecimiento alternas de la región. No obstante, no se debe obviar el recurso hídrico superficial de esta región, pues cuenta con una de las densidades de drenaje más altas de todo el territorio nacional.

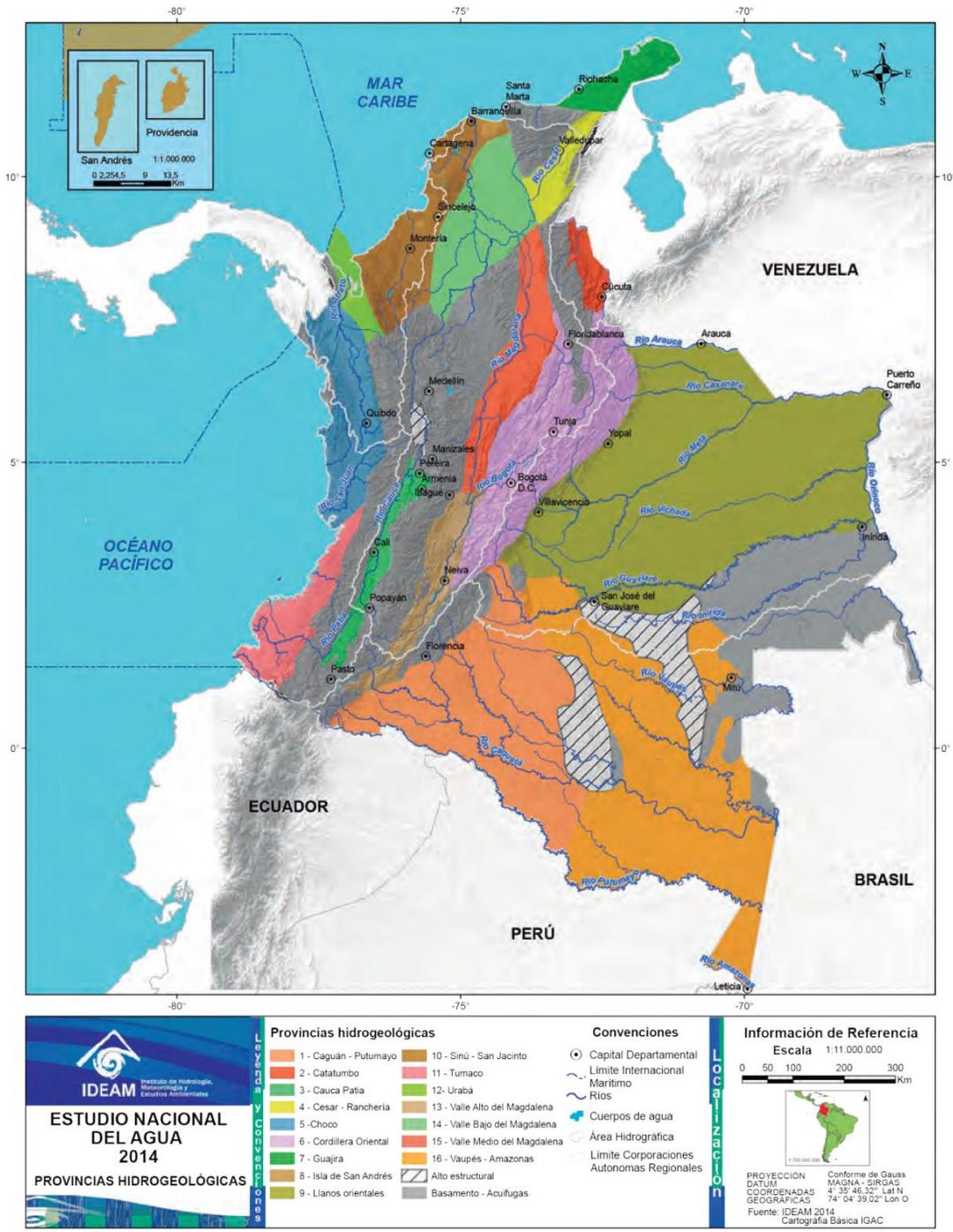


Figura 5. Distribución de provincias hidrogeológicas en Colombia
 Fuente: IDEAM (2014)

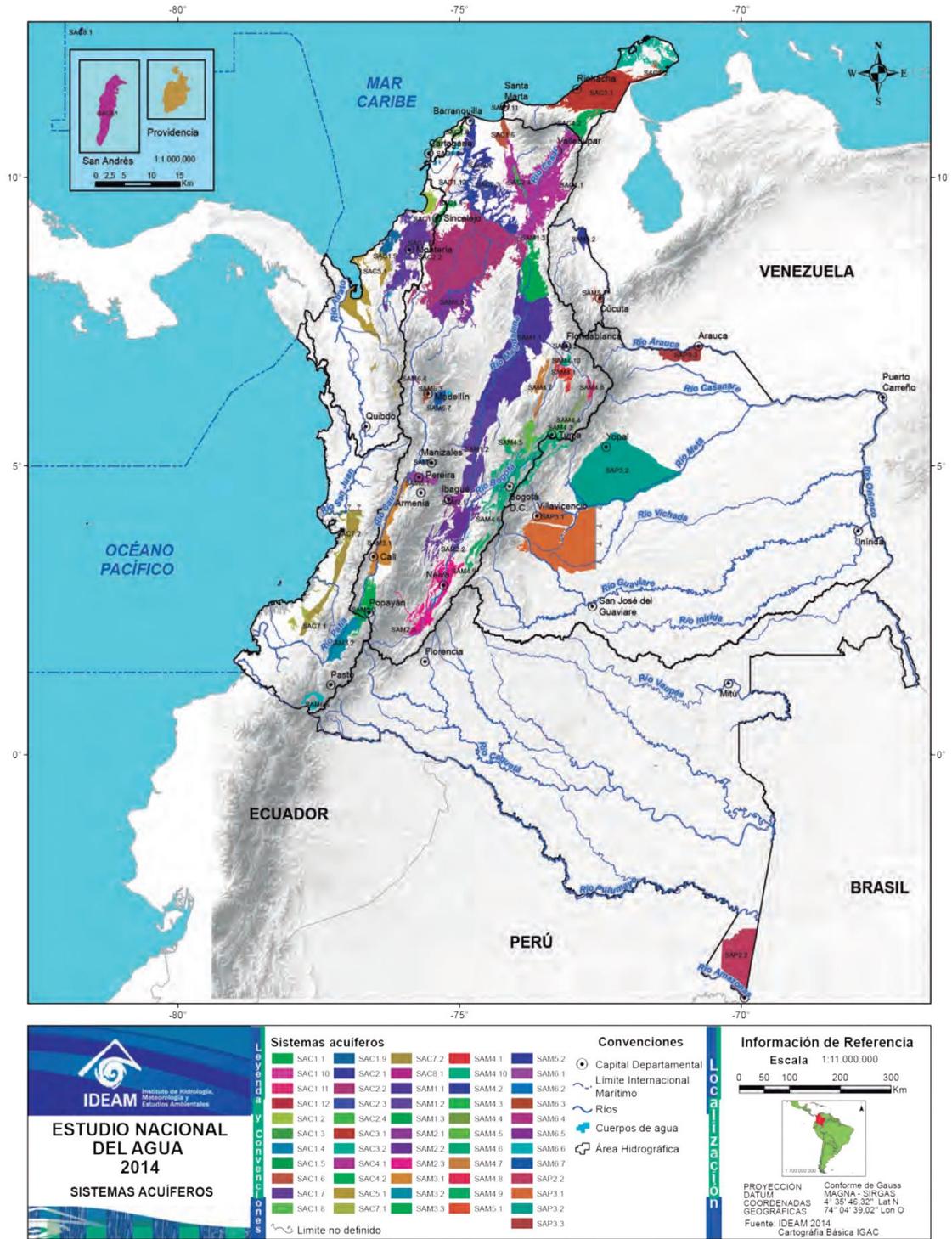


Figura 6. Localización de sistemas acuíferos en Colombia
 Fuente: IDEAM (2014)

5.2.2 Inventario nacional de puntos de agua subterránea

La información reportada constituye una base preliminar del inventario nacional que debe realizarse en el inmediato futuro; esta corresponde a la recopilación de información generada en el periodo de tiempo comprendido entre 1995 a 2013. Los registros publicados muestran las fallas en la implementación del Formulario Único Nacional de Inventario de Aguas Subterráneas (FUNIAS) como instrumento para la recolección de información básica. Se estima que el total de puntos de agua subterránea registrados y consolidados está por debajo de la cantidad de puntos existentes en la actualidad a nivel nacional, esto debido a la dispersión de la información, la ausencia de registro en zonas del país donde se utiliza el agua subterránea para abastecimiento individual, la precaria gestión documental de la mayoría de corporaciones autónomas regionales, el desconocimiento del contenido técnico del formato por parte de quienes diligencian y procesan la información recolectada, entre otros factores.

A nivel nacional, según el ENA (IDEAM, 2014), el conjunto de las corporaciones autónomas regionales tenían registrado un total de 12.866 pozos, 31.364 aljibes, 2.107 manantiales, 1.355 captaciones de otro tipo y 2.800 captaciones sin información. En cuanto al conocimiento promedio de la condición actual de la captación, este porcentaje es de apenas el 33 %. En orden decreciente, las corporaciones que más presentan puntos de agua subterránea son Corpourabá, Coralina, CAR, Corpocesar y Cormacarena, con 8.246, 6.035, 5.265, 4.856 y 4.568 unidades respectivamente.

La distribución del tipo de punto por área hidrográfica indica que en la Amazonia, Pacífico y Caribe las captaciones son principalmente aljibes (90%, 87% y 75% respectivamente), mientras que para el Magdalena-Cauca la proporción de aljibes y pozos es de 39% y 35% del total de puntos en el área hidrográfica respectivamente. En la Orinoquia, la distribución de tipo de captaciones es más homogénea, 34% corresponde a aljibes, 18% a manantiales y 7% a pozos. Los manantiales registrados se distribuyen proporcionalmente en la Orinoquia y Magdalena-Cauca (41% y 52% respectivamente) de manera preferencial en las jurisdicciones de Cormacarena, CAR y CAS.

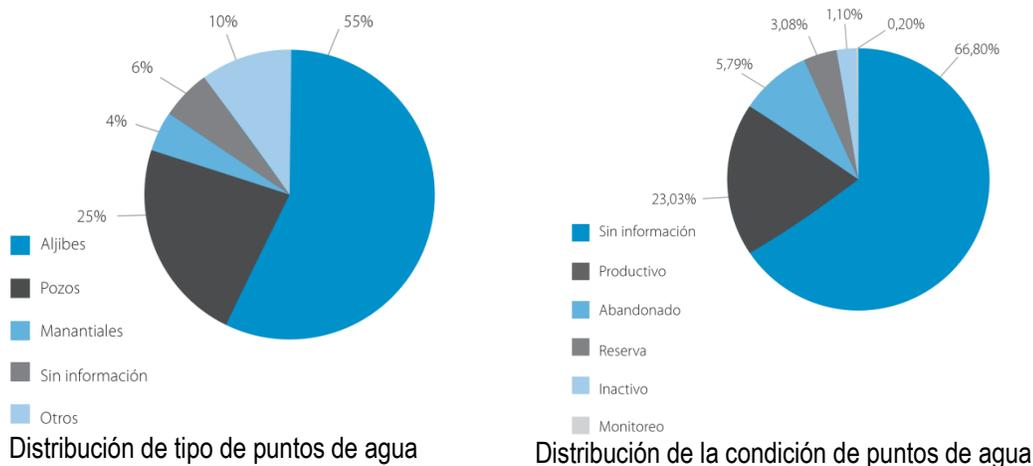


Figura 7. Distribución de los tipos y condiciones de los puntos de agua

Fuente: IDEAM (2014)

5.2.3 Concesiones de agua subterránea

De acuerdo con la información del año 2011, se concesionó un volumen de agua a nivel nacional de 1.032 millones de m³ para 4.346 usuarios. El mayor consumo de agua subterránea se da en el área hidrográfica del Magdalena-Cauca, el cual representa el 78,1% del volumen concesionado registrado a nivel nacional; le sigue

la región Caribe con el 16%, la Orinoquía con el 5,6%, el Pacífico con el 0,2% y la Amazonía con el 0,1%. Las CAR que otorgan más volumen de agua concesionada son la CVC, la CRQ y Cardique, con aproximadamente 450, 230 y 60 millones de metros cúbicos de agua por año. Finalmente, vale la pena resaltar que en el país existe incertidumbre sobre el número de captaciones de origen ilegal y que no están sujetas a la tasa de utilización de agua (TUA), competencia de las corporaciones autónomas regionales que en la actualidad son un punto débil al momento de formular el componente del conocimiento de la demanda del recurso hídrico al interior de los PMAA. Las corporaciones deberían aumentar esfuerzos para socializar con la comunidad en general y los usuarios no registrados la importancia de estar en el marco de la legalidad frente al aprovechamiento de estos recursos.

La distribución de los usos del agua se presenta en la Figura 8, en la cual se observa que el sector agrícola e industrial concesiona alrededor del 73,2% del volumen total, mientras que el consumo humano y doméstico representa el 17,8%. El uso más extendido en el sector agrícola se da en el Valle de Cauca, el cual representa el 83% del total agrícola nacional.

Las mayores concesiones para consumo humano y doméstico se presentan en la CRQ y Carsucre con un porcentaje cada una igual del 20%.

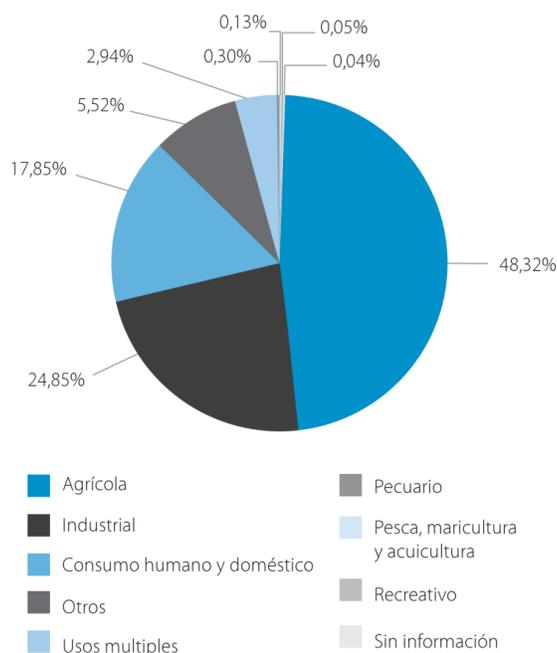


Figura 8. Usos del agua concesionada sujeta a cobro por tasa de utilización de agua (TUA)

Fuente: IDEAM (2014)

5.2.4 Volumen nacional estimado del uso de agua subterránea

Con base en la información de las concesiones y entendiendo que cada una corresponde a un punto de agua, existe información reportada de 1.032 millones de metros cúbicos que corresponden a 7,5 l/s por pozo. Si esta información se extrapola con el inventario total se tendría un estimado de 3.000 millones de metros cúbicos para los 12.866 pozos y 1.000 millones de metros cúbicos para los 3.364 aljibes (con extracciones de 1 l/s para estos puntos).

En total se estima un volumen extraído de 4.000 millones de metros cúbicos de aguas subterráneas que corresponde al 12 % de la demanda total (IDEAM, 2014).

Para algunos sistemas acuíferos, en el ENA 2014, se reportan los siguientes valores en términos de recarga, reservas calculadas, reservas explotables y demanda calculada.

Tabla 4. Recarga, reservas calculadas, reservas explotables y demanda calculada en ocho sistemas acuíferos nacionales

Sistema acuífero	Recarga (mm/año)	Reservas calculadas (millones de m ³)	Reservas explotables (millones de m ³)	Demanda calculada (millones de m ³ /año)
Morroa	34 a 70	3286	719	41
Media Guajira (Maicao, Riohacha y Manaure)	0	NRI	NRI	2440
Golfo de Urabá	144 a 553	3944	719	22
San Andrés	498	NRI	NRI	4,9
Valle del Cauca	325	40 000	1000	450
Glacis del Quindío	0	4000	NRI	17
Bajo Cauca Antioqueño	1273	NRI	NRI	NRI
Villavicencio - Granada-Puerto López	600	NRI	NRI	NRI

NRI: No reporta información

Fuente: IDEAM (2014)

5.2.5 Diagnóstico del estado y gestión del agua subterránea en el país

De acuerdo con lo expresado por Otálvaro (2018), en su disertación en el I Congreso Internacional de Hidrogeología, en el país puede afirmarse lo siguiente:

- “(I). Existe un conocimiento parcial sobre las aguas subterráneas,
- (II). Regiones como la Isla de San Andrés, Alta y Media Guajira, Sucre y Tolima utilizan básicamente el agua subterránea para abastecimiento doméstico; el Valle del Cauca, la Sabana de Bogotá, el Urabá antioqueño, la zona bananera de Santa Marta y Huila, lo utilizan para uso agrícola o industrial,
- (III). Los puntos de agua subterránea se realizan de acuíferos someros, por su fácil captación,
- (IV). En los acuíferos de Sincelejo, Corozal y Morroa, y sectores de la Sabana de Bogotá, los niveles dinámicos han decaído aceleradamente,
- (V). Se evidencian problemas de contaminación por el inadecuado manejo de residuos líquidos y sólidos en muchos núcleos urbanos, como el caso de la Isla de San Andrés,
- (VI). La minería representa un serio problema para los acuíferos del país por la extracción del agua de los acuíferos, los flujos de agua hacia los tajos mineros que producen abatimiento, la contaminación por mezclas con aguas de mala calidad; y el redireccionamiento de flujos y desecación de acuíferos, en minería subterránea y
- (VII). El Sistema Nacional Ambiental aún no cuenta con un trabajo articulado, sinérgico y permanente que le permita al país contar con una cartografía hidrogeológica, la estimación de la oferta y demanda de los recursos

hídricos subterráneos, la consolidación de información para realizar seguimiento al estado del recurso y el mantenimiento actualizado de este componente dentro del Sistema de Información Ambiental para Colombia, elementos indispensables para la planificación y manejo integral del recurso a escalas, con un buen nivel de detalle”.

5.2.5.1 Instrumentos normativos

Son varias las normas con las que el Estado cuenta para planificar el uso y conservación del recurso hídrico subterráneo, estas son:

- Decreto 3930 de 2010 (usos y ordenamiento del recurso hídrico y vertimientos): del cual se derivan los POMCA. En estos se encuentran las cuencas susceptibles de ordenación y manejo (394 POMCA de subzonas hidrográficas y/o subsiguientes, de los cuales 60 están priorizados (ver Figura 9); maneja escalas de 1:100.000 a 1:25.000.
- Decreto 1640 de 2012 de 2010: el cual reglamenta los instrumentos para la planificación, ordenación y manejo de las cuencas hidrográficas y acuíferos del país.
- Decreto 1076 de 2015: en su artículo 2.2.3.2.11.2 establece que: “en aquellos acuíferos que no hagan parte de POMCA, la autoridad ambiental competente elaborará el plan de manejo ambiental del mismo, previa selección y priorización del mismo, cuando se prevean como mínimo una de las siguientes condiciones: (I). Agotamiento o contaminación del agua subterránea, (II). Cuando el agua subterránea sea la única y/o principal fuente de abastecimiento para consumo humano, (III). Cuando por sus características hidrogeológicas el acuífero sea estratégico para el desarrollo socioeconómico de una región, (IV). Cuando existan conflictos por el uso del agua subterránea y (V). Cuando se requiera que el acuífero sea la fuente alterna por desabastecimiento de agua superficial, debido a riesgos antrópicos o naturales.” Las escalas de trabajo de estos planes serán del orden de 1:25.000 a 1:10.000.

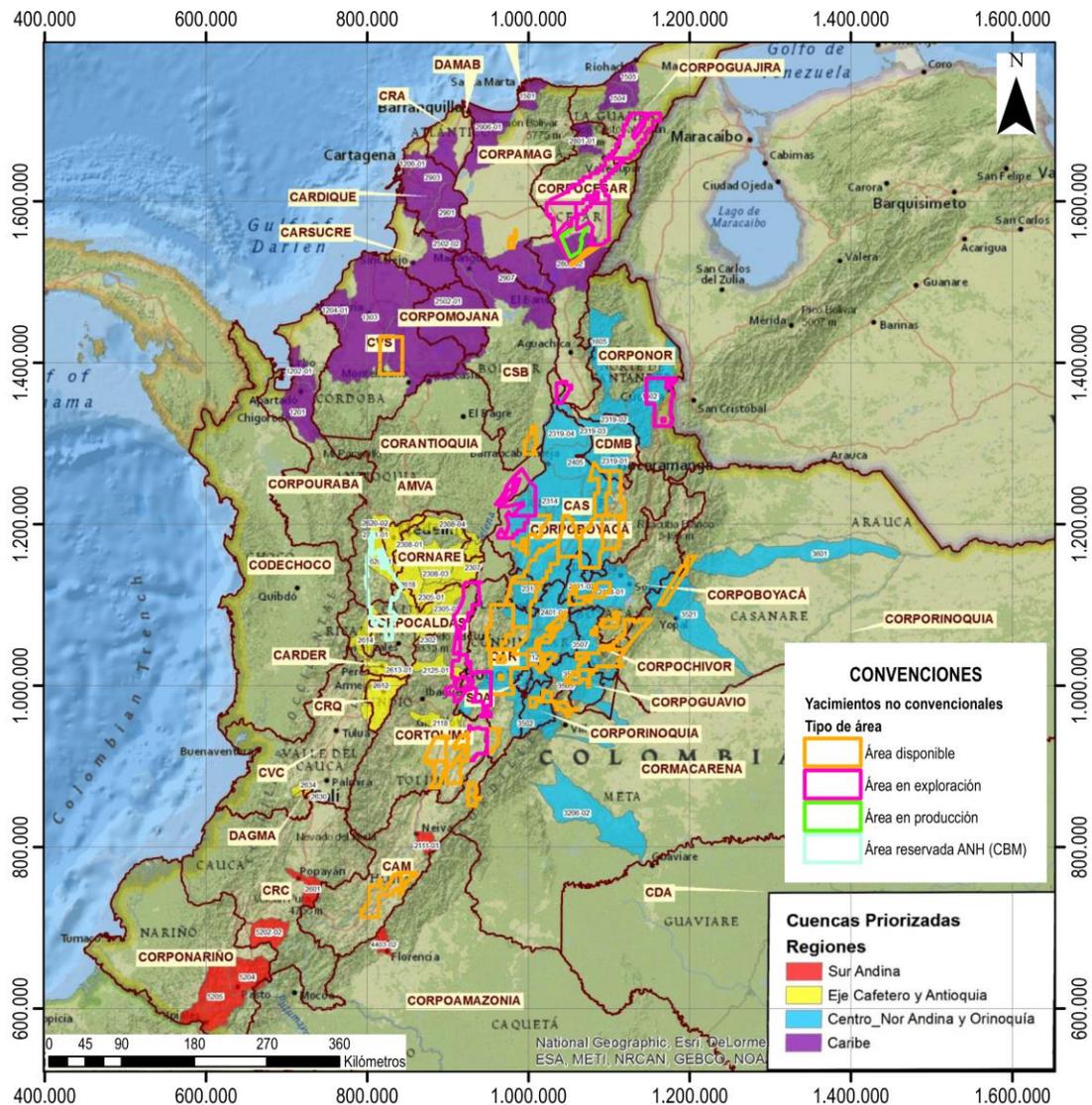


Figura 9. Localización de cuencas priorizadas para la realización de los POMCA vs. localización de Bloques de YNC (TUA)

Fuente: Modificado de MADS (2013)

En primer lugar, es pertinente resaltar los criterios de priorización de las cuencas hidrográficas superficiales: oferta, demanda y calidad del recurso hídrico, el riesgo debido a procesos naturales y antrópicos y la capacidad institucional y de gobernabilidad del territorio, (MADS, 2013). En torno a estas variables, fue generado el mapa de priorización de POMCAS detallado en la Figura 9, el cual fue desarrollado por el MADS, con el apoyo de la Agencia Alemana GIZ en el año 2013.

En la Figura anterior se puede apreciar que los Bloques ofertados de YNC se concentran en su mayoría sobre la región Centro, NorAndina y Orinoquia de las cuencas priorizadas para la realización de los POMCA, específicamente hacia el centro y sureste de los Departamentos de Cundinamarca y Boyacá, norte y sureste del Departamento del Tolima y centro – sur del Departamento de Santander, en jurisdicciones de las Corporaciones Autónomas Regionales CAR, Corporenoquia, Corpoguavio, Corpochivor, Corpoboyacá y CAS. Se debe resaltar la situación de los flancos norte y sector sureste del departamento del Tolima, , zonas en

donde se ofertaron este tipo de Bloques, y no están priorizados para la realización de POMCA, sin embargo, en estas zonas en particular ya se cuenta con una delimitación de cuencas superficiales objeto de Plan de Ordenación y Manejo, en virtud a que en el año 2013 también fue publicado formalmente el mapa nacional de delimitación de cuencas hidrográficas objeto de plan de ordenación y manejo.

5.2.5.2 Avances en Planes de Manejo Ambiental de Acuíferos (PMAA)

De acuerdo con el MADS (2018), a la fecha de elaboración del estudio, se evidencian los siguientes avances en el territorio nacional:

- **8 PMAA adoptados y en implementación:** Golfo de Urabá, Morroa, San Andrés-San Luis, Tunja, Ibagué, Maicao, Pueblo Nuevo y Ayapel y sector Mesa- Municipio de Los Santos.
- **8 PMAA formulados y en proceso de adopción:** Morrosquillo, Toluviejo, Cuenca Río Ranchería, Valle de Aburrá, Bajo Cauca Antioqueño, Santa Fe de Antioquia, Chinú-Sahagún y Nare-Berrío-Yondó.
- **2 PMAA en formulación:** Bogotá y Cesar.
- **9 PMAA en fases de aprestamiento o diagnóstico:** Acuífero Guasca, Acuíferos Pereira-Dos Quebradas-Campoalegre-Risaralda-La Vieja, Valle del Cauca, Betulia, Yopal, Valle del Patía, Río Grande de la Magdalena (Dorada), Santágueda-km 41-Irra y Río Risaralda.
- **6 acuíferos priorizados objeto de PMAA:** Sur de Tolima, Norte de Tolima, Área Urbana de Cali, Santa Marta, Garagoa-Ventaquemada-Nuevo Colón-Jenesano, Duitama.

La localización de algunos de estos PMAA traslapados con la de los bloques de yacimientos no convencionales ofertados por la ANH se puede ver en la Figura 10. Frente a esta figura, es oportuno resaltar que no se encuentran cartografiados los siguientes acuíferos que están en cercanías de Bloques de YNC: (I). En la categoría de PMMA adoptados y en implementación, los acuíferos de Tunja y del sector Mesa – Municipio de Los Santos, (II). En la categoría de PMMA formulados y en proceso de adopción, el acuífero Cuenca Río Ranchería, (III). En la categoría de PMMA en formulación, el acuífero Cesar, (IV). En la categoría de PMAA en fase de aprestamiento o diagnóstico, el acuífero Guasca, y (V). En la categoría de acuíferos priorizados objeto de PMMA, el del Norte del Tolima.

Dado que gran parte de la oferta de estos bloques se concentra hacia el centro – sur de Santander y Boyacá, centro – oeste de Cundinamarca, norte y suroeste del Tolima, en estas zonas es preciso concentrar esfuerzos por aumentar el nivel de conocimiento hidrogeológico a las escalas de detalle establecidas en el Decreto 1076 de 2015.

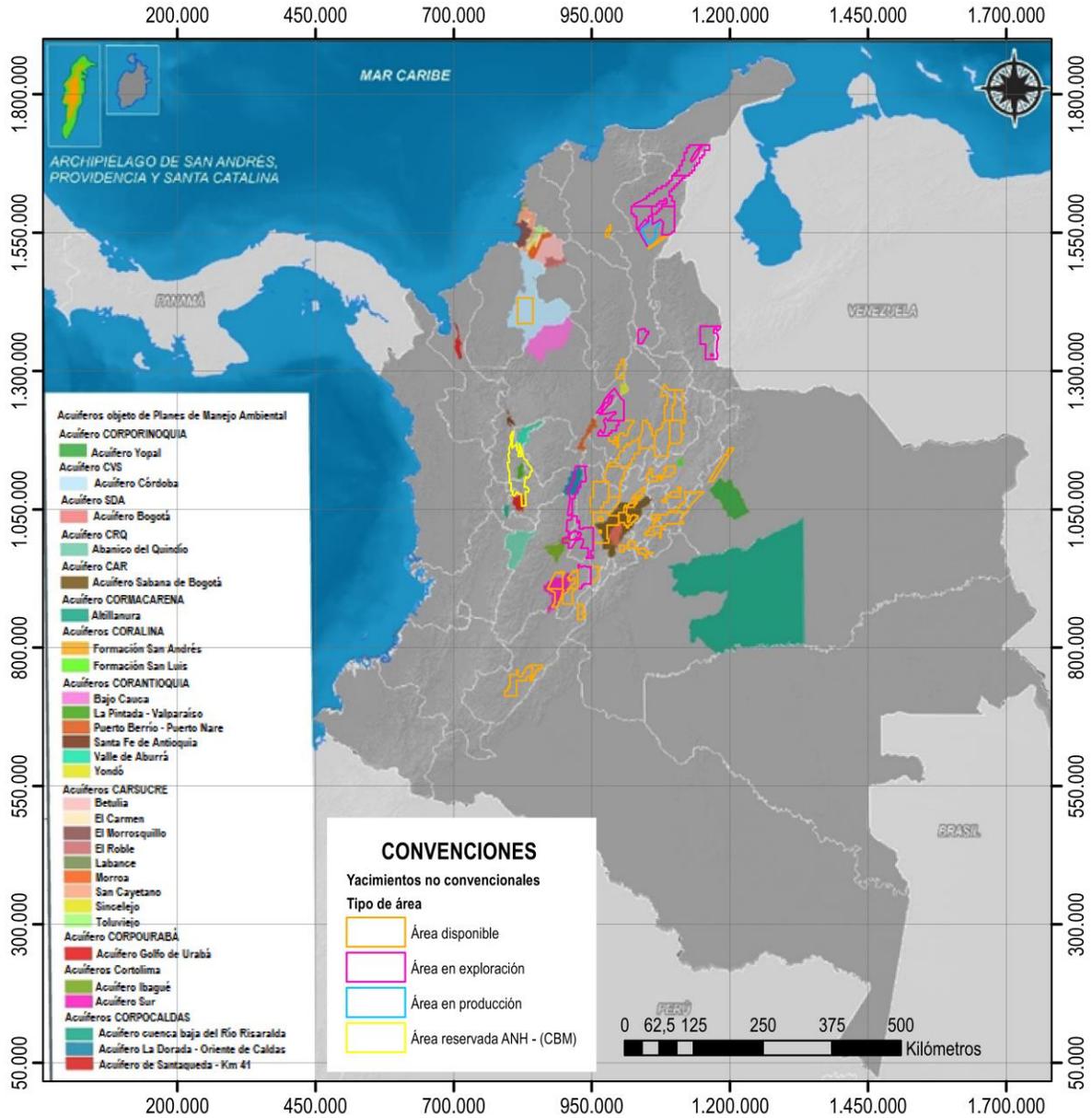


Figura 10. Localización de algunos PMAA vs. localización de Bloques de YNC

Fuente: Modificado de Otálvaro (2018)

En la Figura 11 se puede apreciar las escalas de los estudios hidrogeológicos hechos por el Ingeominas hasta el año 2004 en comparación con la localización de los bloques de YNC otorgados por la ANH en el país. Con base en esta referencia, se puede apreciar que las escalas de trabajo menores a 1:25.000 que son las adecuadas para los PMMA se han concentrado en la Región Caribe, con cubrimiento en términos de superficie de entre el 80% al 100% en los Departamentos de Córdoba, Sucre, Atlántico, Guajira y Cesar, siendo este último el que posee mayor cantidad de bloques de YNC ofertados en la zona norte del país.

Por otro lado, hacia el centro de los departamentos de Cundinamarca y Tolima se han llevado a cabo estudios hidrogeológicos a escalas superiores al 1:25.000, información útil para aumentar la escala de detalle de estudios hidrogeológicos que se circunscriban en ellos.

5.2.5.3 Proyecto MEGIA

Según Arenas (2018), mediante el Convenio 327/730 de 2016 suscrito entre la ANH y COLCIENCIAS, y a través del Fondo Francisco José de Caldas, esta última entidad firmó el contrato RC No. FP44842-157-2018 con la Universidad Nacional de Colombia el 26 de enero de 2018, el cual tiene como objeto el desarrollar el proyecto de investigación “Modelo Multiescala de Gestión Integral del Agua (MEGIA) con análisis de Incertidumbre de la información para la realización de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Subsector de Hidrocarburos en el Valle del Magdalena Medio”, que pretende tener un claro entendimiento de la dinámica en espacio y tiempo del recurso hídrico superficial y subterráneo para luego efectuar la EAE. Para este proyecto se planteó inicialmente un área de estudio de aproximadamente 420.000 hectáreas (42.000 km²) dentro del VMM, la cual posteriormente se ha reducido a unos 6.000 km². Su duración se proyecta a dos años iniciando en el segundo semestre de 2018.

5.2.5.4 Sistemas acuíferos vs. Bloques de YNC

En lo relacionado con el recurso hídrico superficial y subterráneo, es de especial interés determinar la proximidad en la que los bloques de YNC se encuentran con respecto a los sistemas acuíferos definidos por el IDEAM, los ecosistemas de páramo, la red de Parques Naturales Nacionales y Regionales, dada su importancia y alta sensibilidad a actividades antrópicas. La distribución espacial de estas variables puede ser apreciada en la Figura 12.

Aunque la delimitación de estos bloques no presenta una intersección cartográfica con los polígonos definidos para los páramos y parques naturales nacionales y regionales, sí se observa que se encuentran en cercanías (entre 1 a 5 km) del contorno de los bloques disponibles, factor que debe ser tenido en cuenta dada la extensión horizontal en profundidad que típicamente tienen los pozos que explotan YNC y a que estos páramos y parques en muchas ocasiones se constituyen como áreas de recarga de acuíferos presentes a menores altitudes. Por ejemplo, el Páramo de la Serranía de Los Yariguíes se encuentra rodeado por los bloques COR 65, COR 49 y COR 64 y el de Chingaza por los bloques COR 41, COR 59, COR 2 y LLA35, el Páramo de Pisba colinda en su flanco este con el bloque COR 25 y el Páramo de Sumapaz limita en su flanco oeste con el bloque COR 61. Esta situación sucede en los departamentos de Meta, Cundinamarca, Boyacá y Santander.

Con relación al recurso hídrico subterráneo, este se constituye como un factor de gran importancia, pues es reconocido por ser fuente alterna de aprovechamiento en cuencas con acceso limitado de aguas superficiales. El deterioro de su calidad es más peligroso que el de aguas superficiales, ya que es más difícil de detectar y se reconoce tardíamente. Tal y como lo afirma el MADS, el agua subterránea hace parte del ciclo hidrológico y el conocimiento de su estado y dinámica debe ser abordado desde la comprensión de una trama de flujos hídricos atendiendo particularidades propias de los medios naturales, permeables y porosos de sedimentos y rocas fracturadas, donde se alojan las reservas de este patrimonio natural.

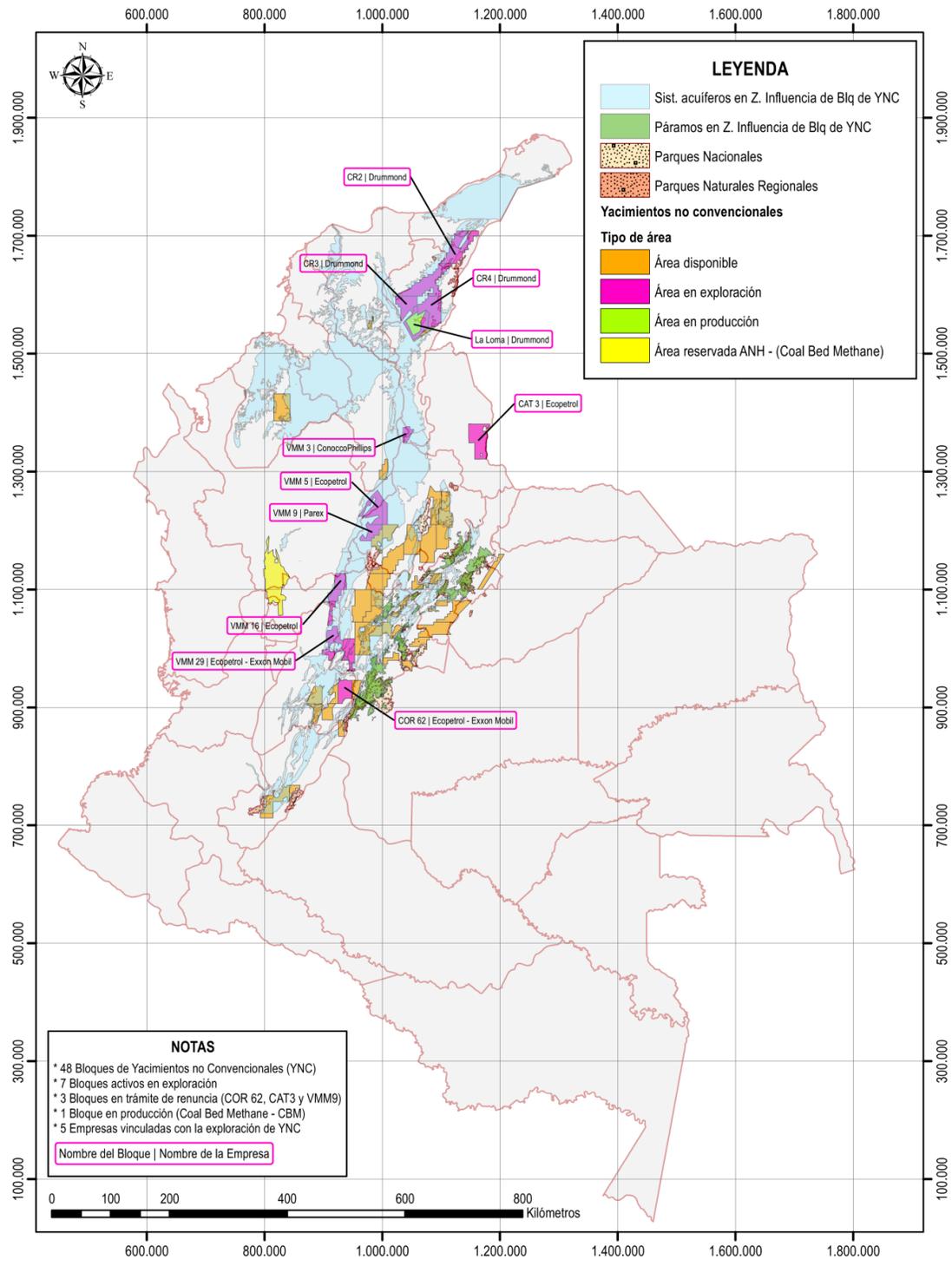


Figura 12. Localización de Sistema de Acuíferos, Páramos, PNN, PNR en zonas de influencias de YNC

Fuente: Elaboración propia con base en información cartográfica SIAC (2017)

En la siguiente tabla se muestran los sistemas acuíferos presentes en las áreas de los bloques de yacimientos no convencionales en exploración y disponibles:

Tabla 5. Sistemas acuíferos presentes en las áreas de los bloques de yacimientos no convencionales en exploración y disponibles

Provincia hidrogeológica	Sistema acuífero de provincias		Observaciones
	Código	Nombre	
Área hidrográfica del Magdalena - Cauca			
PC4 Cesar-Ranchería	SAC 4.1	Cesar	El 95 % de su superficie está cubierto por los bloques disponibles COR 65, COR 47 y COR 66
PM1 Valle Medio del Magdalena	SAM 1.1	Valle Medio del Magdalena	Contiene 2 bloques exploratorios (VMM5 y VMM3) y 2 bloques disponibles (VMM40 y VMM23)
	SAM 1.2	Mariquita-Doradal-Salgar	Contiene 2 bloques disponibles (VMM16 y VMM29) entre los departamentos de Caldas y Tolima y Cundinamarca y Tolima, respectivamente
PM2 Valle Alto del Magdalena	SAM 2.2	Purificación-Saldaña	Contiene 2 bloques disponibles (VSM6 y VSM8) en el Departamento de Tolima
	SAM 2.3	Neiva-Garzón-Tatacoa	Contiene 2 bloques disponibles (VSM16 y VSM17) en el Departamento del Huila
PM4 Cordillera Oriental	SAM 4.6	Sabana de Bogotá	Contiene 3 bloques disponibles (COR 63, COR 55 y COR 64) en el Departamento de Cundinamarca
	SAM 4.10	Mesa de Los Santos	El 95 % de su superficie está cubierto por el bloque disponible COR 47

Fuente: Los Autores, con base en SIAC (2017)

Si bien no se puede asegurar un impacto directo entre la delimitación de los sistemas de acuíferos y la de los polígonos de los bloques de yacimientos no convencionales, vale la pena aclarar que se debe tener un nivel de conocimiento adecuado de las variables hidrogeológicas en estos sistemas y siguiendo la metodología del *Estudio Nacional del Agua* (IDEAM, 2014), se deben determinar los valores de demanda, recarga y reservas, el inventario de puntos de agua y condición del punto, líneas de flujo y mejorar el conocimiento de las unidades hidrogeológicas (Tabla 6).

El conocimiento adecuado del recurso hídrico subterráneo debe conducir al cumplimiento estricto de la normatividad vigente, así como a que la autoridad ambiental competente, y las corporaciones autónomas regionales cuenten con la información específica, actualizada y a escala adecuada, articulando con los Planes de Ordenamiento y Manejo de Cuencas Hidrográficas - POMCAS y los Planes de Ordenamiento Territorial - POT a fin de contar con elementos técnicos y así poder realizar las evaluaciones correspondientes antes del otorgamiento o no de una licencia ambiental para el desarrollo de actividades de exploración y explotación bajo la técnica de fracking en YNC.

Con mejor información técnica, económica, jurídica y ambiental el Ministerio Ambiente y Desarrollo Sostenible con apoyo de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales así como las corporaciones autónomas regionales en ejercicio de sus funciones deberían evaluar si para el caso del fracking se requieren nuevos desarrollos normativos en procura de una regulación que tenga en cuenta las particularidades ambientales y sociales con el fin de salvaguardar el capital natural del país, especialmente del recurso hídrico.

Si bien las curvas de aprendizaje de la industria para la implementación del fracking son un punto de partida para los nuevos países que inician en el tema, se debe tener especial cuidado con el recurso hídrico debido a que las experiencias internacionales demuestran que este es uno de los puntos críticos en la aplicación de la técnica.

Tabla 6. Nivel del conocimiento de los sistemas acuíferos en áreas de influencia de yacimientos no convencionales en Colombia

Provincia hidrogeológica	Sistemas acuíferos de provincias		Modelo geológico			Modelo hidrogeológico						Modelo hidráulico		Modelo hidroquímico				Modelo isolópico		
	Código	Nombre	Geometría	Tipo de roca	Delimitación de unidades hidrogeológicas	Inventario de puntos de agua (tipo de puntitos)	Inventario de puntos de agua (condición del punto)	Identificación de zonas de recarga	Cálculo de recarga	Mapa de flujo	Cálculo de reservas	Cálculo de demanda	Parámetros hidráulicos (K, T, S) de alguna de las unidades hidrogeológicas	Parámetros hidráulicos (K, T, S) de alguna de todas las unidades hidrogeológicas	Información de alguna unidad hidrogeológicas	Información de todas las unidades hidrogeológicas	Parámetros mínimos (pH, T, conductividad)	Caracterización de iones mayores	Caracterización de iones menores	Definición de facies
Área hidrográfica del Magdalena – Cauca																				
PC4 Cesar – Ranchería	SAC 4.1	Cesar																		
PM1 Valle Medio del Magdalena	SAM 1.1	Valle Medio del Magdalena																		
	SAM 1.2	Manquita – Dorada – Salgar																		
PM1 Valle Alto del Magdalena	SAM 2.2	Purificación – Saldaña																		
	SAM 2.3	Neiva – Tatocoa – Garzón																		
	SAM 4.1	San Gil – Barichara																		
PM4 Cordillera Oriental	SAM 4.6	Sabana de Bogotá																		
	SAM 4.10	Mesa de los Santos																		

Fuente: Adaptado de ENA, en IDEAM (2014)

5.2.5.4.1 Posición del MADS sobre los yacimientos no convencionales de hidrocarburos

Conforme a lo expuesto por Arenas (2018), la posición del MADS se puede sintetizar en cinco grandes pasos, conocidos como el "Plan de Alistamiento":

(I) Desarrollar un estudio detallado de aguas subterráneas y un inventario de acuíferos del país, especialmente en la zona del VMM, que permita identificar la ubicación de este recurso, y así definir las medidas para su protección,

(II) Desarrollar un estudio sismológico y su correspondiente cartografía para definir posibles amenazas y medidas de prevención y mitigación de riesgos,

(III) Que el MME, bajo los lineamientos y metodologías definidas por el MADS, realice una evaluación ambiental estratégica de la región del VMM,

(IV) Implementar un sistema de registro, verificación, control y vigilancia de los fluidos que serían utilizados en la estimulación hidráulica; esto con el fin de proteger de impactos negativos los recursos naturales del país,

(V) Fortalecimiento de la capacidad institucional (ANLA, las CAR e institutos de investigación) para la vigilancia de esta actividad por parte del MADS y el MME.

6 POSIBLES AFECTACIONES DEL *FRACKING* SOBRE LAS AGUAS SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS

6.1 ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES

Canadá (CCA, 2014) reconoce los siguientes problemas a la hora de analizar los impactos ambientales del fracturamiento hidráulico: (I) no hay datos suficientes para evaluar los reclamos (a favor y en contra) de la contaminación relacionados con la fracturación hidráulica; (II) no hay datos suficientes para comprender las diversas vías posibles de contaminación que puede ocurrir en el futuro no se ha recopilado; y (III) el marco de tiempo para juzgar los posibles impactos acumulativos a largo plazo sido inadecuado.

En el Anexo 5 puede apreciarse un listado del registro de evidencias de incidentes e impactos al recurso hídrico derivadas de la exploración y producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en los cuatro países en donde la técnica de la estimulación hidráulica ha tenido declaración de comercialidad.

Este apartado está enfocado sobre las posibles afectaciones sobre el recurso hídrico superficial y subterráneo, teniendo en cuenta que son los elementos ambientales que podrían presentar mayor afectación significativos, principalmente debido a las consecuencias del incremento en la demanda del recurso hídrico, uso de mezclas de sustancias químicas con aditivos tóxicos y radioactivo, activación de flujos de agua subterránea y conexión con los fluidos del pozo, entre otros.

De otro lado es importante anotar que las posibles afectaciones ambientales sobre el recurso hídrico presentadas en este documento corresponden a un análisis de los efectos presentados en casos a nivel internacional y que podrían presentarse en el país al implementar la técnica de fracturamiento hidráulico, de no emplear tecnología de calidad, equipos, maquinaria, sistemas y procesos con buenos sistemas de monitoreo y reportes y en caso de no implementar controles y medidas de manejo ambiental, seguimiento y monitoreo efectivas, que permitan prevenir, mitigar, compensar o corregir los impactos ambientales derivados de esta técnica. Por lo tanto, esta discusión no representa de ninguna manera una evaluación de impactos y riesgos ambientales específica, sino que hace una extrapolación de dichos casos a la situación nacional.

En tal sentido se pretende llamar la atención sobre la capacidad técnica de las compañías que pretenden desarrollar el *fracking*, así como de los consultores o expertos en el tema que desarrollan los estudios de impacto ambiental, quienes analizan las áreas de influencia y revisión, el estado ambiental de las zonas, formulan las medidas de control, manejo, seguimiento y monitoreo entre otros, y también sobre los mecanismos de control y seguimiento de las Autoridades.

De acuerdo con lo anterior y con el propósito de abstraer y analizar los aspectos, impactos y riesgos ambientales asociados del fracturamiento hidráulico se consideraron las actividades más relevantes del proceso y con mayor incidencia sobre el medio abiótico, biótico y socioeconómico. Como resultado de ello se analizaron siete (7) actividades principales y se identificaron cuatro (4) impactos con mayor potencialidad derivados del fracturamiento hidráulico.

Dentro de las actividades más relevantes de la exploración y/o explotación de hidrocarburos no convencionales mediante fracturamiento hidráulico, que pueden incidir sobre el recurso hídrico superficial y subterráneo, se tienen:

1. Uso de grandes cantidades de agua captada.
2. Manejo, transporte y almacenamiento de sustancias peligrosas empleadas en el *fracking*.
3. Perforación y completamiento de pozos.
4. Generación de fracturas a través del bombeo de fluido a alta presión por el pozo.
5. Extracción del fluido de retorno empleado para la fractura y del agua de producción.

6. Manejo, tratamiento, transporte y almacenamiento de agua residual (fluidos de retorno y agua de producción) en superficie.
7. Disposición de aguas residuales industriales (fluidos de retorno y aguas de producción).

Las aguas residuales industriales (o aguas residuales no domésticas – ArnD) en este caso de análisis conformadas por los fluidos de retorno y el agua de producción podrían ser manejado y dispuesto mediante diferentes alternativas, como disposición en suelos o por reinyección, las cuales dependerán de lo autorizado o negado por la Autoridad en cada proyecto. Sin embargo, es importante anotar que, en Colombia para la exploración de hidrocarburos no convencionales no se permite ningún tipo de vertimiento sin previo tratamiento ni vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica.

Una vez analizada la interacción entre las actividades anteriormente relacionadas y los aspectos ambientales asociados como el consumo de agua, el manejo de sustancias peligrosas, emisiones de gases, se determinaron los siguientes impactos ambientales potenciales:

1. Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico superficial
2. Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico subterráneo
3. Contaminación de aguas superficiales
4. Contaminación de aguas subterráneas

Las actividades del fracturamiento hidráulico y sus posibles impactos y riesgos ambientales para el medio abiótico se identificaron en la **Tabla 7** y posteriormente se discuten con base en los estudios técnicos consultados.

Tabla 7. Matriz de identificación aspectos e impacto ambientales del fracturamiento hidráulico según experiencias internacionales

MEDIO	FACTOR AMBIENTAL	ASPECTO AMBIENTAL	ACTIVIDAD							IMPACTO AMBIENTAL
			1) Adquisición o captación de agua para fracturamiento hidráulico	2) Manejo, transporte, almacenamiento y uso de sustancias peligrosas (químicos, lodos, aceites, fluidos) para fracturación hidráulica en superficie	3) Perforación y completamiento	4) Generación de fracturas por bombeo de fluido a alta presión.	5) Extracción de fluido de retorno y aguas de producción	6) Manejo, tratamiento, transporte y almacenamiento de agua residual (fluidos de retorno y agua de producción) en superficie	7) Disposición de aguas residuales (fluidos de retorno y agua de producción)	
ABIÓTICO	Aguas superficiales	Consumo de agua	X							Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico superficial
		Uso y manejo de sustancias y residuos peligrosos (química, tóxicas, radioactivas)		X	X		X	X		Contaminación de aguas superficiales
	Aguas subterráneas	Consumo de agua	X							Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico subterráneo
		Uso y manejo de sustancias y residuos peligrosos (química, tóxicas, radioactivas)		X	X	X	X	X	X	Contaminación de aguas subterráneas (acuíferos)
	Aguas subterráneas	Emisiones de gases a través del subsuelo				X				Contaminación de aguas subterráneas (acuíferos)

Fuente: Los Autores (2018)

6.1.1 DISMINUCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSO HÍDRICO SUPERFICIAL Y SUBTERRÁNEO

Este impacto se genera por la captación o adquisición de recurso hídrico sobre aguas superficiales o subterráneas requerida para la actividad de fracturamiento hidráulico y que debe ser considerada dada la alta demanda para desarrollar tal actividad, por lo que es uno de los temas que genera mayor controversia desde el punto de vista ambiental, (ver tabla 8). Si bien el interés de la comunidad en general se centra en la demanda del recurso en la fase de estimulación hidráulica, no debe dejarse de lado la demanda requerida en la etapa de construcción del pozo.

Debido a que en las zonas en donde se ofertaron bloques de YNC por parte de la ANH, con antelación a este hecho ya existían actividades económicas que aprovechan recursos hídricos superficiales y subterráneos para usos agropecuario, comercial, industrial y recreativo, principalmente, (sin dejar de lado el consumo doméstico que está en función de la densidad de población por unidad de área), ni obviar el denominado caudal ecológico, los volúmenes de agua requeridos para la estimulación hidráulica se sumarían a la dinámica de consumo preexistente del recurso, aumentándose la demanda del mismo sobre unidades hidrológicas e hidrogeológicas abastecedoras y que podría afectar la oferta neta del recurso hídrico dependiendo de las singularidades propias de cada zona en donde se pretenda implementar la técnica (principalmente en los relacionado con las características hidrológicas de las cuencas hidrográficas superficiales y el potencial hidrogeológico de los acuíferos en donde se localizan los bloques de YNC). En la medida en que la oferta del recurso hídrico superficial y subterráneo sean más favorables, los impactos en la demanda tendrán una tendencia a ser de magnitud baja; y si por el contrario, las variables hidrológicas e hidrogeológicas que influyen en la oferta del recurso hídrico tienen un bajo potencial, es de esperar que los impactos en la demanda sean de mayor magnitud. Este análisis debe ser realizado bajo un contexto local, en un contexto singular y manejado a escalas de detalle, debido al carácter heterogéneo de las variables hidrológicas e hidrogeológicas de cada uno de los sitios en donde se encuentran ubicados los bloques de YNC.

6.1.1.1 DEMANDA DEL RECURSO HÍDRICO PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Se requiere agua durante todo el ciclo de producción de petróleo y gas, en particular para procesos tales como preparación de pozos, perforación y fracturamiento, de los cuales la mayor parte del agua se necesita para el fracturamiento hidráulico (Marcellus & Jersey, 2013).

El agua es el componente principal de casi todos los fluidos de fracturamiento hidráulico, y normalmente constituye el 90-97% del volumen total de líquido inyectado en un pozo. Para el caso de Estados Unidos, los volúmenes medios de agua utilizada por pozo, para la fracturación hidráulica es de aproximadamente 1,5 millones de galones (5,7 millones de litros) entre enero de 2011 y febrero de 2013, como se informa en FracFocus 1.0¹. Un análisis de los datos del fluido de fracturación hidráulica indica que los volúmenes de agua utilizados por pozo han aumentado con el tiempo a medida que se perforaron más pozos horizontales (Gallegos, Varela, Haines, and Engle, 2015).

En la Tabla 8 se presenta un resumen de datos compilados por Hernández (2016), quien revisó información de diez fuentes bibliográficas en las que se detallan los rangos de consumos de agua para la perforación y fracturamiento de un pozo, para su facilidad de comprensión, las unidades de consumo se presentan en metros cúbicos, galones y litros.

¹ El FracFocus Chemical Disclosure Registry es un sitio web de acceso público (www.fracfocus.org) gestionado por el Consejo de Protección del Agua Subterránea (GWPC) y la Comisión Interestatal del Pacto de Petróleo y Gas (IOGCC).

Se observa que para la perforación de un pozo se estima un consumo entre 151 y 20.000 m³, estableciéndose un promedio de 3.780 m³, en tanto que para la fase de fracturamiento hidráulico de un pozo en yacimientos no convencionales, el consumo de agua oscila entre 90 y 80.000 m³ por pozo, siendo el valor promedio 14.500 m³.

Las variaciones de volúmenes de agua necesarios para la perforación y fracturamiento de un pozo se deben a las diferencias en profundidad, la distancia horizontal máxima de cada pozo, así como las características propias de cada formación y del pozo.

Para el escenario crítico de mayores valores presentados en la Tabla 8 para la perforación (20.000 m³) y fracturamiento hidráulico (80.000 m³) por pozo se tendría un total de 100.000 m³ (26.417.200 galones), lo que equivaldría a 2.400 carrotaques, cada uno con capacidad de 11.000 galones. En términos de consumo, estos 100.000 m³, representa el volumen de agua consumido por alrededor de 715.000 habitantes en la ciudad de Bogotá., (considerando una dotación neta máxima de 140 l/hab/día).

Tabla 8. Consumo de agua para perforación y fracturamiento por pozo que explotan yacimientos no convencionales de hidrocarburos

Referencia	Consumo de agua para perforación por pozo			Consumo de agua para fracturamiento por pozo			Eficiencia del uso del agua
	m ³	galones	litros	m ³	Galones	Litros	
GWPC (2009)	-	-	-	7.570 – 15.140	2.000.000 - 4.000.000	7.570.000 - 15.140.000	-
Mantell (2010), Chesapeake (2010)	250 – 2.270	66.000 - 600.000	250.000 - 2.270.000	18.930	5.000.000	18.930.000	3,01 - 5,78 L/GJ
Zoback (2010)	3.780	1.000.000	3.780.000	7.570 – 30.280	2.000.000 - 8.000.000		-
IEA (2012)	-			>1.000 – 20.000	>264.000 - 5.284.000	>1.000.000 - 20.000.000	2 - 100 L/GJ
MIT (2011), Healy, 2012)	-			90 – 13.500	24.000 - 3.567.000	90.000 - 13.500.000	-
U.S. EPA (2011), Cooley e Donnelly, 2012)	151 – 3.785	40.000 - 1.000.000	151.000 - 3.785.000	8.706 – 14.385	2.300.000 - 3.800.000	8.706.000 - 14.385.000	-
Groat y Grimshaw (2012), Lampe, (2012)	-			21.198	5.600.000	21.198.000	-
AMEC (2013) - UK Government	-			10.000 – 25.000	2.640.000 - 6.604.000	10.000.000 - 25.000.000	-
Chasapeake (2011), Yi, (2013)	3.785	1.000.000	3.785.000	7.570 – 22.710	2.000.000 - 6.000.000	7.570.000 - 22.710.000	3,01 - 11,91 L/GJ
Jackson et al. (2014)	2.000 – 20.000		2.000.000 - 20.000.000	8.000 – 80.000	2.113.000 - 21.130.000	8000000 - 80.000.000	7.6 L/GJ

Referencia	Consumo de agua para perforación por pozo			Consumo de agua para fracturamiento por pozo			Eficiencia del uso del agua
	m ³	galones	litros	m ³	Galones	Litros	
Mínimo	151	40.000	151.000	3.785	1.000.000	3.785.000	2 L/GJ
Media	3.780	1.000.000	3.780.000	14.500	3.830.000	14.500.000	6 L/GJ
Máximo	20.000	5.284.000	20.000.000	80.000	21.134.000	80.000.000	100 L/GJ

Fuente: Hernández (2016)

Nota 1: “No presenta valores específicos en la referencia consultada.

Nota 2: Los valores medios fueron determinados a partir de los valores más comunes dentro de las fuentes consultadas debido a los valores extremos que son referenciados en algunas escalas.

A nivel internacional el agua utilizada para el fracturamiento hidráulico suele ser agua dulce extraída de aguas subterráneas disponibles y/o recursos hídricos superficiales ubicados cerca de pozos de producción de petróleo y gas fracturados hidráulicamente. Las fuentes de agua pueden variar, dependiendo de la disponibilidad de agua regional o local; de las leyes, regulaciones y políticas; y de las prácticas de gestión del agua. Las operaciones de fracturamiento hidráulico en zonas húmedas generalmente dependen de los recursos hídricos superficiales, mientras que las operaciones en zonas áridas y semiáridas generalmente dependen del agua subterránea o superficial (Abdalla & Drohan, 2010). Los costos de transporte de agua pueden ser altos, por lo que la industria tiende a adquirir agua de fuentes cercanas si está disponible (Nicot, Scalon, Reedy, & Costley, 2014).

En Estados Unidos, los datos de los informes muestran que los volúmenes totales de agua requeridos por pozo se han incrementado en los últimos años, pasando de 1.5 millones de galones (5.7 millones de l) en el año 2011 a 2.7 millones de galones (10.2 millones de l) en el año 2014 aproximadamente. Este incremento en las cantidades de agua para fracturamiento se debe principalmente al aumento en la longitud de los pozos horizontales (Gallegos *et al*, 2015).

Por otra parte, las aguas residuales de fracturamiento hidráulico y otras aguas de menor calidad, se pueden usar como fluidos de fracturamiento para compensar la necesidad de agua dulce, aunque la proporción de líquido inyectado que se reutiliza varía según la ubicación y tiende a ser baja.

Si se reduce el flujo de agua superficial por extracciones de agua subterránea, baja la tasa de dilución de sólidos y cargas contaminantes de la cuenca, por lo tanto puede ocasionar daños al ecosistema acuático y afectar la vida acuática. En algunas regiones del mundo donde se realiza la extracción de hidrocarburos no convencionales, hay preocupación por la excesiva captación de agua superficial y agua subterránea, lo cual podría derivar en períodos de escasez de agua que afectan el riego agrícola, pozos de agua potable o los niveles de agua superficiales.

Para el caso colombiano, según el Estudio Nacional del Agua -ENA (IDEAM, 2014) el consumo promedio de agua empleada en la perforación de un pozo exploratorio y/o explotación para hidrocarburos convencionales es de 190,2 m³ por cada 1.000 pies (304,8 metros) de profundidad de perforación. La ANH en presentación realizada a la CGR en el mes de julio de 2018 expuso que se estima un consumo de 25.000 m³ de agua por pozo para fracturación hidráulica, estando 10.500 m³ por encima del promedio de las fuentes consultadas en la Tabla 8. En el año 2012 del uso total del agua para las diferentes actividades productivas del país, el uso del sector de hidrocarburos representó el 1,6% del total, siendo uno de los sectores con menor demanda. El consumo de agua en el país para el sector de hidrocarburos se ha concentrado en mayor medida en la cuenca del Orinoco, en particular en las subzonas: Alto Vichada, río Metica (Guamal y Humadea) río Cravo Sur, directos Magdalena entre ríos Negro y Carare y río Cravo Norte. Lo anterior se atribuye principalmente a que las áreas

o bloques de exploración y explotación de hidrocarburos convencionales en operación se han concentrado en el área hidrográfica del Orinoco con un consumo de 328,64 Mm³ millones de metros cúbicos, seguida del área hidrográfica del Magdalena y Cauca con 83,38 Mm³.

Las fuentes de agua utilizadas en la industria de hidrocarburos pueden ser superficiales y/o subterráneas, dependiendo de la disponibilidad de agua en el área de influencia directa del área de exploración o de explotación de hidrocarburos, y de la regulación y ordenamiento nacional o regional de las cuencas hídricas. En algunas cuencas se ha restringido el uso de agua de ríos, quebradas, arroyos, dada la baja disponibilidad y vulnerabilidad del recurso. La industria de hidrocarburos procura contar con licencias ambientales y/o permisos ambientales que permitan la concesión o captación de aguas superficiales y subterráneas cerca de las áreas de trabajo, debido a los altos costos de transporte de agua mediante carrotanque y a la facilidad en términos técnicos y operativos de cada proyecto.

La técnica de fracturamiento hidráulico implica un incremento en el consumo de agua en aproximadamente 3,8 veces el volumen de agua usada para la perforación de un pozo. En tal sentido se incrementaría el volumen requerido para las concesiones o permisos de captación de agua superficial y subterránea en las áreas de influencia de los proyectos.

6.1.1.2 CALIDAD DEL AGUA

Según la bibliografía consultada el agua dulce se utiliza con mayor frecuencia para maximizar el rendimiento del fluido de fracturamiento hidráulico y para garantizar la compatibilidad con la formación geológica que se fractura, por tanto, es la fuente de agua más comúnmente usada por las compañías de fracturación hidráulica en sus operaciones.

De acuerdo con la información reportada a la EPA, las compañías americanas registraron que la mayoría del agua empleada era dulce, porque requería pruebas y tratamientos mínimos. La mayoría de las nueve compañías de servicios recomendaron realizar pruebas para ciertos parámetros de calidad del agua (pH y concentraciones máximas de cationes específicos) y aniones para asegurar la compatibilidad entre el agua, otros constituyentes del fluido de fracturamiento y la formación geológica (U.S. EPA, 2016).

La reutilización de las aguas residuales del fracturamiento hidráulico puede estar limitada en cierta medida por la calidad del agua. Durante la vida de producción de un pozo, la calidad del agua residual producida comienza a parecerse a la calidad del agua que se encuentra naturalmente en la formación geológica y puede caracterizarse por altas concentraciones de sólidos disueltos totales (SDT) (Goodwin *et al* 2014). Las altas concentraciones de SDT y otros componentes individuales disueltos en aguas residuales, incluidos cationes específicos (calcio, magnesio, hierro, bario, estroncio), aniones (cloruro, bicarbonato, fosfato y sulfato) y agentes microbianos, pueden interferir con el rendimiento del fluido de fracturamiento produciendo incrustaciones en el pozo o interfiriendo con ciertos aditivos en el mismo fluido, por ejemplo, un alto SDT puede inhibir la efectividad de los reductores de fricción (Gregory, Vidic, and Dzombak, 2011). Debido a estas limitaciones, las aguas residuales pueden requerir tratamiento o mezcla con agua dulce (dilución) para alcanzar el nivel de calidad del agua deseado en la formulación del fluido de fracturamiento.

Las opciones para el tratamiento de aguas residuales de fracturamiento hidráulico para facilitar su reutilización están disponibles y, en algunos casos, están siendo utilizadas por la industria. Por ejemplo, los sacos filtrantes, la centrífuga, la flotación por aire disuelto o las tecnologías de sedimentación pueden eliminar los sólidos en suspensión, y la precipitación fisicoquímica o la electrocoagulación pueden eliminar los metales disueltos (Gregory, *et al* 2011)

En Colombia en materia de reúso de agua residual tratada se cuenta con las disposiciones establecidas en la Resolución 1207 del 25 de julio de 2014 emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, donde el reúso industrial está orientado a actividades de intercambio de calor en torres de enfriamiento y en calderas, descarga de aparatos sanitarios, limpieza mecánica de vías, riego de vías para el control de material particulado

y sistemas de redes contraincendios. Sin embargo esta resolución a pesar de ser emitida después de la Resolución 0421 de 2014 de MADS, no contempla el reúso para aguas provenientes de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

Por su parte la alternativa de reutilización de aguas residuales para la estimulación hidráulica podrá constituir una opción para disminuir la presión sobre el recurso hídrico superficial y deberá ser evaluada por la autoridad ambiental en cada caso particular. Esto debido a que es necesario que se evalúe la compatibilidad de las aguas, las características fisicoquímicas o calidad de las aguas a emplear en la estimulación, la capacidad de recepción de la formación, entre otros aspectos técnicos.

6.1.2 CONTAMINACIÓN DE AGUAS SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS (ACUÍFEROS DE USO POTENCIAL)

La contaminación de aguas superficiales y subterráneas se define como la alternación o cambio de las características fisicoquímicas del agua y afectación de su calidad, deterioro que cambia las condiciones de uso de agua.

La alteración de la calidad del recurso hídrico superficial se puede presentar por eventos como fugas o derrames que se generen durante las actividades de manejo, transporte, almacenamiento y uso de sustancias peligrosas de tipo químico, radioactivo, tóxico como lodos, aceites, y demás fluidos empleados en superficie para la fracturación hidráulica.

En el escenario de fuga o derrame de estos fluidos, se podría generar contaminación de las aguas superficiales por escorrentía o incluso por infiltración en suelo y consecuente movimiento de los fluidos contaminantes en la zona vadosa del suelo, lo que dependiendo de la dinámica hidrogeológica de la región y de la existencia y disponibilidad de acuíferos someros aprovechables, el contacto con estos fluidos contaminantes afectaría la calidad de las aguas subterráneas.

En este mismo sentido inadecuados procedimientos de completamiento del pozo, como por ejemplo fallas en el casing que produzcan grietas, las cuales permitan la salida de fluidos de fracturamiento o de retorno a través del subsuelo, y que a su vez permitan conectarse con sistemas acuíferos, generan contaminación de las aguas subterráneas.

Igualmente la extracción de fluido de retorno y aguas de producción hacia la superficie, su manejo, tratamiento, transporte y almacenamiento de agua residual (fluidos de retorno y agua de producción) y la disposición final de aguas de retorno mediante reinyección, son actividades que pueden generar migración de fluidos contaminantes en el subsuelo a través de las fracturas generadas y sus posibles conexiones con aguas subterráneas a través de otros pozos existentes u otros canales.

Silva (2018, Comunicación verbal) en su conferencia expresó los siguientes puntos relevantes respecto a las aguas de producción de yacimientos no convencionales que potencialmente se producirían en Colombia:

- En los eventos de carácter anóxico en el fondo marino del mar cretáceo en Colombia que dieron origen a estos shales negros y rocas asociadas, también comúnmente hay una asociación química de varios metales pesados, metaloides y elementos radiactivos (Fe, Mo, U, V, Cu, etc.).
- En la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena (VMM) y Valle Superior del Magdalena específicamente los shales están enriquecidos en Mo, U, Cd, V y Ni entre otros.
- Al haber allí U^{238} , que es radiactivo, también habría Rn^{222} que es uno de sus sub-productos en el proceso de desintegración radiactiva.
- Desde el punto de vista médico esta serie de elementos son potencialmente cancerígenos al ingresar y acumularse en los organismos.

- Dichos elementos se re-movilizarían a partir de los shales negros de la roca generadora al aplicarse los reactivos tipo usados durante el fracturamiento hidráulico.
- Entonces el riesgo para la salud no proviene tanto de los fluidos agregados en superficie para la inyección a presión durante la operación del fracturamiento hidráulico, si no a partir de la re-movilización de estos metales y metaloides naturales, preexistentes en los shales negros.
- El estudio mencionado hizo simulaciones numéricas para predecir cuál sería el comportamiento de estos elementos en el medio una vez ocurriera una inyección de solvente dentro de los *shales* que los removilizara. El resultado mostró que casi un 40% de esos elementos se re-movilizaría y que unos 800 días posteriormente a la realización del fracturamiento hidráulico dichos elementos se desplazarían unos 150 m en ese medio rocoso, a esto se sumaría la presencia de fallas y fracturas en dicho medio (caso común en el Valle Medio del Magdalena), las cuales son una vía alterna adicional para esa re-movilización.
- Entonces es fundamental que esto sea estudiado previamente a la ejecución de cualquier fase de exploración/explotación de este tipo (en roca generadora tipo *shale* negro) que pudiera desarrollarse en Colombia, para saber cómo deberían tratarse las aguas resultantes de producción y/o bien qué tipo de fluidos utilizar para minimizar esa re-movilización durante la inyección a presión.
- Por otro lado, se advierte que en EUA la disposición de los residuos del tratamiento de las aguas de producción de este tipo descrito se hace también dentro de rocas impermeables similares al *shale*, en condiciones parecidas a la disposición de residuos radiactivos (para evitar una nueva re-movilización).

6.1.2.1 COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La elaboración del fluido que se inyecta en un pozo para fracturar la formación requiere el uso de equipos especializados para realizar la mezcla química de una variedad de diferentes aditivos. Estos aditivos pueden incluir biocidas, inhibidores de corrosión, reductores de fricción e inhibidores de incrustaciones (Carter, Hammack, and Hakala, 2013).

Los equipos utilizados en el proceso de elaboración del fluido comprenden: camiones de almacenamiento de químicos, tanques de suministro de agua, suministro de apuntalante, mezcladores de pulpa, varias bombas de alta presión, un colector, líneas de superficie y mangueras, y una unidad de control central (BJ Services Company, 2009). En un pozo de producción recién perforado, el proceso de fabricación del fluido comienza después de que los procesos de perforación, redes y cementación han finalizado; y se ha instalado y conectado el equipo de fracturamiento hidráulico al pozo.

Según la EPA 2016, los productos químicos son parte integral del proceso de fracturamiento hidráulico y realizan una serie de funciones, pero tienen propiedades tóxicas intrínsecas que plantean preocupaciones. En ausencia de evidencia empírica de estudios de toxicidad, los investigadores han deducido el potencial de daño por estudios que han identificado productos químicos constitutivos y referencias cruzadas con efectos sobre la salud conocidos o sospechados. Aunque para la salud humana, los resultados de estos estudios tienen aplicabilidad a la ecotoxicología. Esos productos químicos a partir de números de servicio de resúmenes químicos y compararlos contra las bases de datos (por ejemplo, hojas MSDS, TOXNET) respecto a la comprensión de los efectos posibles en la salud, mostraron que más del 75% de los productos químicos pueden afectar a los sistemas respiratorio y gastrointestinales, así como ojos, piel y otros órganos sensoriales.

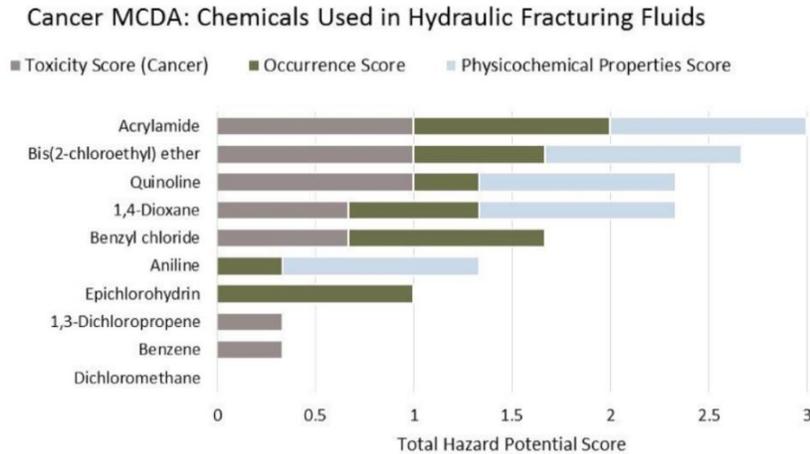


Figura 13. Químicos usados en la fracturación hidráulica y con potenciales riesgos carcinogénicos.

Fuente: EPA (2016)

6.1.2.2 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Para los pozos fracturados hidráulicamente, la composición química del agua de producción refleja una mezcla de fluidos de fracturamiento, compuestos de hidrocarburos y agua de formación propiamente dicha. Los datos de agua producida en las primeras fases inicialmente muestran cambios continuos en la composición química y reflejan procesos que ocurren en la formación.

La información del agua de producción a largo plazo representa agua que se asocia principalmente con la formación, en lugar del fluido de fracturación hidráulica. A diferencia del fluido de fracturamiento, cuya composición puede describirse, los datos de composición del agua producida provienen del análisis de laboratorio de las muestras. Es importante notar que los métodos analíticos pueden diferir dependiendo del propósito del análisis. Específicamente, se han utilizado métodos avanzados de laboratorio para identificar constituyentes orgánicos desconocidos de agua producida, se utilizan métodos de rutina para el muestreo previo a la perforación, y una combinación de métodos puede ser necesaria para evaluar los impactos ambientales.

- Factores que influyen en la composición del agua producida

Varios factores que interactúan influyen en la composición química del agua producida: (1) la composición de los fluidos de fracturación hidráulica inyectados, (2) la formación geológica específica y los productos de hidrocarburos asociados, (3) el ambiente estratigráfico y (4) los procesos subsuperficiales y el tiempo de permanencia (Barbot, Vidic, Gregory, Vidic, 2013).

La mineralogía y la estructura de una formación se determinan inicialmente por deposición, cuando los granos de roca se depositan en su medio de transporte (Marshak, 2004). En consecuencia, se espera que el agua producida por la lutita y la arenisca sea salina, y el agua con carbón metano puede ser mucho menor.

- Composición de agua de producción durante el período de retorno

La química del agua producida cambia con el tiempo, especialmente durante los primeros días o semanas después del fracturamiento. En general, las concentraciones de cationes, aniones, metales, materiales radiactivos naturales (NORM) y compuestos orgánicos producidos en el agua aumentan con el paso del tiempo (Barbot, *et al*, 2013)

Las causas incluyen la precipitación y la disolución de sales, carbonatos, sulfatos y silicatos; oxidación de pirita; lixiviación y biotransformación de compuestos orgánicos; y movilización de NORM y elementos traza. La precipitación simultánea de sulfatos (p. Ej., BaSO_4) y carbonatos (p. Ej., CaCO_3) junto con disminuciones del pH, alcalinidad, carbono disuelto y abundancia y diversidad microbianas se produce con el tiempo después de la fracturación hidráulica (Orem, Tatu, Varonka, Lerch, Bates, Engle, Crosby, and McIntosh, 2014). La lixiviación de compuestos orgánicos parece ser el resultado de fluidos inyectados y de formación, que se asocian con los estratos de esquisto y carbón. Las concentraciones de orgánicos en el agua producida con carbón metano disminuyen con el tiempo, posiblemente debido al agotamiento del agua asociada al carbón mediante el bombeo de la formación (Orem, *et al*, 2014).

- Composición del agua producida

La composición química del agua producida continúa cambiando después del período de retorno inicial. El agua producida puede contener un rango de constituyentes, pero en cantidades ampliamente variables. En general, estos pueden incluir:

- Sales, incluidas las compuestas por cloruro, bromuro, sulfato, sodio, magnesio y calcio.
- Metales incluyendo bario, manganeso, hierro y estroncio.
- Materiales radioactivos, incluido el radio (radio-226 y radio-228).
- Aceite y grasa y compuestos orgánicos disueltos (incluido BTEX)².
- Productos químicos de fracturación hidráulica, incluidos trazadores y sus productos de transformación.
- Productos químicos para el tratamiento del agua producidos.

Se agregan algunos productos químicos al agua producida con el propósito de separar el aceite / agua, mejorar el flujo de la tubería o el mantenimiento del equipo, incluida la prevención de la corrosión y las incrustaciones en los equipos (EPA, 2016). En general, los productos químicos sirven como clarificadores, emulsionantes, rompedores de emulsiones, agentes flotantes y eliminadores de oxígeno. Entre las formulaciones patentadas, se han divulgado algunas sustancias químicas específicas que incluyen bajas concentraciones de benceno, tolueno e inorgánicos (ácido acético, cloruro de amonio, sulfato cúprico, hipoclorito de sodio).

Para el caso colombiano, este efecto de envejecimiento o cambio de la calidad del agua de producción no solamente incrementaría la significancia del posible impacto ambiental negativo de contaminación de aguas superficiales o subterráneas, sino que representa también un riesgo ambiental en el sentido de la incertidumbre que se tiene respecto al comportamiento de la calidad de las aguas de producción en el tiempo, llevadas a superficie durante la producción de hidrocarburos y posiblemente no contar con la tecnología o conocimiento para tratar estos fluidos de forma adecuada para su disposición final. Lo anterior aunado al desconocimiento previo de las características de estas aguas de producción de las formaciones de los yacimientos no convencionales del país y su posible efecto sobre el ambiente y la salud de las personas (trabajadores o comunidades cercanas).

6.2 RIESGOS AMBIENTALES

De acuerdo con los posibles impactos ambientales asociados a la actividad de fracturación hidráulica analizados en las investigaciones consultadas dentro de los principales riesgos ambientales relacionados se tienen:

² BTEX es un acrónimo que representa benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos

6.2.1 DISMINUCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO EN LAS FUENTES SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS

Los altos volúmenes de uso de agua para el fracturamiento hidráulico pueden generar disminución de los caudales de los ríos y reducción de los volúmenes de agua en los depósitos de aguas superficiales y en esa medida se puede reducir la capacidad de dilución. De igual forma en caso de emplear de forma extensiva las aguas subterráneas se puede abatir los niveles freáticos y reducir la disponibilidad de este recurso. En el Numeral 6.1.1 Aspectos e impactos ambientales se detalla el análisis de las altas demanda de agua del recurso hídrico.

6.2.2 DERRAMES O FUGAS DE FLUIDOS EN SUPERFICIE, ESCURRIMIENTO E INFILTRACIÓN DE AGUAS RESIDUALES

Según CCA 2014 uno de los principales riesgos ambientales del manejo de productos químicos y fluidos en superficie empleados en el fracturamiento hidráulico, consiste en que se pueden generar derrames o fugas de los insumos químicos y de los fluidos de estimulación o a lo largo de las rutas de transportes en los sitios de almacenamiento. Los fluidos o sustancias derramadas en el suelo pueden infiltrarse en el suelo y migración hacia los acuíferos generando contaminación de las aguas subterráneas o incluso se podría generar contaminación de las aguas superficiales próximas al área de perforación por efecto de escorrentía.

Por lo tanto, se resalta que este riesgo puede ocasionar impactos ambientales como la contaminación de aguas superficiales, acuíferos y/o suelos, debido al contacto con los productos químicos usados en la fracturación, o con el fluido de retorno que llega a la superficie después de la fracturación hidráulica. Los impactos ambientales sobre el agua superficial y subterránea fueron descritos en el Numeral 6.1.2.

Este riesgo se materializa si ocurren eventos como roturas de tanques, fallas en equipos, roturas de geomembranas, sobrelLENADOS accidentales, durante las actividades de manejo, transporte y almacenamiento de sustancias peligrosas empleadas en el *fracking* y de las aguas residuales (fluidos de retorno y agua de producción) en superficie. Y los impactos ambientales asociados se presentarían en caso de no contar con superficies impermeabilizadas, sistemas adecuados de manejo de aguas industriales en las áreas operativas o sistemas o equipos de control que permitan contener el derrame o fuga dentro del área operativa.

Las actividades asociadas con la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales que pueden repercutir potencialmente en las aguas superficiales pueden agruparse en 2 áreas: 1) derrames y liberación de agua y productos químicos de fluidos hidráulicos, 2) alteración en el agua superficial. En este sentido, se debe tomar precauciones en el sitio de operaciones, lo cual es necesario para disminuir el riesgo de derrames de sustancias químicas causados por rupturas del tanque, escapes, equipo o fallas de presas, sobrelLENADO, vandalismo, accidentes (incluyendo colisiones de vehículos), o errores operativos.

El agua producida en la facturación hidráulica debe gestionarse como aguas residuales. Como se ha mencionado anteriormente, el método más común de disposición es la inyección en pozos profundos. Las alternativas a la inyección en pozos profundos de agua producida y reflujos incluyen la reutilización para terminaciones de fracturamiento hidráulicas adicionales o tratamiento en las instalaciones de tratamiento de aguas residuales industriales.

Por otra parte, hay tres maneras en que *fracking* podría afectar la calidad de las aguas subterráneas. La primera es una ruta directa por el metano o los fluidos del *fracking* que viajan a través de las fracturas en un acuífero. La segunda posibilidad es el líquido o gas que se escapa hacia un acuífero en su largo viaje desde la lútila muy por debajo de aquél. Una tercera ruta posible es cuando las moléculas de metano se separan lentamente, por difusión, a través de las aguas subterráneas como la tinta dispersa en agua. Estos mecanismos se ilustran en la Figura 14.

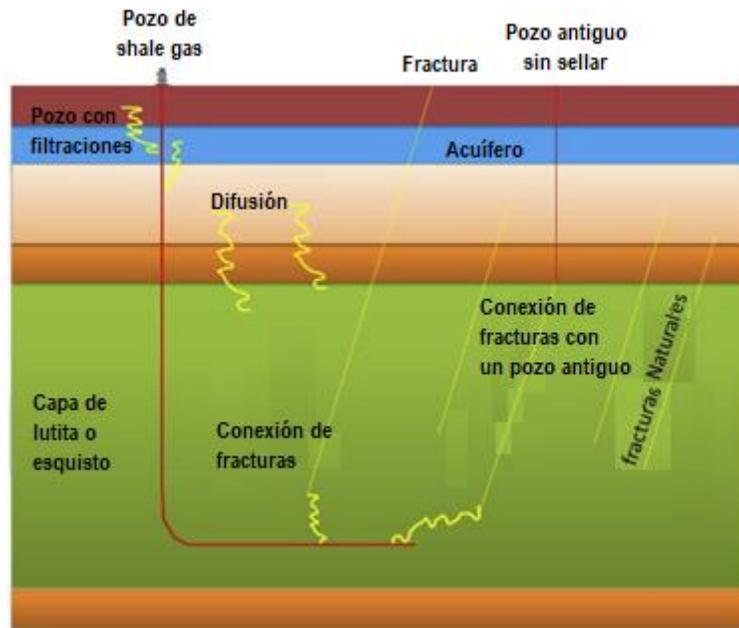


Figura 14. Algunas de las maneras que el metano de shale gas fracking podría encontrar su camino hacia un acuífero

Fuente: Stephenson, M. (2015). Shale gas and fracking: the science behind the controversy. Elsevier.

Si bien el porcentaje de aditivos químicos empleados en el fracturamiento hidráulico no llega a superar el 2% de los fluidos empleados, el volumen aplicado por pozo puede ser grande en virtud a los volúmenes de agua inyectados para la estimulación. La escogencia de cuales aditivos a emplear dependen principalmente de las características litológicas, presión y temperatura de la roca generadora, el factor económico y la disponibilidad de aditivos deseados, también de la experiencia y preferencias de la compañía encargada de la estimulación. Como referencia, según U.S. EPA, 2015a, entre 2005 y 2013 la Agencia identificó 1.084 sustancias químicas empleadas para el fracturamiento hidráulico, entre 4 y 28 químicos fueron empleados por pozo entre enero de 2011 y febrero de 2013 y el 65% de estos pozos emplea metanol, destilados ligeros de petróleo hidrotratados y ácido clorhídrico.

Tomando como referencia la información del resumen ejecutivo de los impactos del fracturamiento hidráulico en los recursos hídricos de los Estados Unidos, del año 2015, se encontró que la fase de manejo de aguas de producción representa un riesgo para el recurso hídrico subterráneo, atribuido principalmente a fallas en equipos (incluidas fugas) o errores humanos que pueden provocar derrames que eventualmente alcancen acuíferos someros o profundos. La siguiente imagen ilustra la situación descrita.

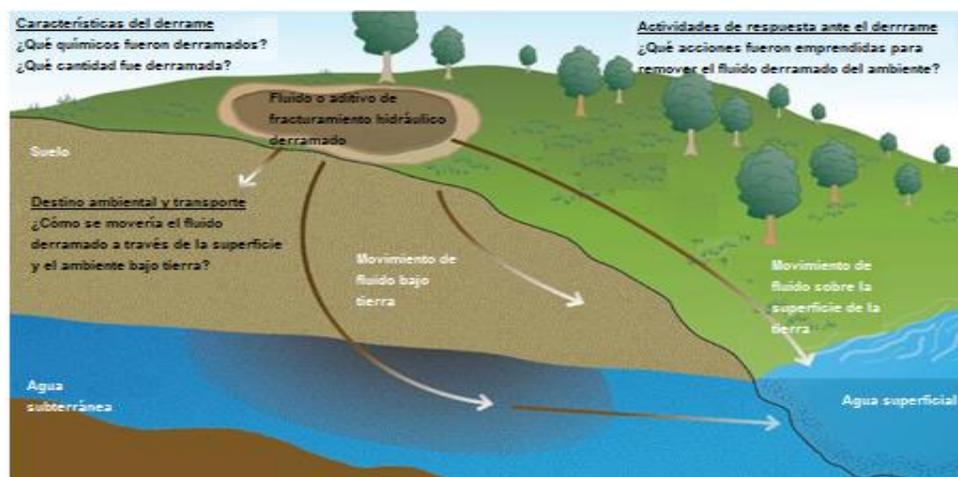


Figura 15. Riesgo de derrames para recurso hídrico subterráneo

Fuente: EPA (2016)

A modo ilustrativo, de 151 derrames caracterizados por la EPA, 2016, el volumen promedio de fluido derramado fue de 1.600 litros, aunque los volúmenes derramados variaron desde 19 a 73.130 litros, descritos como ácidos, biocidas, reductores de fricción, rompedores de emulsiones y geles. Por otro lado, en ese mismo año, la EPA determinó que 30 de 225 derrames de aguas de producción caracterizados habían reportado el haber alcanzado aguas superficiales (quebradas, arroyos y humedales), lo que representa una incidencia del 13%, así como de aguas subterráneas en un solo caso (que representa un 0,4%), si bien esta última cifra representa una tasa de impacto relativamente baja, no debe ser obviada la complejidad de los impactos ambientales a este recurso en términos de magnitud, severidad y vulnerabilidad. De acuerdo al documento *Environmental Regulation of Hydraulic Fracturing in Queensland SPE 166146*, de autoría de David Campin, la siguiente matriz resume la generación de riesgos residuales con potenciales efectos adversos a la calidad fisicoquímica y microbiológica del agua subterránea por aspectos ambientales en actividades de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en roca generadora.

Ante los riesgos que representan las fallas en equipos (incluidas fugas) o errores humanos en las operaciones de almacenamiento de productos químicos en superficie y el manejo de las aguas de producción, el potencial impacto ambiental más representativo por derrames sobre las aguas subterráneas hace referencia a la modificación de la calidad fisicoquímica y microbiológica del agua almacenada en acuíferos someros o profundos. Estos riesgos, al ser condiciones eventuales pueden ser prevenidos de manera que se mantengan las condiciones in situ de los acuíferos. La severidad de los impactos sobre la calidad del agua subterránea depende de la naturaleza fisicoquímica de los compuestos que conforman el derrame, que a su vez controlan el mecanismo de transporte de estas sustancias, es decir, si son proclives a evaporarse, adherirse a las partículas de suelo o la litología de la roca o de moverse con el agua. Por ejemplo, una sustancia química que se mueva lentamente puede deberse al hecho de que esta tienda a adherirse a las partículas de suelo a la litología del acuífero y a que típicamente el movimiento de contaminantes en acuíferos suelo ser lento, lo cual representaría una fuente de contaminación a largo plazo si las sustancias entran en contacto con el suelo como producto de un derrame accidental.

Tabla 9. Aspectos ambientales relacionados con el recurso hídrico en yacimientos no convencionales

Aspecto ambiental	Actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales															
	Selección del sitio y desarrollo del campo	Conducción de vehículos	Almacenamiento de agua	Revestimiento y cementación de pozo	Uso de agua	Perforación	Integridad del pozo	Almacenamiento de productos químicos	Suministro de propano	Operación multietapa de fracturamiento hidráulico	Flowback	Venteo y /o quema de metano	Almacenamiento de fluidos de retorno	Tratamiento de residuos	Reinyección de aguas de producción	Control de material particulado en emisiones
Emisión de metano				X												
Intrusión de agua de formación				X												
Extracción de agua dulce usada para el fracturamiento hidráulico					X											
Conectividad a acuíferos por condiciones estructurales y fallas inducidas						X				X						
Fallas en algunos de los revestimientos conductor y superficial, intermedio y productor							X									
Reventones en profundidad - patada de pozo -							X									
Fallas humanas por manipulación de fluidos de fractura								X		X						
Fallas en el manejo de fluidos de retorno y aguas de producción											X		X	X		X

Fuente: Campin (2014)

Por otro lado, el volumen de los derrames, particularmente de aditivos concentrados, también puede causar impactos más severos en los recursos hídricos que los derrames de volúmenes pequeños, porque pueden entregar una gran cantidad de sustancias químicas potencialmente peligrosas para las aguas subterráneas, de allí que las características hidrogeoquímicas de las aguas almacenadas en el acuífero jueguen un papel notorio, pues pueden afectar la magnitud y duración de los impactos al reducir la concentración de los químicos que entran en contacto con el acuífero.

Es bien sabido que las aguas de producción pueden tener altas concentraciones de sólidos disueltos totales (TDS), lo cual incide en la movilidad de un eventual derrame en el ambiente. Si estos fluidos tienen una concentración de TDS mayor que el agua que se encuentra en un acuífero (situación típica), la mayor densidad del agua de producción provoca un movimiento con tendencia a descender hacia la base del acuífero, que dependiendo de su caudal de penetración (percolación) y de las propiedades litológicas del acuífero, puede provocar la permanencia de contaminantes por un periodo de tiempo prolongado en virtud a que este flujo se realiza en un medio poroso. Finalmente pero no por ello menos importantes, influyen las siguientes variables: el nivel de toxicidad de las sustancias que componen el derrame, la profundidad a la que se encuentran los acuíferos, las características hidroquímicas del acuífero, la textura del suelo en donde se vierte el derrame, la litología de las formaciones suprayacentes a los acuíferos, el estado de fracturamiento de la roca, las condiciones estructurales del subsuelo, las direcciones de flujo de agua subterránea y las actividades de respuesta que se lleven a cabo frente al derrame.

Como conclusión, los impactos en las aguas subterráneas tienen el potencial de ser más severos que los impactos en los recursos hídricos superficiales, porque en profundidad lleva más tiempo el reducir naturalmente la concentración de productos químicos y porque generalmente es difícil eliminar los productos químicos en acuíferos. Debido a la falta de datos, particularmente en términos de monitoreo de aguas subterráneas después de los eventos de derrames, poco es el conocimiento público sobre la severidad de los impactos en los recursos hídricos, como producto de posibles derrames de fluidos de fracturación hidráulica o aditivos, debido a que se deben tener en cuenta los tiempos de persistencia o la vida media útil de los compuesto químicos que se emplean en los fluidos de fracturamiento, así como la complejidad de las reacciones fisicoquímicas que se generan en profundidad, dado que estas se ven influenciadas por la composición litológicas de las rocas del yacimiento y de las rocas suprayacentes.

6.2.2.1 VOLUMEN DE AGUA PRODUCIDA Y FLUJO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

La cantidad de agua producida en un pozo varía y depende de varios factores, incluidos la producción, la formación y los factores operativos. Los factores de producción incluyen la cantidad de fluido inyectado, el tipo de hidrocarburo producido (gas o líquido) y la ubicación dentro de la formación. Los factores de formación incluyen la presión de formación, la interacción entre la formación y el fluido inyectado (fuerzas capilares) y las reacciones dentro del depósito (GAO, 2012b). Los factores operacionales incluyen el volumen de la zona de producción fracturada que incluye la longitud de los segmentos del pozo y la altura y el ancho de las fracturas. Ciertos tipos de problemas también influyen en la producción de agua, incluida la posible pérdida de integridad mecánica y la conexión subsuperficial entre pozos, lo que puede ocasionar un aumento inesperado en la producción de agua (Bruner, and Smosna, 2011).

Considerando lo anterior, un incremento en los volúmenes de agua de producción no previsto puede representar un riesgo para la operación de extracción de hidrocarburos si en superficie no se cuenta con la capacidad instalada suficiente para recibir y almacenar los excedentes de agua e incluso puede representar un escenario propicio que genere situaciones de derrame o fuga.

Tabla 10. Tasas de producción de agua producidas a largo plazo (gal / día por pozo) para pozos en yacimientos no convencionales

Tipo de recurso	Tipo de Pozo	Fluido de Fractura (millones de galones)		
		Peso promedio	Rango	Puntos de datos
Shale	Horizontal	1.100	0 - 29.000	43.893
	Direccional	820	0,83 -12.000	1.493
	Vertical	500	4,8 - 51.000	12.551
Apretado	Horizontal	980	10 - 120.000	4.692
	Direccional	390	15 - 8.200	10.784
	Vertical	650	0,71 - 2.100	34.624

Fuente: Technical development document for the effluent limitations guidelines and standards for the oil and gas extraction point source category. EPA Report.U.S. Environmental Protection Agency: U.S. EPA 2016

6.2.2.2 REFLUJO DE FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO INYECTADO

No es posible especificar con precisión la cantidad de fluidos inyectados que retornan en el reflujo, porque no hay una distinción clara entre flujo y agua producida, y los indicadores (p. Ej., Salinidad y radioactividad entre otros) no son monitoreados rutinariamente (GWPC et al, 2009). Por el contrario, las estimaciones de flujo de retorno generalmente relacionan la cantidad de agua producida medida en un momento dado después de la fractura como un porcentaje de la cantidad total de fluido inyectado. Las estimaciones de la fracción de fluido de fracturación hidráulica inyectado que retorna como reflujo son muy variables; en algunos casos, la cantidad de reflujo es mayor que la cantidad de líquido de fracturación hidráulica inyectado, y el agua adicional proviene de la formación (Nicot *et al*, 2014), o de una vía conductiva de una formación adyacente (Arkadaskiy, and Rostron, 2013).

Tabla 11. Características del agua de retorno para pozos en yacimientos no convencionales.

Tipo de recurso	Tipo de Pozo	Fluido de Fractura (millones de galones)			Flujo de retorno (porcentaje de líquido de fractura devuelto)		
		Peso promedio	Rango	Puntos de datos	Peso promedio	Rango	Puntos de datos
Shale	Horizontal	4,2	0,091-24	80.388	7%	0%-580%	7.377
	Direccional	1,4	0,037-20	340	33%	1%-57%	36
	Vertical	1,1	0,015-19	5.197	96%	2%-581%	57
Apretado	Horizontal	3,4	0,065-12	7.301	12%	0%-60%	75

	Direccional	0,05	0,046-4	3.581	10%	0%-60%	342
	Vertical	1	0,016-4	10.852	4%	0%-60%	130

Fuente: Technical development document for the effluent limitations guidelines and standards for the oil and gas extraction point source category. EPA Report.U.S. Environmental Protection Agency: U.S. EPA 2016

6.2.2.3 MANIPULACIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN Y POTENCIAL DE DERRAME

A continuación, se relacionan experiencias internacionales asociadas al riesgo de derrame o fuga, encontradas en los documentos técnicos consultados.

Dentro de los procesos de manejo de aguas empleados a nivel internacional se tiene que a lo largo de la fase de producción de petróleo y en ciertas instalaciones de producción de gas húmedo, el agua de producción se almacena en contenedores y piscinas que pueden contener fase libre, fase disuelta y petróleo crudo emulsionado. Dado que el petróleo crudo no se separa eficientemente por los recipientes de proceso de flujo (tales como separadores de tres fases, tratadores de calentadores o cañones de pistola), este crudo puede permanecer presente en el tanque o piscina de agua de producción.

El agua de producción se puede transferir a piscinas superficiales para almacenamiento y evaporación a largo plazo. Normalmente, estas piscinas superficiales están descubiertas, y pueden o no estar revestidas. Las piscinas sin revestimiento pueden conducir a la contaminación del agua subterránea, especialmente en depósitos aluviales poco profundos. Los fluidos recuperados pueden desbordarse o derramarse en las piscinas hacia la superficie debido a un diseño incorrecto y eventos climáticos como exceso de lluvias. El agua producida generalmente se transporta desde la boca del pozo a través de una serie de tuberías o líneas de flujo hasta unidades de almacenamiento o tratamiento en el sitio o pozos de inyección cercanos (GWPC and IOGCC, 2014).

De igual forma el agua producida que se va a tratar o disponer fuera de las áreas operativas normalmente se almacena en tanques de almacenamiento o piscinas hasta que pueda cargarse en los camiones de transporte para su disposición final (Gilmore, Hupp, and Glathar, 2013). Los sistemas de almacenamiento de tanques son típicamente sistemas de circuito cerrado en los que el agua producida se transporta desde la boca del pozo a los tanques de almacenamiento sobre la superficie a través de tuberías interconectadas (GWPC and IOGCC, 2014). La falla de las conexiones y las líneas durante el proceso de transferencia o la falla de un tanque de almacenamiento puede provocar la liberación de fluidos en la superficie.

Dependiendo de sus características, el agua producida se puede reciclar y reutilizar en el sitio. Se puede reutilizar directamente sin tratamiento (después de mezclarla con agua dulce), o se puede tratar in situ antes de volver a usarla (Boschee, 2014). Al igual que con otras opciones de gestión de agua producidas, estos sistemas también pueden derramarse durante la transferencia de fluidos.

Casos de derrame de aguas de producción de yacimientos no convencionales

Un informe de campo en Pensilvania describió una fuga de una tubería terrestre que transportaba una mezcla de agua de producción y agua dulce entre dos pozos (PA DEP, 2009). Se evidenció un "brillo opaco" en el agua contaminada y una concentración de cloruro medida de 11,000 mg / L. La fuga alcanzó una longitud de 0.4 millas (0.6 km) de una corriente, y se afectó la fauna acuática, dado que los peces y las salamandras resultaron muertos. Más allá de una confluencia a 0,6 km con un arroyo, no se encontraron peces muertos adicionales. El derrame se estimó en 11,000 gal (42,000 L). En respuesta al incidente, se cerró el ducto, y se construyó una presa para recuperar el agua, se recuperó el agua contaminada de la corriente (PA DEP, 2009).

Otro ejemplo de una fuga en tubería ocurrió en enero de 2015 en el Condado de Williams, Dakota del Norte, cuando 70,000 bbl (2,940,000 gal o 11,130,000 L) de agua de producción fueron liberados de una tubería rota

que cruza el Arroyo Blacktail (North Dakota Department of Health, 2015). La respuesta contempló la instalación de material absorbente en el arroyo, la excavación de suelos contaminados, la recuperación del hielo recubierto de petróleo y agua de producción derramada en el arroyo.

El pozo Chesapeake Energy ATGAS 2H, ubicado en Leroy, condado de Bradford, Pensilvania, experimentó una falla en la brida de la boca del pozo el 19 de abril de 2011, durante las operaciones de fracturación hidráulica. Aproximadamente 10,000 galones (38,000 L) de agua de producción se derramaron en un afluente anónimo del Arroyo Towanda, una pesquería de trucha y un afluente del río Susquehanna (USGS, 2013). Chesapeake realizó monitoreo de agua superficial y aguas subterráneas después del derrame, en el que se concluyó que se generaron impactos a corto plazo en las aguas superficiales de un estanque de una granja en las cercanías de la plataforma de pozos, en un afluente no identificado y en el Arroyo Towanda después del evento (SAIC and GES, 2011).

Así como en la exploración y producción de hidrocarburos convencionales, el riesgo de derrame o fuga de sustancias químicas, fluidos de retorno empleado en la fracturación hidráulica y aguas de producción está latente en los hidrocarburos no convencionales con el agravante de manejar mayores volúmenes de agua y calidades de agua de producción y fluidos de retorno con posiblemente mayores niveles de contaminación, según los casos internacionales evaluados. En tal sentido este riesgo de derrame o fuga se puede presentar durante las actividades de producción de hidrocarburos no convencionales, en caso de no contar con instalaciones y equipos de manejo, contención en las áreas operativas y almacenamiento suficientes en magnitud y adecuadas para controlar el riesgo y evitar la generación del impacto de contaminación de suelo, aguas superficiales y/o subterráneas.

Ahora bien, es importante señalar que en Colombia para la exploración de hidrocarburos no convencionales según los términos de referencia establecidos mediante la Resolución MADS 0421 del 20 de marzo de 2014 no se podrá mezclar o almacenar componentes del fluido de estimulación hidráulica en piscinas al aire libre ni tampoco almacenar fluido de retorno ni agua producida en piscinas al aire libre, únicamente en tanques cerrados (frac tanks u otros similares) con tapa y ventilación de seguridad, o tanques abiertos, con las medidas establecidas en la sección 7.7 del presente Anexo 3 de los TDR. Esto constituye una medida de control previo, que puede contribuir a evitar la materialización del riesgo de derrame o fuga por fisura o rotura de la geomembrana de piscinas, sin embargo, también se puede presentar en tanques o frac tanks en caso de fallas del conexionado de las líneas de flujo de transferencia, o por errores humanos durante la manipulación o almacenamiento de las aguas residuales mencionadas en superficie.

6.2.2.4 MANEJO Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.

Las aguas residuales del fluido de perforación pueden constituir una porción relativamente pequeña del agua residual total producida (por ejemplo, <10% en Pensilvania durante el período 2004-2013) (U.S. EPA, 2016b).

El volumen de aguas residuales puede ser relevante por los costos de tratamiento, las opciones de reutilización y las capacidades de eliminación. IHS Global Insight sugiere que, como regla general, la cantidad de reflujo producido en los días o semanas posteriores a la fracturación hidráulica es aproximadamente comparable a la cantidad de agua producida a largo plazo en un lapso de años, que puede variar considerablemente entre los pozos (IHS Global Insight, 2013).

Por lo tanto, se puede inferir que, a nivel local, los operadores pueden anticipar un volumen relativamente grande de aguas residuales en las semanas posteriores a la ejecución de la fractura, con una posterior producción de aguas residuales más lenta.

Es probable que los volúmenes de aguas residuales varíen a medida que cambien la cantidad y las ubicaciones de las actividades de fracturamiento y que los pozos existentes envejecen y pasen a las fases posteriores de sus ciclos de producción. Se han producido incrementos sustanciales en la producción de aguas residuales

durante los tiempos de aumento de la actividad de fracturamiento. Por ejemplo, el volumen anual promedio de aguas residuales generadas por toda la producción de gas (tanto de gas de esquisto como convencional).

Sin embargo, aunque se puede esperar que el volumen total de aguas residuales generalmente aumente y disminuya a medida que cambian los procesos de perforación y producción de petróleo y gas, no es necesariamente una correlación directa. Los datos del Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PA DEP.2016). Demuestran una correlación positiva general entre el volumen de aguas residuales y la cantidad de gas producido. Esto sugiere que una disminución en la actividad de perforación general (generalmente una medida de pozos nuevos) puede asociarse con una disminución en la producción de aguas residuales, aunque el tiempo exacto depende de si hay un retraso entre la perforación y la finalización de un pozo y el inicio de producción de ese pozo.

Las estimaciones del agua producida compiladas indican que aunque la producción de petróleo y gas en los Estados Unidos aumentó en 29% y 22%, respectivamente, entre 2007 y 2012, los volúmenes de agua producidos aumentaron en menos del 1% (Veil, 2015). Existen factores que contribuyen a esto, incluido el de incertidumbres asociadas con el agua producida estimada.

Las altas tasas de producción de agua (reflujo) típicamente ocurren en los primeros meses después del fracturamiento, seguidas de las tasas reducidas en un orden de magnitud (Nicot *et al*, 2014). En muchos casos, la mitad del agua total producida de un pozo se genera en el primer año. De manera similar, la EPA informó como regla general que, para yacimientos no convencionales, el volumen de reflujo (que ocurre en un corto período de tiempo) es aproximadamente igual al volumen de agua producida a largo plazo. Estas tendencias en los volúmenes de agua producidos ocurren dentro de la línea de tiempo de las actividades de fracturamiento hidráulico y muestran que los volúmenes de retorno iniciales duran varias semanas, mientras que la fase de agua producida a menor tasa puede durar años.

Las tasas de disminución en el volumen de aguas residuales y la producción de hidrocarburos también varían entre los embalses. Además, algunos pozos se perforan y se completan, pero no se ponen en producción inmediatamente. Las relaciones entre la actividad de fracturamiento hidráulico, la producción de hidrocarburos y los volúmenes de agua producidos probablemente sean específicos del yacimiento (y quizás de la zona de producción), y es necesario considerar los pozos y la producción existentes para anticipar las necesidades de gestión de las aguas residuales.

Actualmente en el país los altos costos de manejo, transporte y tratamiento de aguas residuales industriales del sector de hidrocarburos representan uno de los temas de manejo más álgido para la industria, por lo que resulta más eficiente para la relación costo-beneficio contar con sistemas de tratamiento y disposición en el sitio, que entregarlos a un tercero especializado. Sin embargo, los altos volúmenes de aguas de producción dificultan el tratamiento en el sitio, debido a la capacidad técnica que se requiere para el tratamiento y la capacidad de almacenamiento, además con el posible desarrollo de la técnica del *fracking* se triplicaran las cantidades por lo tanto se tiene alto grado de incertidumbre sobre las características y manejo de las aguas residuales industriales provenientes de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

6.2.3 INCERTIDUMBRE O DIFICULTAD PARA ESPECIFICAR LOS EFECTOS TÓXICOS Y AMBIENTALES DE LOS ADITIVOS EN LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Dentro de la información consultada se logró evidenciar que no se cuenta con información con respecto a la frecuencia, cantidad y concentraciones de los productos químicos utilizados, por lo que se presenta un riesgo ambiental en el manejo, seguimiento, monitoreo y control de estas sustancias al tener Incertidumbre o dificultad para especificar los efectos tóxicos y ambientales de los aditivos en los fluidos de fracturamiento hidráulico.

6.2.4 DESPLAZAMIENTO DE LAS SUSTANCIAS NATURALES CONTENIDAS EN LAS CAPAS DE HIDROCARBUROS HACIA LAS FUENTES HÍDRICAS SUBTERRÁNEAS

Es muy probable que se presenten cambios en la movilidad de sustancias naturales contenidas en la formación con hidrocarburos, como fenómeno natural en las aguas subterráneas. Estas sustancias incluyen fluido de formación (salmuera), gases (gas natural como metano o etano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio), elementos traza (mercurio, plomo, arsénico), material radiactivo de origen natural (radio, torio, uranio) y material orgánico (ácidos orgánicos, hidrocarburos aromáticos policíclicos, compuestos orgánicos volátiles y semi-volátiles), lo que generaría desplazamiento de las sustancias naturales contenidas en las capas de hidrocarburos hacia las fuentes hídricas subterráneas.

Al respecto CCA, 2014 menciona que Vidic et al. (2013) Declaró: “[...] se sabe desde hace mucho tiempo que el agua subterránea se saliniza donde hay formaciones salinas antiguas muy profundas dentro de cuencas sedimentarias, incluyendo cuencas con Shale gas. Cuando estas salmueras están presentes a profundidades relativamente bajas, como en gran parte del noreste y suroeste de los Estados Unidos y Michigan, a veces las salmueras se filtran a la superficie naturalmente y no están relacionadas con la fracturación hidráulica. Una parte importante de la investigación debe centrarse en la comprensión de estas vías naturales de transporte de salmuera para determinar si podrían representar un riesgo potencial de contaminación de los acuíferos debido a la fractura hidráulica.”

De lo anterior se infiere que estas conexiones naturales de salmueras de las cuencas sedimentarias con las aguas subterráneas podrían convertirse en una ruta para la migración de los fluidos presentes en las zonas donde se ha efectuado fracturación hidráulica y por lo tanto generarse contaminación de las aguas subterráneas.

Adicionalmente es importante precisar que existe la posibilidad de conexión de sistemas de fracturas existentes con las del *fracking* independiente de su profundidad. El caso común en la industria de los hidrocarburos corresponde a los resumideros naturales de crudo. En este caso se pueden interconectar las fracturas del *fracking* con las ya existentes en las formaciones suprayacentes.

La EPA 2015 evaluó dos estudios de casos retrospectivos, en los cuales se analizaron los impactos potenciales de las piscinas de agua producidas. Los estudios de caso retrospectivos de la EPA se diseñaron para determinar si se podrían encontrar múltiples líneas de evidencia que podrían vincular específicamente contaminantes encontrados en el agua potable con actividades de fracturamiento hidráulico. Se utilizó un enfoque de líneas múltiples de evidencia para evaluar las posibles relaciones de causa y efecto entre las actividades de fracturamiento hidráulico y la presencia de contaminantes en las aguas subterráneas.

Se empleó este enfoque teniendo en cuenta que la presencia de un compuesto en las aguas subterráneas que también se encuentra en los fluidos de fracturamiento hidráulico o en el agua producida no implica necesariamente que las actividades de fracturación hidráulica sean la causa. Esto se debe a que algunos componentes de fluidos de fracturamiento o agua de producción se encuentran en diferentes medios (por

ejemplo, el BTEX) y algunos componentes del agua de producción pueden estar presentes en el agua subterránea de forma natural como por ejemplo el metano, hierro y manganeso.

Para el caso retrospectivo de la EPA en el sudoeste de Pensilvania: *Estudio de los impactos potenciales de la fracturación hidráulica en los recursos de agua potable* (US EPA, 2015), las concentraciones elevadas de cloruro y datos históricos sugieren un impacto reciente en las aguas subterráneas en un pozo de agua privado cercano de un pozo de explotación por fracturamiento hidráulico.

Las tendencias de la calidad del agua sugirieron que la anomalía del cloruro estaba relacionada con el pozo, pero no se dispuso de datos específicos del sitio para proporcionar una evaluación definitiva de la (s) causa (s) y la antigüedad del impacto. La evaluación de otros parámetros de calidad del agua no proporcionó evidencia clara de los impactos del agua producida.

Para el caso retrospectivo de la EPA en Wise County, Texas: *Estudio de los posibles impactos de la fractura hidráulica en los recursos de agua potable* (U.S EPA, 2015b), los impactos a dos pozos de agua se atribuyeron a los fluidos saturados con sales, pero los datos recopilados para el estudio no fueron suficiente para distinguir entre múltiples posibles fuentes de fluidos saturados, incluidos los pozos de reserva, la migración desde las formaciones subyacentes a lo largo de los pozos, la migración desde la formación subyacente a lo largo de las fracturas naturales y un pozo de inyección de fluidos saturados cercanos.

Para ayudar en la evaluación de los impactos, se han identificado varios indicadores geoquímicos y trazadores isotópicos para identificar el agua producida por petróleo y gas. (Lauer, Harkness and Vengosh, 2016).

6.2.5 MIGRACIÓN O FUGA DE FLUIDOS DE FRACTURA O AGUAS DE RETORNO Y AGUAS DE PRODUCCIÓN HACIA LOS ACUÍFEROS

Las migraciones o fuga de fluidos de fractura se pueden generar por las siguientes causas:

- Fallas de la integridad del pozo por fallas en el revestimiento o cementación del pozo. Según CCA 2014 quien referencia a AWWA, se puede generar contaminación cruzada en la zona intermedia, es decir por debajo de los acuíferos someros o aguas subterráneas poco profundas debido a la ausencia de sellos de cemento o a que se usen cementos pobres en los pozos de la industria de petróleo y gas.
- Movimientos naturales o inducidos de fluidos desde las fracturas creadas hacia otros espacios porosos de la formación o fracturas naturales existentes.
- Extensión de las fracturas más allá de la formación objetivo o combinándose con fracturas preexistentes, alcanzando los acuíferos aprovechables.
- Fallos en el revestimiento o cementación de un pozo por las presiones ejercidas durante el fracturamiento.
- Cruce no premeditado del pozo de fracturamiento hidráulico con otras perforaciones artificiales como pozos de agua potable, pozos exploratorios, pozos de producción, pozos abandonados, pozos de inyección y minas subterráneas.

El Estudio de CCA, 2014 muestra la Figura 16 para ilustrar las rutas o vías conceptuales de contaminación del agua subterránea, y aclara que hay varias vías por las cuales el agua subterránea podría contaminarse con el *Shale gas*.

6.2.6 AFLORAMIENTO DE FLUIDOS A LA SUPERFICIE

Estos afloramientos se pueden presentar durante la fase de perforación o abandono de pozos por pérdida de control del pozo durante la perforación o trabajos de pozo o inadecuado abandono o perforación de pozos.

Dentro de lo citado por CCA 2014 se refiere a Vidic et al. (2013) quien manifiesta que en Canadá: “Desde el advenimiento de la fracturación hidráulica, se han llevado a cabo más de 1 millón de tratamientos de fracturación hidráulica, con quizás sólo un caso documentado de contaminación directa del agua subterránea como resultado de la inyección de productos químicos de fracturación hidráulica utilizados para la extracción de shale gas. Impactos de las fugas de la tubería de revestimiento, las explosiones de pozos y los derrames de fluidos contaminados son más frecuentes, pero en general se han mitigado rápidamente. Sin embargo, los requisitos de confidencialidad dictados por las investigaciones legales, combinados con el ritmo acelerado de desarrollo y el financiamiento limitado para la investigación, son impedimentos sustanciales para la investigación de los impactos ambientales revisada por pares...”

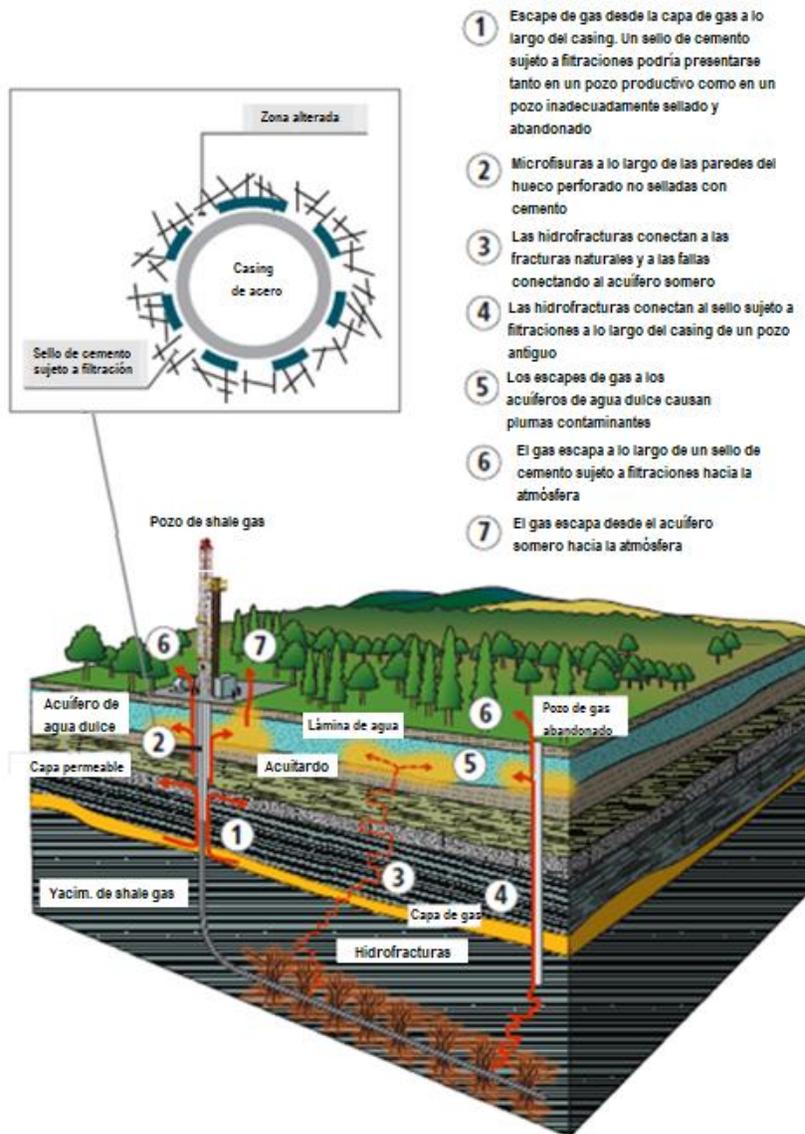


Figura 16. Representación de migración de fluidos hacia las aguas subterráneas

Fuente: CCA, 2014 Courtesy of G360 Centre for Applied Groundwater Research, University of Guelph

A continuación en la **Tabla 12** se presenta una síntesis de la relación de las actividades o fenómeno natural, las causas o eventos, el riesgo ambiental identificado y sus impactos ambientales asociados.

Tabla 12. Posibles riesgos ambientales y sus impactos asociados según experiencias internacionales

ACTIVIDADES / FENÓMENO NATURAL	CAUSA (Factores internos o externos)	IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES RIESGOS AMBIENTALES (Basado en investigaciones internacionales)	IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS			
			Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico superficial	Contaminación de aguas superficiales	Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico	Contaminación de aguas subterráneas (acuíferos)
Adquisición o captación de agua	Altas demandas de agua para la perforación de pozos no convencionales	Disminución de los niveles de agua de los recursos hídricos superficiales	X			
		Disminución de los niveles de agua de los recursos hídricos subterráneos			X	
Manejo, transporte, almacenamiento y uso de sustancias peligrosas (químicos, lodos, aceites, fluidos) empleados para fracturación hidráulica en superficie.	*Roturas de tanques *Fallas en equipos *Rotura de geomembranas *Sobrellenados accidentales.	Derrames o fugas de fluidos en superficie		X		
	Carencia de información con respecto a la frecuencia, cantidad y concentraciones de los productos químicos utilizados en el fracturamiento.	Infiltración de aguas residuales en el suelo				X
	Incertidumbre o dificultad para especificar los efectos tóxicos y ambientales de los aditivos en los fluidos de fracturamiento hidráulico.	Debilidades en el manejo, control, seguimiento y monitoreo de las sustancias químicas empleadas en el fracturamiento		X		X
Movimiento natural de sustancias en el subsuelo	Cambios en la movilidad de sustancias naturales contenidas en la formación con hidrocarburos.	Desplazamiento de las sustancias naturales contenidas en las capas de hidrocarburos hacia las fuentes hídricas subterráneas.				X

ACTIVIDADES / FENÓMENO NATURAL	CAUSA (Factores internos o externos)	IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES RIESGOS AMBIENTALES (Basado en investigaciones internacionales)	IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS			
			Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico superficial	Contaminación de aguas superficiales	Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico	Contaminación de aguas subterráneas (acuíferos)
Bombeo de fluido a presión hacia la formación productora y fracturamiento hidráulico	Fallas de la integridad del pozo generada por deterioro de revestimiento o cemento	Migración de fluidos de fractura o aguas de retorno por las fallas del revestimiento o cementación del pozo				X
	Fallas en la integridad del pozo generada por las presiones ejercidas durante el fracturamiento.	Fugas de gases a través del revestimiento del pozo				X
	Extensión de las fracturas más allá de la formación objetivo o combinándose con fracturas preexistentes, hasta alcanzar los acuíferos.	Migración o fuga de fluidos hacia los acuíferos				X
Extracción de fluido de retorno y agua de producción	Cruce no premeditado del pozo de fracturamiento hidráulico con otras perforaciones artificiales como pozos de agua potable, pozos exploratorios, pozos de producción, pozos abandonados, pozos de inyección y minas subterráneas.	Migración o fuga de fluidos hacia los acuíferos a través de los conductos				X
	Fallas de la integridad del pozo generada por deterioro de revestimiento o cemento	Migración o fuga de fluidos de fractura, las aguas de retorno y producción a través de las fallas del revestimiento o cementación del pozo.				X
Disposición de aguas de retorno mediante reinyección	Cruce no premeditado del pozo de fracturamiento hidráulico con otras perforaciones artificiales como pozos de agua potable, pozos exploratorios, pozos de producción, pozos abandonados, pozos de inyección y minas subterráneas.	Migración o fuga de fluidos hacia los acuíferos a través de los conductos				X

ACTIVIDADES / FENÓMENO NATURAL	CAUSA (Factores internos o externos)	IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES RIESGOS AMBIENTALES (Basado en investigaciones internacionales)	IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS			
			Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico superficial	Contaminación de aguas superficiales	Disminución de la disponibilidad de recurso hídrico	Contaminación de aguas subterráneas (acuíferos)
	Fallas de la integridad del pozo generada por deterioro de revestimiento o cemento	Migración o fuga de fluidos de fractura, las aguas de retorno y producción a través de las fallas del revestimiento o cementación del pozo.				X
Manejo, tratamiento, transporte y almacenamiento de agua residual (fluidos de retorno y agua de producción) en superficie	*Roturas de tanques *Fallas en equipos	Derrames o fugas de fluidos en superficie.		X		
	*Roturas de geomembranas *Sobrellenados accidentales	Infiltración de aguas residuales en el suelo				X
Pérdida de control del pozo durante la perforación o trabajos de pozo.	Reventones de pozo o blow out	Afloramiento de fluidos a la superficie		X		X
Inadecuado abandono o perforación de pozos	Reventones de pozo o blow out	Afloramiento de fluidos a la superficie		X		X

Fuente: Los Autores (2018)

7 REGLAMENTACIÓN RELACIONADA CON LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

7.1.1 Legislación internacional vs Legislación Colombiana

En este acápite se muestra la legislación proferida en Estados Unidos, Canadá, Argentina y China, (estados en donde se ha dado declaración de comercialidad de la exploración y explotación de YNC), enfocada en los siguientes aspectos clave relacionados con la técnica de fracking: (I). Manejo de vertimientos, (II). Reinyección de flowback y aguas de producción, (III). Manejo de NORM – TENORM, (IV). Revelación de sustancias químicas empleadas en la fase de fracturamiento hidráulico, y (V). Regulaciones en torno a sismicidad inducida.

En el Anexo 4 se muestra un complemento a lo expuesto frente a la legislación internacional, en tanto que en el Anexo 2 se detalla la normatividad en la materia a nivel nacional.

Tabla 13. Regulación internacional en procesos claves relacionados con el fracturamiento hidráulico y paralelo comparativo con el país

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
Manejo de Vertimientos	Las descargas de aguas de producción tratadas en Plantas Especiales de Tratamiento de Fluidos (CWT- Centralized Waste Treatment Facilities) a cuerpos de aguas superficiales son permitidas en algunas localidades de ciertos estados, siempre y cuando dichas facilidades se acojan al programa de permisos de la EPA, NPDES (National Pollutant Discharge Elimination System), y a los estándares de efluentes basados de este Programa, los cuales están basados en la norma 40 CFR 437, aunque las autoridades ambientales estatales también han permitido vertimientos de estos fluidos bajo la norma 40 CFR 435. Según la EPA (2015), en este país son siete las facilidades que cuentan con permiso de vertimientos de aguas de producción sobre cuerpos de agua superficial, de las cuales cinco se encuentran en el estado de Pennsylvania y bajo renovación de permisos temporales de vertimientos por parte de la autoridad ambiental (PADEP): (I). Eureka Resources – Standing Stone Facility, Bradford County, (II). Casella Altela Regional Environmental Services (CARES) McKean Facility, (III). Clarion Altela Environmental Services (CAES) Facility, (IV). Fluid Recovery Service Josephine Facility y (V). Hart Resources Creekside Facility, (VI). Judsonia Water Reuse	La directiva 58 de la AER prohíbe expresamente el vertimiento de flowback y aguas de producción en cuerpos de agua superficial, sin importar si estas se han sometido previamente a un tratamiento fisicoquímico ⁽⁶⁾ .	En la Provincia de Neuquén, el artículo 11 del Decreto 1485 de 2012, por medio del cual se aprueba el Anexo de Normas y Procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales, define claramente que "el agua proveniente de retornos (flowback), cualquiera sea su estado o encuadramiento permisible dentro de las normas vigentes, no podrá ser vertida sobre cuerpos de aguas superficiales, bajo ninguna condición; ni podrá ser almacenada previa y durante su tratamiento en receptáculos a cielo abierto" ⁽⁷⁾ .	En este país aún no se ha legislado en el manejo de vertimientos debido a la exploración y explotación de YNC. Sin embargo, se aplica la normatividad establecida para yacimientos convencionales; al respecto, el Artículo 11 de la ley de prevención y control de la contaminación del agua asegura que las entidades competentes bajo el Consejo de Estado y los gobiernos populares locales deberán hacer planes racionales para la ubicación de industrias (incluyendo la petrolera), y asegurarse de que si estas llegan a causar contaminación del agua se comprometan a renovaciones técnicas para cumplir los estándares normativos de descargas a cuerpos de agua superficial, reduciendo además la	En el Anexo de la Resolución 0421, numeral 7.3.1 se asegura que "...el vertimiento en cuerpos de agua no será permitido para la exploración de YNC", reiterándose en el numeral 6.1 que para la actividad de exploración de YNC no se permite ningún tipo de vertimiento sin previo tratamiento ni vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica, la cual debe cumplir con los parámetros establecidos en el Decreto 3930 de 2010 o el que lo modifique, adicione o sustituya, pudiéndose disponer estas aguas residuales domésticas en suelos, cumpliendo los requisitos del numeral 6.2 de esta Resolución y del Artículo 2.2.3.3 del Decreto 50 de 2018. Por otro lado, el parágrafo 3, Artículo 2.2.3.3.4.9 de este Decreto establece que "...para la actividad de exploración y producción de YNC, no se admite el vertimiento al suelo del

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
	Recycling Facility, en Arkansas, y finalmente, (VII). Wellington Operating Company, LLC - 3W Production Water Treatment Facility, en Colorado ⁽ⁱ⁾ .			cantidad de aguas residuales generadas y de contaminantes vertidos. Además, en el Artículo 13 de esta Ley se asegura que el interesado debe realizar una declaración de impacto ambiental evaluando los peligros de contaminación del agua que el proyecto probablemente produzca y su impacto en el ecosistema, con las medidas de prevención y control que se proporcionan en el mismo; presentando la información de soporte al departamento de protección ambiental correspondiente, para su revisión, eventual corrección y aprobación. Finalmente, en el Artículo 14, se comenta que también debe allegarse detalles del tratamiento, cantidades y concentraciones de contaminantes vertidos así como de información técnica pertinente relativa a la prevención y el control de la contaminación del agua.	agua de producción y el fluido de retorno". Finalmente, en la Resolución 631 de 2015 establece en su Artículo 11-Parágrafo 2 que "...para la actividad de exploración y producción de YNC no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos de retorno a los cuerpos de aguas superficiales y al alcantarillado público, hasta tanto este Ministerio cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles".
Reinyección de flowback -aguas de producción	Estos fluidos pueden ser reinyectados en pozos Clase II (asociados con la producción de crudo y gas natural). Para ello, los dueños y operadores de este tipo de pozos deben cumplir con lo establecido en el Safe Water Drinking Act (SWDA), sección 1422 (regula protocolos de construcción, operación, monitoreo, reportes a la Autoridad Ambiental y la EPA y requisitos de clausura de pozos), así como la sección 1425 en donde se debe demostrar que los estándares adoptados son efectivos para la protección y evitar poner en peligro acuíferos mediante requerimientos de permisos, inspecciones, monitoreo y sus registros y de reportes a la Autoridad Ambiental y la EPA ^(a) .	En la Provincia de Alberta, bajo la Directiva 51 se regula la disposición de reinyección de flowback y aguas de producción, las cuales son permitidas en pozos de inyección Clase I o Clase II. Los pozos Clase I se utilizan para la reinyección de flowback y aguas de producción, así como de residuos líquidos de la industria petrolera que deben cumplir estándares fisicoquímicos establecidos por la AER; los pozos Clase II también se pueden emplear para reinyectar flowback y aguas de producción o aguas	En la Provincia de Neuquén, el artículo 10 del Decreto 1485 de 2012, por medio del cual se aprueba el Anexo de Normas y Procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales, define que "el agua de retorno (flowback), deberá ser sometida en su totalidad, a un sistema de tratamiento que garantice su encuadre en los parámetros de vertido establecidos en la Ley 899 y Decreto Reglamentario No. 790/99 y supletoria, Ley Nacional 24051 y su Decreto	En China, las normas de protección ambiental enfocadas a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales son muy incipientes y se guían por lo estipulado para yacimientos convencionales. En cuanto al manejo de aguas de producción, estas también figuran fuera de regulación y no están concebidas bajo la categoría de sustancias contaminantes en la legislación ambiental china ^(o) .	La Resolución 181495 de 2009 establece en su Artículo 51 que "...Todo proyecto de disposición de agua producida debe estar previamente autorizado por el MME, diligenciando el Formulario 20 - Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)- . La capacidad de inyección dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 -Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial- .

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
		<p>con altos contenidos de sales de la explotación de yacimientos convencionales (Alberta IL 94-02 Injection and disposal Wells). Por otro lado, existen dos subclases para la Clase I (Clase Ia y Ib), los pozos clase Ib y II requieren revestimiento de cemento al atravesar acuíferos y no requieren un monitoreo diario o estrictos parámetros de operación tales como los requeridos para los pozos de la Clase Ia que además son empleados para inyección de desechos industriales. La regulación se concentra en la integridad del pozo, la compatibilidad de la formación y los fluidos inyectados en procura de evitar su migración a formaciones suprayacentes^(h)</p>	<p>Reglamentario No. 831/93, para las siguientes alternativas de reutilización y disposición: (a). Reúso en la industria hidrocarburífera, (b). Reúso asociado a un proyecto productivo o de recomposición ambiental del área intervenida, con la aprobación de la autoridad de aplicación de las Leyes 899 y 1875 y (c). Disposición final en pozo sumidero, conforme lo que se prevea en la reglamentación^(j).</p> <p>Frente a la reinyección, el artículo 33 del Decreto 831/93 habla que la inyección profunda solo puede ser aplicada si se cumplen las siguientes condiciones: (1). Que el horizonte receptor no constituya fuente actual o potencial de provisión de agua para consumo humano/agrícola y/o industrial que no esté conectada al ciclo hidrológico actual, (2). La formación geológica del horizonte receptor debe ser miocénica, (3). Las profundidades permitidas de inyección son del orden de 2.000 a 3.500 mts por debajo de la superficie del terreno natural, (4). El tipo de corriente residual posible de inyectar está constituida por: lixiviado, agua de lavado de camiones, agua de lluvia acumulada en el área del sistema de contención de tanques, etc. En general el grado de contaminación es ínfimo y constituido por sustancias inorgánicas, y (5). Se debe demostrar que no habrá migración del material inyectado de la zona receptora permitida durante el</p>		<p>Por otro lado, en la Resolución 90341 de 2014, en su Artículo 15 habla de "...proveer un análisis de riesgo de afectar acuíferos aprovechables para consumo humano o la migración de fluidos a otras formaciones diferentes a las sujetas a aprobación para reinyección, y que antes de iniciar la inyección se debe verificar la integridad mecánica del pozo para asegurar que no haya fugas ni movimiento de fluidos que puedan llegar a afectar acuíferos aprovechables, para lo cual se podrán usar registros de temperatura, integridad del cemento, trazadores, entre otros. Resultados que deberán remitirse al MME.</p> <p>La Resolución D-149 de 2017 habla que "... antes de empezar las operaciones de estimulación hidráulica y las actividades de inyección de fluido de retorno y agua de producción, el operador deberá presentar a la Dirección de Geoamenazas del SGC un informe suscrito por el Representante Legal que contenga como mínimo lo Antes de empezar las operaciones de estimulación hidráulica y las actividades de inyección de fluido de retorno y agua de producción el operador deberá presentar a la Dirección de Geoamenazas del SGC un informe suscrito por el Representante Legal que contenga como mínimo lo estipulado en el Artículo 2 de esta Resolución.</p> <p>Finalmente, en el Anexo de la Resolución 0421, en su Numeral 3.2.4 se regula sobre los requisitos técnicos que los operadores deben cumplir para la reinyección de aguas de producción y de formación y en los</p>

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
			período que el residuo conserve sus características de riesgo ^(m) .		Numerales 7.4.1 y 7.4.2 de los requisitos a cumplir por parte de los operadores en el caso de que se decidan reinyectar en pozos inyectoros nuevos y/o pozos inyectoros existentes, respectivamente.
Manejo de NORM TENORM	<p>- 18 estados han desarrollado disposiciones o un permiso requerido para la disposición de TENORM o NORM aplicable a la industria de gas y petróleo: California, Colorado, Illinois, Kansas, Kentucky, Luisiana, Michigan, Mississippi, Montana, D. Norte, N. México, Ohio, Pennsylvania, D. Sur, Tennessee, Texas, Washington y Wyoming. Solo dos estados, Pensilvania y Tennessee, no establecen explícitamente la eliminación, límites en la ley, regulación, orientación o permiso^(c).</p> <p>- 19 estados tienen disposiciones generales que rigen la concesión de licencias a personas o instalaciones para trabajar con TENORM o NORM: Arkansas, Colorado, Georgia, Idaho, Louisiana, Maine, Mississippi, D. Norte, Nebraska, N. Jersey, N. México, Nevada, N. York, Ohio, Oregón, C. Sur, Texas, Virginia y W. Virginia. La mayoría de estos estados establecen los siguientes límites de exención: (I). 5 pCi/g de Ra-226 y/o Ra-228 2.) y (II). 150 pCi/g para cualquier otro radionucleido NORM. No obstante, en los estados de Colorado, Mississippi, N. México, C. Sur y Texas tienen límites de exención que varían entre 30 pCi/g y 50 pCi/g para Ra-226 y Ra-228^(c)</p> <p>- En cuanto al diagnóstico de presencia de NORM, en 3 estados (Illinois, Kansas y Montana), se requiere revisar en cortes de perforación; en 10 estados (Arkansas, Colorado, Luisiana, Mississippi, Montana, N. México, D. Norte, Pennsylvania, Texas y Wyoming se requiere revisar en lodos; y en 17 estados (Arkansas, Colorado, Georgia, Louisiana, Maine, Mississippi, Montana, D. Norte, N. México, Ohio, Oregón, Pensilvania, C. Sur, Texas, Virginia, W. Virginia y Wyoming incluyen revisarlos en equipos de tratamiento de aguas^(c).</p>	<p>En las provincias de Alberta y British Columbia no se han llegado a resultados concretos sobre el establecimiento de estándares NORM para flowback y aguas de producción ^(e) y debido a que los NORM no forman parte del ciclo de generación de energía nuclear, no está bajo el control de la CNSC, autoridad sobre asuntos nucleares de este país y quien es la encargada de controlar los materiales radiactivos para la generación de este tipo de energía y los radionucleidos producidos artificialmente. Finalmente, en la Guía Canadiense de s de consumo, se menciona que la concentración máxima en Ra-226 debe ser de 0,5 Bq/L^(e).</p> <p>Por otro lado, "el Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee recomienda que la dosis anual efectiva incrementada para personas expuestas a NORM es: 20 mSv para los trabajadores que están expuestos a NORM como resultado de sus tareas regulares y 1 mSv para miembro del público y trabajadores incidentalmente expuestos, es decir que no trabajan regularmente con materiales NORM" ^(f).</p>	<p>En este país no existe normatividad relacionada con la regulación de materiales TENORM generados por la industria petrolera, pues la Autoridad Nuclear Argentina, adscrita al Ministerio de Minas de este país ha regulado exclusivamente la concentración de radiaciones ionizantes y gas radón en viviendas ^(k). Sin embargo, una aproximación a la regulación de NORM - TENORM se puede encontrar en la Provincia de Neuquén, en el Anexo III de la Ley Nacional 24051, la cual habla sobre las normas de generación, manipulación, transporte y tratamiento de residuos peligrosos, presenta como opciones de disposición de residuos peligrosos el depósito dentro o sobre tierra firme, tratamiento en tierra, inyección sobre formaciones geológicas profundas, en rellenos especiales, incineración en tierra o el mar o depósitos permanentes^(k).</p>	<p>El Artículo 34 de la Ley de la prevención y el control de la contaminación del agua en China, establece que se prohibirá la descarga o vertimiento de desechos sólidos radiactivos o de aguas residuales que contengan cualquier sustancia radiactiva de alto o medio nivel en cualquier cuerpo de agua ^(p).</p>	<p>La Resolución 0421 de 2014 establece en su numeral 7.7 que el operador debe reportar trimestralmente al MADS si en el fluido de retorno hay presencia de NORM y en dado caso los niveles detectados.</p> <p>En el Anexo 3 de esta Resolución, en su numeral 5.1.2 que regula la calidad del agua subterránea reporta que se debe tomar el parámetro NORM (Ra-226 y Th-232) en fuentes de agua (incluyendo acuíferos del área de revisión) y en el caso de efectuarse vertimientos en suelos de agua residual industrial.</p> <p>En el Numeral 5.1.4 de este Anexo se establece que "... se deberá tomar una línea base del fondo radiactivo natural – background – en superficie, en las áreas de exploración, donde habrá presencia (almacenamiento, tratamiento o disposición) de fluido de retorno o almacenamiento de tubería de perforación ya utilizada. Si no se conocen los sitios específicos en el momento de la elaboración de EIA*, esta información deberá presentarse en el PMA específico de cada pozo o arreglo de pozos.</p> <p>El numeral 7.8 del Anexo 3 de la Resolución habla que..."<i>si bien la probabilidad de ocurrencia de residuos con contenidos de NORM es baja, se debe asumir que el fluido de retorno presentará este tipo de</i></p>

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
					<p>residuos; de esta forma se debe plantear dentro del Plan de Manejo y Programa de Monitoreo cómo se manejarán y dispondrán este tipo de residuos de acuerdo con la normatividad vigente del MME".</p> <p>Finalmente, el numeral 7.10 del Anexo 3 de la Resolución en comento habla que al momento de efectuar el Plan de Desmantelamiento y Abandono "...se debe hacer un estudio de radiación de fondo en las áreas de exploración y de los equipos utilizados durante la exploración y en caso de encontrarse tuberías o residuos con contenido NORM que superen los niveles de dispensa establecidos en la Resolución 180005 de 2010, se deberá aplicar la normatividad vigente del MME para su manejo y disposición".</p>
Revelación de sustancias químicas empleadas en la fase de estimulación hidráulica	<p>El interesado u operador de pozo debe someterse a lo estipulado en el Underground Injection Control Program, estipulado por la EPA, específicamente a lo detallado en la Norma 40 CFR 146.24 A-4-iii en donde debe presentarse al Director de este Programa la descripción de la composición del fluido de fracturamiento hidráulico propuesto y un análisis apropiado de las características fisicoquímicas de este fluido, incluyendo el volumen y rango de concentraciones de cada componente. No obstante, los propietarios u operadores pueden hacer reclamos de confidencialidad con respecto a esta información (40 CFR 144.5).</p> <p>Por otro lado, se ha creado el Portal FracFocus, en el que al día de hoy se han revelado las sustancias químicas empleadas en alrededor de 128.000 pozos fracturados hidráulicamente. Este portal es administrado por la Ground Water Protection Council- GWPC (organización sin ánimo de lucro cuyos miembros consisten en agencias reguladoras estatales de agua subterránea reunidas en esta entidad para trabajar</p>	<p>Al igual que en los Estados Unidos, en Canadá también se creó un portal FracFocus, el cual fue construido por la BC Oil and Gas Commission, en el que permite a los municipios y autoridades de provincias cargar datos sobre los fluidos de fracturación hidráulica que les proporciona la industria petrolera. Para el caso de la provincia de Alberta, mediante la directiva 059 de la AER, los licenciatarios de YNC deben presentar de manera electrónica a esa Autoridad un reporte del contenido de los químicos empleados en los fluidos de fracturamiento hidráulico, diligenciando formatos previamente establecidos, detallando proveedores, tipos, pesos, volúmenes y concentraciones de propantes y aditivos empleados y en el que</p>	<p>En la Provincia de Neuquén, el artículo 4 del Decreto 1485 de 2012, por medio del cual se aprueba el Anexo de Normas y Procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales, en su inciso b habla que el licenciatario de un YNC explorado o explotado mediante fracturamiento hidráulico "deberá presentar una declaración jurada de la composición de los fluidos utilizados en la terminación de pozos no convencionales allegando las hojas de seguridad de cada producto o sustancia química. Los productos utilizados deben estar aprobados por la Ley 24051 y su Decreto Reglamentario No. 831/93 y lo que se prevea en la Reglamentación"⁽ⁱ⁾.</p>	<p>La política de tecnología de prevención de contaminación de la industria de extracción de petróleo y gas que entró en vigencia a partir del 7 de marzo de 2012, establece que en esta industria no utilizará productos químicos prohibidos en los convenios internacionales, eliminando productos químicos micotóxicos ⁽ⁱⁱ⁾.</p> <p>Por otro lado, la circular 80 de 2006 del Ministerio Chino de Protección Ambiental publicó una lista de 145 sustancias químicas estrictamente prohibidas para su importación o empleo por la industria China, así como la restricción de su exportación.</p>	<p>El Anexo 3 de la Resolución 0421 que establece los términos de referencia para el EIA* de exploración de YNC, en su numeral 4 estipula que "...para la actividad de estimulación hidráulica se debe describir o definir el tipo volumen total de fluido base, el tipo y cantidad estimada de propante y los componentes químicos que serán potencialmente utilizados en los fluidos de estimulación hidráulica. Esto incluye...nombre de mercadeo, propósito, nombre común y registro CAS*, concentración estimada y si la identidad de un aditivo químico tiene derecho a la protección de secreto comercial, para lo cual , en caso de que la ANLA requiera mayor información sobre el aditivo la solicitará al operador tomando las medidas necesarias para evitar su divulgación al público en general. Sin embargo, en caso de ocurrir un evento no planeado, el solicitante</p>

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
	<p>mutuamente en la protección de los suministros de agua subterránea de la nación) y el Interstate Oil and Gas Compact Commission - IOGCC (agencia gubernamental multiestatal que trabaja por garantizar la conservación de los recursos de petróleo y gas natural, así como a la protección de la salud, la seguridad y el medio ambiente⁽⁶⁾.</p>	<p>además, para cada ingrediente se solicita si bajo discreción del interesado se encuentra bajo la categoría de secreto comercial. En cuanto al agua empleada, se solicita de donde proviene, el tipo de fuente con su referencia, el contenido de TDS, los volúmenes y caudales a emplear para el fracturamiento hidráulico ⁽⁹⁾.</p>	<p>Por otro lado, el artículo 14 de este Decreto habla que "el permisionario, concesionario y/u operador, deberá presentar a la Autoridad Ambiental, los análisis fisicoquímicos de las aguas de retorno (flowback), a efectos de que ésta tome conocimiento de la calidad y cantidad de las mismas. El plazo para la presentación de los parámetros in-situ vencerá a las 72 horas contadas a partir de la identificación del surgimiento del agua de retorno (flowback), en el pozo en donde se ha realizado la estimulación hidráulica. La presentación de los análisis deberá hacerse periódicamente, mientras permanezca el retorno y conforme lo establezca la Autoridad de Aplicación". Además, en el artículo 15 del Decreto habla que "la Autoridad de Aplicación Ambiental realizará análisis fisicoquímicos de las aguas de retorno (flowback), cuando considere necesario, con cargo al permisionario, concesionario y/u operador"⁽⁹⁾.</p>		<p><i>deberá facilitar la información de manera oportuna a la entidad que lo solicite con fines de diagnóstico clínico o tratamiento médico".</i></p>
Regulación en a tomo sismicidad inducida	<p>En este país no existe una ley nacional cuyo objetivo principal sea reducir el riesgo de que el fracking o la reinyección de fluidos desencadenen actividad sísmica. No obstante, ocho estados (Arkansas, California, Colorado, Illinois, Kansas, Ohio, Oklahoma y Texas) han tomado previsiones y formulado requisitos adicionales a los interesados u operadores de YNC frente a este tema, específicamente en lo relacionado con la disposición de fluidos en los pozos clase II . Por ejemplo, en el estado de Texas, se modificó el Código Administrativo de Texas Título 16 secciones 3.9 y 3.46, entrando en vigencia a partir de noviembre de 2014 y estipulando que "cualquier persona que solicite un permiso para un nuevo pozo de inyección, disposición de salmueras u otros residuos de petróleo y gas, deben incluir con</p>	<p>En este país no existe una ley nacional cuyo objetivo principal sea reducir el riesgo de que el fracking o la reinyección de fluidos desencadenen actividad sísmica. No obstante, el estado líder en este aspecto es Alberta, el cual, quien a través del AER emitió la "Subsurface Order No. 2", mediante la cual una compañía que posee una licencia para perforar un pozo debe evaluar el potencial de sismicidad que podría ser inducido por operaciones de fracturamiento hidráulico o reinyección de fluidos. El titular de la licencia debe</p>	<p>En la actualidad no existen regulaciones específicas sobre sismicidad inducida por desarrollo del fracking en este país</p>	<p>En la actualidad no existen regulaciones específicas sobre sismicidad inducida por desarrollo del fracking en este país</p>	<p>En el numeral 3.2.4 del Anexo de la Resolución 0421 de 2014 se habla que el interesado debe presentar un análisis de riesgo de generar sismicidad inducida, especialmente aquella que pudiera ser perceptible en superficie, situación que se reitera en la Resolución 90341 de 2014, Artículo 12 – Acápites 6. En el Artículo 14 de esta Resolución se habla de la suspensión de las actividades de estimulación hidráulica en caso de que se registre un sismo de magnitud superior a 4.0 en la escala de Richter cuyo epicentro esté ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo donde se realizan la operaciones sea</p>

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
	<p>en su solicitud la base de actividad sísmica histórica del USGS en un radio de 9,08 km² con respecto al sitio de inyección propuesto^(d).</p>	<p>realizar un monitoreo que sea suficiente para detectar cualquier evento sísmico de magnitud 2.0 o mayor en la Escala de Richter que ocurra dentro de los 5.0 km de radio con respecto al sitio de ubicación del pozo. Además, debe desarrollar un plan para mitigar cualquier sismicidad que esté por encima de una magnitud de 2.0, y estar preparado para implementar el plan^(d).</p> <p>Si el licenciatario detecta o se da cuenta de que alguien más ha detectado un evento sísmico de magnitud 2.0 o más dentro de los 5 km, el titular de la licencia debe notificar inmediatamente a AER e implementar acciones de distintos niveles de prioridad para mitigar la sismicidad. Si el operador detecta o se da cuenta de que alguien más ha detectado una sismicidad de magnitud 4.0 o mayor dentro de los 5 km del pozo, este deberá notificar inmediatamente a AER y suspender de inmediato sus operaciones de fracturamiento hidráulico, las cuales no podrán ser reanudadas sin el consentimiento por escrito de AER hasta que este desarrolle e implemente un plan para modificar las operaciones de reinyección o fracturamiento con el fin de eliminar o reducir el futuro sismicidad a una magnitud por debajo de 4.0^(d).</p>			<p>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 SGC a fin de determinar o desvirtuar por parte del operador una correlación entre el evento sísmico y la actividad de estimulación hidráulica.</p> <p>Adicionalmente, el numeral 6.3 del Anexo 3 de esta Resolución detalla que "...se debe explicar cómo se escogió la formación receptora de aguas de producción para minimizar el riesgo de generar sismicidad inducida y de cómo se adaptará el proceso de inyección para minimizar el aumento de presión".</p> <p>Por otra parte, el numeral 7.9 del Anexo 3 habla que..."en caso de por requerimiento del MME o del SGC se suspendan las actividades de estimulación hidráulica por determinarse una correlación positiva entre las operaciones de estimulación hidráulica y/o reinyección, y una sismicidad desencadenada, se deberá informar de manera escrita a al ANLA sobre la suspensión, medidas requeridas por dichas autoridades y las medidas implementadas. Esta información será utilizada por la autoridad ambiental para su evaluación y seguimiento dentro del marco de sus competencias".</p> <p>En la Resolución D-149 de 2017 se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en YNC en el que entre otros se regula el análisis de la determinación de la ubicación de las estaciones, la calidad de señales en</p>

Variable	Estados Unidos	Canadá	Argentina	China	Colombia
					<p>cualquier tiempo, las condiciones y procedimiento del monitoreo de sismicidad en cualquier tiempo, los Informes de funcionamiento mes vencido y el período de funcionamiento de la red de monitoreo al terminar las operaciones.</p> <p>Finalmente, en la Resolución D-277 de 2017 se precisa que la transmisión de datos de las estaciones sismológicas debe ser en tiempo real, sin interrupciones y con una latencia inferior a 30 segundos.</p>

Fuente: Los Autores (2018) con base en información secundaria recopilada

Notas:

Los superíndices puestos en la anterior tabla corresponden a las siguientes fuentes de información:

Superíndice	Referencia
a	https://www.epa.gov/uic/class-ii-oil-and-gas-related-injection-wells
b	https://fracfocus.org/
c	http://legacy.lawatlas.org/files/upload/1_9_2017_Regulation%20of%20Wastes%20Containing%20TENORM_Essential%20Information.pdf
d	https://www.rmmf.org/-/media/Files/Publications/Proceedings/Al61-Ch-5-Regulations-Relevant-to-Induced-Seismicity.pdf?la=en
e	Unconventional Wastewater Management: A Comparative Review and Analysis of Hydraulic Fracturing Wastewater Management Practices Across Four North American Basins. Goss, G., Alessi, D et al. University of Alberta. 2015, 186 p.
f	https://aer.ca/documents/directives/Directive059.pdf
g	https://www.canada.ca/en/health-canada/services/environmental-workplace-health/reports-publications/environmental-contaminants/canadian-guidelines-management-naturally-occurring-radioactive-materials-norm-health-canada-2000.html#a2
h	https://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf
i	Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States - Appendices (Table 6 and F.5.2). EPA (2015), 572 p. Washington, DC.
j	https://ambiente.neuquen.gov.ar/frmwrk/pdfs/ley_1875/1485_12.pdf
k	http://www.derecho.uba.ar/academica/derecho-abierto/archivos/Ley-24051-Residuos-Peligrosos.pdf
l	https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/37/097/37097925.pdf
m	https://www.sertox.com.ar/img/item_full/D831.pdf
n	http://kjs.mep.gov.cn/hjhbzbzwb/wrfzjszc/201203/t20120319_224789.htm
o	https://cen.acs.org/articles/93/i3/China-Backpedals-Shale-Gas.html
p	http://english.mep.gov.cn/Resources/laws/environmental_laws/200710/t20071009_109915.shtml

Regulación nacional en los ámbitos ambiental y administrativo

A la fecha, diversas entidades estatales han generado normatividad relacionada con las labores conexas a las actividades de exploración y explotación de YNC, de las cuales 14 tienen injerencia en el componente técnico-ambiental y 2 en el componente administrativo, sin embargo las autoridades competentes no han expedido los términos de referencia consolidados relacionados con la fase de explotación de YNC en el territorio nacional.

Es oportuno recordar que en noviembre de 2014 la CGR, publicó el Informe de la Actuación Especial de Seguimiento a la Función de Advertencia, relacionada con el principio de precaución y desarrollo sostenible y los posibles riesgos ambientales del desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

La relación cronológica de las normas referenciadas puede apreciarse en la siguiente tabla, para una descripción detallada de la misma remitirse al Anexo 2 del documento.

En el Anexo 4 se relaciona la legislación ambiental a nivel internacional relacionada con el fracturamiento hidráulico.

Tabla 14. Reglamentación nacional ambiental y administrativa para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales

No.	Fecha	Entidad Origen	Entidad Destino	Norma	Tipo de regulación	Descripción
1	02-sep-09	Ministerio de Minas y Energía	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución 181495	Técnico-Ambiental	Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.
2	05-ene-10	Ministerio de Minas y Energía	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución Número 18 0005	Técnico-Ambiental	Por la cual se adopta el reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia.
3	24-abr-12	Congreso de Colombia	Empresas operadoras de hidrocarburos	Ley 1523 de 2012	Técnico-Ambiental	Por la cual se adopta la Política Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres, se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones.
4	04-may-12	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Empresas operadoras de hidrocarburos	Acuerdo No. 4	Administrativa	Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para la explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación: se expide el reglamento de contratación correspondiente y se fijan reglas para la gestión y seguimiento de los respectivos contratos.

No.	Fecha	Entidad Origen	Entidad Destino	Norma	Tipo de regulación	Descripción
5	16-may-12	Ministerio de Minas y Energía	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución 180742	Técnico-Ambiental	Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
6	26-dic-13	Ministerio de Minas y Energía	Empresas operadoras de hidrocarburos	Decreto 3004	Técnico-Ambiental	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
7	20-mar-14	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución No. 0421	Técnico-Ambiental	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.
8	26-mar-14	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Empresas operadoras de hidrocarburos	Acuerdo No. 3	Técnico-Ambiental	Por el cual se adiciona el Acuerdo No. 4 de 2012, con el objeto de incorporar al reglamento de contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no convencionales y se dictan disposiciones complementarias.
9	26-mar-14	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Empresas operadoras de hidrocarburos	Términos particulares del Acuerdo No. 3	Técnico-Ambiental	Términos particulares para acometer la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.
10	27-mar-14	Ministerio de Minas y Energía	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución No. 90341	Técnico-Ambiental	Por la cual se deroga la Resolución No. 180742 de mayo de 2012 y se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales
11	02-may-14	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución No. 390	Administrativa	Por la cual se modifica la Resolución No. 187 del 19 de febrero de 2014, de asignación de bloques a la ronda 2014.
12	17-mar-15	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución No. 0631	Técnico-Ambiental	Por la cual se establecen los parámetros y los valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

No.	Fecha	Entidad Origen	Entidad Destino	Norma	Tipo de regulación	Descripción
13	23-mar-17	Servicio Geológico Colombiano	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución D-149 de 2017	Técnico-Ambiental	Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
14	04-jul-17	Servicio Geológico Colombiano	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución D-277 de 2017	Técnico-Ambiental	Por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución número D-149 de 2017.
15	20-dic-17	Departamento Administrativo de la Presidencia de la República	Empresas operadoras de hidrocarburos	Decreto 2157 de 2017	Técnico-Ambiental	Por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012.
16	16-ene-18	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Empresas operadoras de hidrocarburos	Decreto 50	Técnico-Ambiental	Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, en relación con los Consejos Ambientales Regionales de las Macrocuencas (CARMAC), el ordenamiento del recurso hídrico y vertimientos, y se dictan otras disposiciones.

Fuente: Modificada de CGR (2014)

Frente al desarrollo normativo de cada país para la aplicación del fracking es importante tener en cuenta que el mismo parte de varios aspectos de tipo constitucional y legal, de los avances de su legislación ambiental y de hidrocarburos, además también influyen otros aspectos como las condiciones de dependencia de renta petrolera o de la necesidad de sustituir sustancialmente sus importaciones de gas y crudo; así mismo se debe resaltar también escenarios de geopolítica y macropolítica económica relacionados con prioridades de desarrollo en los que estos intereses priman sobre restricciones de tipo ambiental.

Desde el punto de vista ambiental, las condiciones de biodiversidad, ecosistemas estratégicos comprometidos, densidad demográfica, disponibilidad y conflictos por el uso del agua superficial y subterránea establecen marcos de referencia particulares para cada país y para cada región, con lo cual los aspectos más relevantes en este punto se centran en la existencia o no de normas específicas que regulen, prohíban o restrinjan las actividades requeridas para el desarrollo de las labores de exploración y explotación mediante la técnica del fracking. Cada país evalúa sus necesidades y posibilidades, establece un marco de riesgos aceptables y sobre estos estructura su marco regulatorio.

Como se puede observar algunos países no consideran necesario la expedición de regulaciones en algunos aspectos del fracking, lo cual implica vacíos y/o debilidades para sus entes de evaluación, seguimiento y control ambiental a la hora de abordar algunas actividades y sus implicaciones ambientales.

Para el caso Colombiano, el desarrollo normativo tiene un especial auge a partir del 2014, tal como se puede observar en la tabla No. 14; en el presente estudio, Colombia presenta regulación en los aspectos evaluados en la tabla en mención, mientras que países como Argentina y China no han desarrollado regulación para sismicidad inducida dada su condición tectónica regional o la relativa lejanía de los campos de extracción mediante fracking de centros poblados. Ahora bien en Colombia existe un marco regulatorio y legal reciente con buenos estándares de regulación en comparación con otros países que han aplicado la técnica, sin embargo la capacidad institucional para actuar en sus funciones de seguimiento y control es limitada.

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 88 de 92

8 CONCLUSIONES

- Colombia cuenta con unas particularidades geológicas que deben ser estudiadas de manera complementaria junto con el levantamiento de una línea base ambiental detallada del componente geosférico, a fin de gestionar los riesgos ambientales ante un eventual desarrollo de la exploración y explotación de YNC en sus cuencas sedimentarias de interés (Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, principalmente), dada su evolución epigénica (caracterizada por rupturas o grandes deformaciones estructurales). Por esta razón, la caracterización de los componentes sismotectónicos y de geología estructural deben tener un muy buen nivel de detalle, para poder valorar de mejor manera la vulnerabilidad del recurso hídrico superficial y de acuíferos, en virtud a que la técnica del *fracking* tiene unos riesgos altos y la incertidumbre de los impactos ambientales sobre el recurso hídrico subterráneo en profundidad podría ser elevada, lo que en conjunto le permitiría al Estado Colombiano tener mayores herramientas de validación de la información allegada por los interesados en el desarrollo de este tipo de yacimientos, así como de una mayor eficacia en el seguimiento y control de las actividades ejecutadas por los operadores de bloques de YNC.
- El *fracking* es una técnica que requiere el consumo de volúmenes considerables de agua para el desarrollo de esta operación en particular, y en la que solo un pequeño porcentaje es reciclada de las aguas de retorno (flowback), de acuerdo con los estudios revisados podría demandar en promedio 14.500 m³ por pozo, cifras que varían de forma considerable dependiendo del número de etapas y de la extensión horizontal del pozo, así como de las condiciones petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas del yacimiento no convencional. Por esta razón, debe analizarse, bajo una óptica local-regional, los eventuales conflictos por el uso de agua con los demás usos precedentes presentes en los lugares en donde se pretende implementar la técnica (consumo doméstico, actividades de subsistencia -usos agrícola, pecuario e industrial, principalmente), con el fin de evitar el estrés hídrico en las zonas en las cuales se desarrollarían eventualmente estos proyectos, en especial en las cuencas sedimentarias Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, en donde la ANH, en su más reciente oferta de bloques de YNC fijó áreas para la exploración de este tipo de yacimientos.
- La eventual puesta en marcha de esta técnica en el país, requiere de medidas de prevención y control que se deben tener en superficie frente al manejo de las aguas de retorno y de producción a lo largo de la vida útil de los pozos, así como también medidas de seguimiento y monitoreo, pues no se tiene total certeza del contenido fisicoquímico de estos fluidos. No obstante, se sabe que son altamente salinos y que pueden contener metales pesados, isótopos y elementos radiactivos que podrían causar un alto impacto a los recursos hídricos (como en el caso específico de los *shales* negros en el VMM, según estudios de Silva, 2018). Este impacto es de mayor magnitud en el recurso subterráneo en virtud a que este es un medio poroso, lo cual limita la movilidad de eventuales sustancias contaminantes, haciendo prácticamente imposible su remoción y su remediación. Por otro lado, no deben desestimarse los legítimos derechos de la población colombiana al goce de un ambiente sano y a una salud adecuada, los cuales podrían verse afectados ante un manejo inadecuado de estas sustancias, bien sea por fallas técnicas, de control o de seguimiento.
- Por lo expuesto anteriormente, el país debería generar la capacidad de hacer seguimiento y control estricto no solo a la prevención del derrame de estas sustancias, sino también al tratamiento y reinyección de las mismas, exigiendo idoneidad y experiencia previa de los operadores en este tipo de yacimientos. También se debe hacer hincapié en que este control y seguimiento no se limita a pozos en producción sino que también debe incluir pozos abandonados y los clausurados al final de la vida útil; es decir, en la etapa de post-cierre, dada las evidencias dadas por Bruffato *et al.* (2003) sobre la tasa de fallas en la cementación que tienen los

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 89 de 92

pozos con el paso del tiempo, y que para los perforados costa afuera (*offshore*) llega ser hasta del 40 % a los 8 años de vida de estos.

- La gestión del recurso hídrico subterráneo en las zonas de interés de desarrollo de YNC suscita gran expectativa, no solo por lo que representa en términos de abastecimiento (por ejemplo, del volumen nacional de agua concesionada, casi el 48 %, el 25 % y el 18 % corresponden al consumo de los sectores agrícola, industrial y pecuario, respectivamente), sino por los riesgos ambientales a los cuales podrían verse expuestos los acuíferos en las etapas de exploración y explotación, debido al grado de desconocimiento que se tiene de ellos. Vale la pena reconocer que se han elaborado normas en pro de su adecuado uso y aprovechamiento (Decreto 3930 de 2010, Decreto 1640 de 2012 y Decreto 1076 de 2015) y se han establecido Planes de Gestión de Conocimiento (incluyendo el proyecto MEGIA). Así mismo se ha avanzado en la gestión de Planes de Manejo Ambiental de Acuíferos, actualmente existen 9 PMAA adoptados y en implementación; 10 PMAA en formulación, que contemplan escalas adecuadas de estudio; 6 PMAA en fases de aprestamiento o diagnóstico y 8 acuíferos priorizados para ser objeto de PMAA. Sin embargo, se observa que a pesar de todo lo anterior, aún persiste un gran porcentaje de áreas en Colombia, en particular en las cuencas sedimentarias del Valle Medio del Magdalena (VMM) y Cordillera Oriental (COR), sin cobertura de información hidrogeológica. Por otro lado, con relación al nivel del conocimiento de los sistemas acuíferos en las áreas de influencia de los YNC en el país, a pesar de observarse un buen nivel de conocimiento geológico, hay un nulo nivel de conocimiento isotópico; ponderando todas las variables que conforman los modelos hidrogeológico, hidráulico e hidroquímico, el nivel de conocimiento nacional es de aproximadamente un 40%, en donde las provincias hidrogeológicas Valle Medio del Magdalena, y Cordillera Oriental, zonas en donde se ofertaron la mayoría de Bloques de YNC, tienen niveles de conocimiento del 37% y 26%, respectivamente. En consecuencia, el Estado colombiano carece de información de “contraste” y verificación (línea base) frente a la información allegada por los interesados (operadoras); además, esa carencia de información causa falencias de rigor técnico, tanto en el desarrollo de la normatividad proferida en relación con el componente del recurso hídrico como en su aplicación.
- En el país no se cuenta con un mapa a escalas moderadas de detalle (1:100.000 a 1:25.000) sobre estrés hídrico, especialmente en las cuencas sedimentarias Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, zonas en donde se concentra la oferta de bloques de YNC. Lo anterior, debido en parte a que en jurisdicción de estos bloques aún no se cuenta con Planes de Manejo Ambiental de Acuíferos y POMCAS, que permitirían con mayor precisión al Estado Colombiano calcular la magnitud de la presión ejercida sobre el recurso hídrico bajo un contexto local. La mejor aproximación a este mapa es la consolidación del índice nacional de aridez, pero dado que este se basa exclusivamente en la proporción evaporación/evapotranspiración, es pertinente adelantar los estudios de detalle concebidos típicamente en los PMAA y POMCAS a fin de conocer escalas multitemporales y jerarquías de magnitudes de estrés hídrico, que servirán como instrumento de apoyo a las entidades estatales que tienen injerencia con los operadores de este tipo de yacimientos.
- La distribución espacial del conjunto de sistemas acuíferos, páramos, parques nacionales naturales y parques nacionales regionales frente a la delimitación de los bloques de YNC no presentan intersecciones en sus superficies. No obstante, se observan cercanías que varían entre 1 a 5 km de estos recursos naturales frente a los bloques de YNC, especialmente en la cuenca Cordillera Oriental. Es de especial interés la situación en cuatro páramos: el de la Serranía de Los Yariguíes se encuentra rodeado por los bloques COR 65, COR 49 y COR 64, el de Chingaza por los bloques COR 41, COR 59, COR 2 y LLA35, el de Pisba colinda en su flanco este con el bloque COR 25 y el Páramo de Sumapaz limita en su flanco oeste con el bloque COR 61. Estas proximidades deben analizarse con precaución al momento de valorar la zonificación ambiental de uso de eventuales bloques de YNC, en razón a que las extensiones laterales de los pozos que aprovechan este tipo

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 90 de 92

de yacimientos pueden afectar zonas de recarga o unidades hidrogeológicas de los sistemas acuíferos, llegando a alterar potencialmente su dinámica de funcionamiento pues estaría en función de la magnitud de los impactos ambientales eventualmente generados frente a la vulnerabilidad de estos sistemas naturales por el desarrollo de este tipo de actividades antrópicas.

- Uno de los mayores riesgos con la aplicación de la técnica del fracking está asociada a la migración de los fluidos empleados en el fracturamiento hidráulico y el hidrocarburo del yacimiento a los acuíferos, cuerpos de agua superficial y la atmósfera, la cual se puede dar de las siguientes formas: (I) A través de fracturas generadas por la técnica que podrían entrar en contacto con fracturas naturales preexistentes, que dependiendo de su extensión vertical podrían conectar con la base de acuíferos; (II) Por migración de fluidos a través de fallas geológicas que se extienden desde el yacimiento hasta la superficie; (III). Por pérdida de integridad (fallas del cemento de los casings, principalmente), o fallas en las tuberías, (IV). Por liberación del gas atrapado en el yacimiento no convencional y su paulatino ascenso por el medio poroso de las formaciones geológicas suprayacentes y (V). Por fallas humanas o técnicas en el manejo de las facilidades en superficie del *flowback* y aguas de producción.
- Los Programas de Gestión del Conocimiento generados en Colombia, con la posible implementación de la exploración y explotación de los YNC, en principio buscaron suplir las deficiencias de información en los aspectos ambientales, geosféricos y sismotectónicos, sin embargo hace falta la compilación de este cúmulo de información para que se traslapen las áreas de estudio de los PMAA y de otros estudios hidrogeológicos, realizados por el SGC, bajo la óptica de una localización espacial de toda la información técnica ya generada, a fin de compararla posteriormente con la distribución de los bloques de YNC de las cuencas sedimentarias y, a partir de un análisis de SIG, diagnosticar qué zonas presentan mayor falta de información. Con base en este diagnóstico, se podrá diseñar un Plan de Trabajo con objetivos, prioridades, financiación, responsabilidades, metas e indicadores, a fin de poder cuantificar y verificar los estados reales de avance de esa información. Además de la falta de Planes de Manejo Ambiental de Acuíferos en estas áreas y que principalmente se encuentran en jurisdicción de las Corporaciones Autónomas de Santander (CAS), CAR Cundinamarca, Cortolima y Corpoboyacá y en menor medida Corpoguavio y Corpochivor.
- La ANH adjudicó bloques para la exploración y producción de YNC, en la Ronda 2014, sin tener un marco regulatorio ambiental ni el conocimiento básico que permitiera definir restricciones ambientales sobre la implementación del *fracking* para la explotación de dichos yacimientos, conllevando a riesgos ambientales o al establecimiento de escenarios futuros de reclamación o desistimiento por parte de los titulares de estos bloques. Lo anterior evidencia la falta de coordinación entre instituciones relacionadas con la implementación de políticas públicas como esta.
- La ANH, el MME, el MADS y la ANLA deben propender por su articulación y fortalecimiento, con el fin de construir un marco regulatorio apropiado para el país y realizar un seguimiento y control efectivo, pues el Estado Colombiano en algún momento debe llegar a una etapa en que su legislación técnico-ambiental y administrativa sea más robusta y adaptada a las singularidades geoambientales del territorio nacional. Sin embargo, de persistir la debilidad institucional en el seguimiento y control de los futuros escenarios de exploración y explotación de YNC, no se puede garantizar la intervención idónea y efectiva que el desarrollo de estas actividades amerita, con consecuencias funestas para el ambiente en general y el recurso hídrico en particular. Situación evidenciada en la actuación especial de la CGR en el 2014 y que a la fecha no evidencia avance alguno.

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 91 de 92

- A pesar de que se ha proferido normatividad relacionada con la regulación y manejo de NORM, específicamente en el Anexo 3 de la Resolución 0241 de 2014 y la Resolución 90341 de 2014, en la que el interesado tiene la obligación legal de seguir lo establecido en la Resolución 180005 de 2010, si estos residuos superan los niveles máximos permisibles de sustancias radiactivas, en esta última Resolución no se encuentran regulados radionucleidos de elementos como radio y torio (productos de desintegración típica del uranio), y teniendo como antecedente lo expuesto por Silva (2018), en donde revela que en ciertas zonas del Magdalena Medio y del Catatumbo hay evidencias de anomalías geoquímicas de uranio y metales pesados asociadas a shales cretácicos (rocas generadoras), razón por la cual este hecho es de gran interés y debe prestársele atención por un aparente vacío normativo en la Resolución 180005 de 2010.
- Con la puesta en marcha del fracking en el país es necesario que se cuente con un registro detallado de los incidentes e impactos ambientales generados por la técnica. Esto, con el propósito de crear indicadores que evalúen las magnitudes de los eventuales impactos generados en componentes geosféricos potencialmente afectados (suelos, recursos hídricos superficiales y subterráneos, principalmente), así como las tasas de fallas en pozos, específicamente por cementación o fallas técnicas de taponamiento y protocolos de abandono. Adicionalmente, se generarían estadísticas nacionales que pueden ser divulgadas periódicamente a la opinión pública, para que la comunidad en general conozca con mayor detalle el nivel de gestión y compromiso ambiental de los operadores petroleros con el desarrollo de esta técnica y de sus actividades conexas (disposición y tratamientos de fluidos), a lo largo de la vida útil de proyectos que aprovechen yacimientos de hidrocarburos no convencionales.
- Es importante que las autoridades colombianas, a partir de la experiencia de Canadá en el desarrollo de los YNC (en las provincias de Alberta y British Columbia), tengan en cuenta las recomendaciones hechas por Ernst and Young (2015) y Canadian Water Network (2015) (transcritas con mayor detalle en el Anexo 4 del presente informe). Estas propenden por un mejoramiento de la normatividad ambiental acerca de la protección del recurso hídrico, donde se definen como oportunidades de mejora los siguientes ítems, entre otros: (I) Información clara sobre las cantidades de agua residual de un pozo que se reutiliza o recicla, se trata, es descargada en superficie o inyectada en profundidad; (II) Pruebas de presión y de cementación para proteger el pozo contra el flujo incontrolado de fluido que se produciría a través del *casing*; (III) Manejo del *flowback*; (IV) Evaluar la integridad de pozos cercanos, ya sean activos o abandonados, antes de la fracturación hidráulica; (V) Obligatoriedad de planificar, presentar y desarrollar planes de riesgo del fracturamiento hidráulico; (VI) Implementar mejores prácticas para el mapeo de la base de la formación(es) con agua subterránea no salina para su protección; (VII) Unificar los criterios de vulnerabilidad de los acuíferos a la contaminación; (VIII) Mejorar los mecanismos de reporte del uso de fuentes alternativas de aguas empleadas en la estimulación hidráulica; (IX) Mejorar la identificación de las zonas de recarga de acuíferos; entre otros.
- A la fecha, la Contraloría General de la República observa que el Gobierno Nacional ha realizado importantes esfuerzos de regulación al establecer los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, lo cual resulta positivo frente a un eventual avance hacia la etapa de exploración de la técnica de Fracking, en zonas con alto potencial como el Valle Medio del Magdalena; sin embargo, la CGR considera que aún falta establecer condiciones adecuadas para el cumplimiento de los requisitos técnicos y ambientales de nuestro país, en donde se subsanen previamente las deficiencias de información existentes en la línea base ambiental y se acuerden medidas adicionales de manera preventiva de ser necesarias, a efecto de asegurar la mayor confiabilidad de la información técnica y

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 92 de 92

ambiental y que la misma cuente en todo momento con la vigilancia y control de las autoridades técnicas y ambientales competentes, así como de los órganos de control.

9 REFERENCIAS

Abdalla, C. W. & Drohan, J. R. (2010). *Water Withdrawals for Development of Marcellus Shale Gas in Pennsylvania. (Introduction to Pennsylvania's Water Resources Report)*. Recuperado de file:///C:/Users/user/Desktop/water-withdrawals-for-development-of-marcellus.pdf

ACP, Asociación Colombiana de Petróleo. (2017). El fracking no es nuevo y se puede hacer de manera segura. junio 02, 2018, de Asociación Colombiana de Petróleo Sitio web: <https://acp.com.co/web2017/en/sala-de-prensa/comunicados-de-prensa/783-el-fracking-no-es-nuevo-y-se-puede-hacer-de-manera-segura>

American Petroleum Institute. (2014). Hydraulic Fracturing Unlocking America's Natural Gas Resources. Mayo 20, 2018, de American Petroleum Institute Sitio web: <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/energy-primers/hydraulic-fracturing>

Arenas, M. (2018). Presentación Grupo Investigación de la Univ. Nacional -hyds-, hidrodinámica del medio natural . I Encuentro Internacional de Hidrogeología, (pp. 43 - 51). Bogotá D.C.

Arkadaskiy, S. and Rostron, B. (Mayo de 2013). Tracking out-of-zone hydraulic fracturing in the Bakken with naturally occurring tracers. *GeoConvention 2013: Integration. Canadian Society of Petroleum Geologists*. Calgary, Alberta Canada.

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2
		Página 93 de 92

Banco Mundial (2015). Brasil, Colombia y Perú, entre los que más tienen agua en el mundo. Recuperado de <http://www.bancomundial.org/es/news/feature/2015/03/10/brasil-colombia-peru-paises-mas-agua-tienen-en-el-mundo>

Barbot, E., Vidic, N. S., Gregory, K. B. & Vidic, R. D. (2013). Spatial and Temporal Correlation of Water Quality Parameters of Produced Waters from Devonian-Age Shale following Hydraulic Fracturing. *Environmental Science & Technology*, 47(6), 2562-2569.

BJ Services Company. (2009). *BJ fracturing manual 2.0. service company confidential business information document*. Houston, TX : BJ Services Company

Boschee, P. (2014). Produced and Flowback Water Recycling and Reuse: Economics, Limitations, and Technology. *Oil and Gas Facilities*, 3(1), 1-6. Recuperado de <https://spe.org/en/print-article/?art=231>

Brufatto, C., Cochran, J., Conn, L., El-Zeghaty, S., Fraboulet, B., Griffin, T....Rishmani, L. (2003). Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas. *Oilfield Review*, 15(4), 70-85.

Bruner, K. R. & Smosna, R. (2011). *A Comparative Study of the Mississippi Barnett Shale, FortWorth Basin, and Devonian Marcellus Shale*, Appalachian Basin. DOE/NETL-2011/1478 Corporation for US Department of Energy. Recuperado de <https://portalcentral.aihec.org/STEM/ShaleOilDocs/DOE-NETL-2011-1478.pdf>

Campin, D. (Septiembre de 2013). Environmental Regulation of Hydraulic Fracturing in Queensland *SPE 166146. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA. Recuperado de https://www.spe-qld.org/useruploads/files/spe_166146_for_6_march_2014.pdf

Carter, K., Hammack, R. & Hakala, J. (Agosto de 2013). Hydraulic fracturing and organic compounds - Uses disposal and challenges. *SPE Eastern Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers. Pittsburgh, PA, USA*. Recuperado de https://edx.netl.doe.gov/ucr/wp-content/uploads/2015/09/Carter_SPE-165692-MS.pdf

CCA. (2014). Environmental impacts of shale gas extraction in Canada: *The expert panel on harnessing science and technology to understand the environmental impacts of shale gas extraction*. Recuperado de http://www.scienceadvice.ca/uploads/eng/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/Shale%20gas/ShaleGas_fullreportEN.pdf

CGR. (2014). Informe de actuación especial AT No. 31 seguimiento función de advertencia. Principio de precaución y desarrollo sostenible, posibles riesgos hidrocarburos no convencionales. Bogotá D.C.

COIMCE (2016). ¿Qué es el FRACKING? El gas no convencional y la fracturación hidráulica. Recuperado de http://www.icog.es/TyT/files/fracking_folleto.pdf

Commonwealth of Pennsylvania Department Of Environmental Protection. (2009). *Informe sin nombre*. Recuperado de https://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/final_cabot_co-a.pdf

Consorcio GEAM Ltda.-FUNCATAGUA , Amazonas. (2006). Plan de Ordenación y Manejo de la Microcuenca de la Quebrada Yahuaraca (Propuesta de Ajuste). Recuperado de http://www.corpoamazonia.gov.co/files/Ordenamiento/POMCA/POM_Yahuaraca.pdf

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 94 de 92

- Diederix, H., Hernandez, C., Torres, E., Osorio, J. & Botero, P. (2009). Resultados preliminares del primer estudio paleosismológico a lo largo de la Falla de Bucaramanga. Memorias del XII Congreso Colombiano de Geología.
- Economides, M., Hill, A. D., Ehlig-Economides, C. & Zhu, D. (2012). Petroleum production systems. New Jersey, USA: Prentice Hall.
- Ecopetrol. (2011). Visión Ecopetrol, *Mercado del gas natural en Colombia*. Recuperado de <https://es.slideshare.net/Naturgas/visin-ecopetrol-mercado-de-gas-natural>
- Estrada, J. (2013). *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica*. México D.F., México: CEPAL.
- Fierro, J. (s.f.). *Riesgos e incertidumbres del fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales*. Bogotá D.C.
- Fisher, M. & Warpinski, N. (2012). Hydraulic fracture height growth: Real data. *Society of Petroleum Engineer*, 27(1), 8-19.
- Gallegos, T. & Varela, B. (2015). *Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010 - Data Analysis and Comparison to the Literature*. Recuperado de <https://pubs.usgs.gov/sir/2014/5131/pdf/sir2014-5131.pdf>
- Gallegos, T., Varela, B., Haines, S. & Engle, M. (2015b). Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research*, 51(7), 5839-5845.
- GAO (2012a). *Energy-Water Nexus: Information on the Quantity, Quality, and Management of Water Produced During Oil and Gas Production*. Recuperado de <https://www.gao.gov/assets/590/587522.pdf>
- GAO. (2012b). *Oil and Gas: Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks*. Recuperado de <https://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf>
- GAO. (2010). *FEDERAL OIL AND GAS LEASES Opportunities Exist to Capture Vented and Flared Natural Gas, Which Would Increase Royalty Payments and Reduce Greenhouse Gases*. Recuperado de <https://www.gao.gov/new.items/d1134.pdf>
- Gilmore, K., Hupp, R. & Glathar, J.. (Diciembre 30, 2013). Transport of Hydraulic Fracturing Water and Wastes in the Susquehanna River Basin, Pennsylvania. *Journal of Environmental Engineering*. 140 (5). Recuperado de [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EE.1943-7870.0000810](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EE.1943-7870.0000810)
- Goodwin, S., K. Carlson, K., Knox, C., Douglas, C. & Rein, L. (2014), Water intensity assessment of shale gas resources in the Wattenberg Field in Northeastern Colorado. *Environmental Science & Technology*, 48(10), 5991–5995.
- Gregory, K., Vidic, R., & Dzombak, D. (2010). Water management challenges associated with the production of shale gas by hydraulic fracturing. *Elements*, 7(3), 181-186.
- Ground Water Protection Council (GWPC), ALL Consulting, National Energy Technology Laboratory, & U.S. Department of Energy. (2009). *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*.

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 95 de 92

Recuperado de

[https://yosemite.epa.gov/sab%5CSABPRODUCT.NSF/98C1AE492F70249C852576EF004A35D6/\\$File/Bkgrd+Doc+Modern+Shale+Gas+Dev+in+the+US-A+Primer.pdf](https://yosemite.epa.gov/sab%5CSABPRODUCT.NSF/98C1AE492F70249C852576EF004A35D6/$File/Bkgrd+Doc+Modern+Shale+Gas+Dev+in+the+US-A+Primer.pdf)

Gupta, D. & Valkó, P. (2007). Fracturing fluids and formation damage. En M. J. Economides & T Martin (Eds.), *Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production* (pp. 227-279). Houston, Texas, USA: Energy Tribune Publishing Inc.

GWPC & IOGCC. (2014). *Fracturing fluid management*. Recuperado de <http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/drilling-risks-safeguards>

Hernández, O. M. (2016). *Modelagem ambiental com sistemas de informação geográfica para avaliação de áreas para exploração e produção de shale gas com técnicas de fraturamento hidráulico* (Tesis de maestría). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

IDEAM - SIAC . (2001). *Portal Web del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales* . Retrieved from Indicadores relacionados con los suelos - Degradación de los suelos por erosión, remoción en masa y sedimentación. : <http://www.ideam.gov.co/indicadores/suelos2.htm>

IDEAM. (2014). Estudio Nacional del Agua. Recuperado de http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023080/ENA_2014.pdf

IDEAM. (2010a). Estudio Nacional del Agua. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/371233936/Estudio-Nacional-de-Agua-IDEAM2010>

IDEAM (2010b). Índice de aridez (IA). Recuperado de <http://www.ideam.gov.co/web/agua/ia>

IHS (Global Insight). (2013). *America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy*. Recuperado de http://www.energyxxi.org/sites/default/files/pdf/Americas_New_Energy_Future_Phase3.pdf

International Energy Agency. (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas. Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Recuperado de https://www.iea.org/media/publications/weo/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf

Knappe, D. & Fireline, J. (Abril de 2012). *Fracking 101: Shale gas extraction using horizontal drilling and hydraulic fracturing*. NC AWWA-WEA Annual Conference. Raleigh, NC., USA.

Lauer, N.E., Harkness, J.S. & Vengosh, A., (2017) . Brine Spills Associated with Unconventional Oil Development in North Dakota. *Environmental Science & Technology*, 50(10), 5389–5397.

Lauri, C. (2013). Fractura hidráulica. Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos del Gobierno de la Provincia de Mendoza, Argentina . Neuquén Capital.

MADS (2013). Mapa de cuencas hidrográficas objeto de Plan de Ordenación y Manejo. Escala 1: 500.000. Disponible en: <http://www.minambiente.gov.co/index.php/gestion-integral-del-recurso-hidrico/planificacion-de-cuencas-hidrograficas/cuenca-hidrografica/planes-de-ordenacion>

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 96 de 92

- Marcellus, L. y Jersey, I. (2013). Emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida y consumo de agua dulce de gas de esquisto. *GR Environmental Science and Technology* .
- Marshak, S. (2004). *Essentials of Geology*. New York, USA: W.W. Norton & Company, Inc.
- MME (2018). *Hidrocarburos*. Memorias al Congreso de la República 2010-2018. Recuperado de https://www.minminas.gov.co/documents/10192/24023113/190718_mem_congreso_2017_2018_anexo_2_hidrocarburos.pdf/ee521284-a0f8-4e7d-8243-8f43de2d9fe4
- Montgomery, C. & Smith, M. (2010). Hydraulic Fracturing: History of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*. Recuperado de <http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/07/Hydraulic.pdf>
- Nicot, J., Scanlon, B., Reedy, R., & Costley, R. (2014). Source and Fate of Hydraulic Fracturing Water in the Barnett Shale: A Historical Perspective. *Environmental Science & Technology*, 48(4), 2464-2471.
- North Dakota Department of Health. (2015). Oil field environmental incident summary, incident 20150107160242. Bismark, ND, USA.
- O'Malley, D., Karra, S., Currier, R., Makedonska, N., Hyman, J. & Viswanathan, H. (2015). Where does water go during hydraulic fracturing? *Ground water*. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.1111/gwat.12380>
- Orem, W., Tatu, C., Varonka, M., Lerch, H., Bates, A., Engle, M. & McIntosh, J. (2014). Organic substances in produced and formation water from unconventional natural gas extraction in coal and shale. *International Journal of Coal Geology*, 126, 20-31. doi: 10.1016/j.coal.2014.01.003
- Otálvaro, L. (2018). Las aguas subterráneas en la política nacional para la gestión integral del recurso hídrico. / *Congreso Internacional de Hidrogeología*, (pp. 7 - 22). Bogotá D.C.
- PA DEP (Pennsylvania Department of Environmental Protection). (2016) oil & gas reporting website - statewide data downloads by reporting period. Waste and production files downloaded for Marcellus/unconventional wells, July 2009 – June 2016 Pennsylvania Department of Environmental Protection Harrisburg, PA <https://www.paoilandgasreporting.state.pa.us/publicreports/Modules/DataExports/DataExports.aspx>
- PA DEP (Pennsylvania Department of Environmental Protection). (2009). Inspection Report, inspection record #1835041, enforcement record #251134. Harrisburg, PA: Commonwealth of Pennsylvania Department of Environmental Protection, Oil and Gas Management Pr PA DEP (Pennsylvania Department of Environmental Protection). (2009)ogram.
- Parekh, B. & Sharma, M.M. (Septiembre de 2004). Cleanup of Water Blocks in Depleted Low-Permeability Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.2118/89837-MS>
- Patel, P., Robart, C., Ruegamer, M., & Yang, A. (Febrero de 2014). Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Society of Petroleum Engineers*. The Woodlands, TX.

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 97 de 92

PNN (2016). *Oficina Asesora Jurídica - Memorando 20161300001403. Respuesta sobre trámite de prospección y exploración de aguas subterráneas*. Recuperado de <http://www.parquesnacionales.gov.co/portal/wp-content/uploads/2015/04/AGUAS-SUBTERRANEAS1.pdf>

Rusell, G (2014). *The Boom: How Fracking Ignited the American Energy Revolution and Changed the World*. New York, USA: Simon & Schuster.

SAIC & GES (2011). *ATGAS investigation initial site characterization and response, April 19, 2011 to May 2, 2011, ATGAS2H Well Pad, permit no. 37-015-21237, Leroy Township, Bradford County, PA. Harrisburg, Pennsylvania: Chesapeake Appalachia, LLC*. Recuperado de http://www.chk.com/news/articles/documents/atgas_initial_site_characterization_report_final_08292011.pdf

SIAC. (2017). Geovisor - Catálogo de mapas (shapes). Recuperado de <http://www.siac.gov.co/catalogo-de-mapas>

Silva, J. (2018). *Sedimentologic and geochemical expression of the Oceanic Anoxic Events in Colombia*. Bogotá D.C. - Sede SGC - , Cundinamarca, Colombia.

Solivérez, C (2005). Hidrocarburos no convencionales, artículo online realizado para la revista argentina electrónica ECYT-AR. San Carlos de Bariloche, Provincia de Río Negro - Argentina. Última actualización: 07 de octubre de 2017. Disponible en: https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Hidrocarburo_no_convencional

SPE. (2013). *Fracturing fluids and additives*. Recuperado de http://petrowiki.org/Fracturing_fluids_and_additives

Speight, J. (2013). *Shale Gas Production Processes*. Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2012-0-00596-0>

Stephenson, M. (2015). *Shale Gas and Fracking: The Science Behind the Controversy*. Amsterdam: Elsevier.

Taillant, J. D.; Valls, M.; D'Angelo, M. E.; Headen, C. y Roeloffs, A. (2013). *Fracking Argentina. Informe Técnico y Legal sobre la Fracturación Hidráulica en la Argentina*. Recuperado de <http://docplayer.es/16987839-Informe-tecnico-y-legal-sobre-la-fracturacion-hidraulica-en-argentina.html>

U.S EPA. (2016). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas. Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States*. Office of Research and Development. Washington, DC. : EPA-600-R-16-236Fa. Recuperado de https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf

U.S. EPA. (2015). *Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry*. Recuperado de <https://www.epa.gov/eg/unconventional-oil-and-gas-extraction-effluent-guidelines>

USGS. (2013). *National Hydrography Dataset: High-Resolution Flowline Data: The National Map*. Recuperado de <http://viewer.nationalmap.gov/viewer/>

Veil J. (2015.) *US produced water Volumes and Management Practices in 2012*. Recuperado de http://www.gwpc.org/sites/default/files/Produced%20Water%20Report%202014-GWPC_0.pdf

Vidic, R., Brantley, S., Vandebossche, J., Yoxheimer, D. & Abad, J. (2013). Impact of shale gas development on regional water quality. *Science*, 340(6134): 1235009.

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 98 de 92

Wells, B.. (s.f.). *Shooters – A “Fracking” History*. Junio 02, 2018, de The American Oil & Gas Historical Society preserves U.S. Recuperado de: <https://aoghs.org/technology/hydraulic-fracturing/>

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1 BREVE DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS EN LOS QUE SE HA EMPLEADO LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL MUNDO.....	101
ANEXO 2. RESUMEN DEL MARCO JURÍDICO NACIONAL RESPECTO A LA PROTECCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO Y A LA REGULACIÓN TÉCNICA Y AMBIENTAL DE LA ACTIVIDAD DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	114
ANEXO 3. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	145
ANEXO 4 LEGISLACIÓN AMBIENTAL A NIVEL INTERNACIONAL RELACIONADA CON LA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA	157
ANEXO 5. REGISTRO DE EVIDENCIAS DE INCIDENTES E IMPACTOS AL RECURSO HÍDRICO DERIVADAS DE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A NIVEL INTERNACIONAL.....	180

LISTA DE ABREVIATURAS

- **AB:** Provincia de Alberta (Canadá)
- **AER:** Alberta Energy Regulator
- **ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos
- **ANLA:** Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- **API:** American Petroleum Institute
- **ARI:** Advanced Resource International Inc.
- **ASTM:** American Society for Testing And Materials
- **BC:** Provincia de British Columbia (Canadá)
- **BCOGC:** British Columbia Oil and Gas Commission
- **BGWP:** Base of Groundwater Protection
- **BTEX:** Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno
- **CAPP:** Canadian Association of Petroleum Producers
- **CAD:** Canadian Dollars
- **CAT:** Catatumbo
- **CBL:** Cement Bond Log – Registros de Evolución de la Adherencia del Cemento
- **CBM:** Coal Bed Methane - Gases de Metano Asociados a Mantos de Carbón
- **CFR:** Code of Federal Regulations of the USA
- **CNR:** Consultation and Notification Regulation
- **COR:** Cordillera Oriental
- **CPU:** Cape Breton University
- **DPR:** Drilling and Production Regulation
- **EIA:** Estudio de Impacto Ambiental
- **EPMR:** Environmental Protection and Management Regulation
- **EY:** Ernst and Young
- **GAO:** Government Accountability Office (Contraloría General de los Estados Unidos)

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 99 de 92

- **IEA:** International Energy Agency
- **ISO:** International Standard Organization
- **ICBF:** Instituto Colombiano de Bienestar Familiar
- **ICONTEC:** Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación
- **IDEAM:** Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
- **INGEOMINAS:** Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras, (acrónimo en desuso y modificado por SGC)
- **IRP:** Industry Recommended Practices
- **LGWRC:** Louisiana Ground Water Resources Commission
- **MADS:** Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible
- **MAGNA-SIRGAS:** Marco Geocéntrico Nacional - Sistema de Referencia Geocéntrico para las Américas
- **MAIOT:** Monitoreo Anual de Instalaciones, Obras y Tareas
- **MEP:** Ministry of Environmental Protection of China
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **MOEBC:** Ministry of Environment & Climate Change Strategy of British Columbia.
- **MRV:** Mecanismos de Monitoreo, Reportes y Verificación
- **NBNG:** New Brunswick Natural Gas
- **NFPA:** National Fire Protection Association
- **NLDNR:** Newfoundland and Labrador Department of Natural Resources
- **NSDE:** Nova Scotia Department of Energy
- **NTC:** Norma Técnica Colombiana
- **OIGI:** Oil and gas information
- **OMNR:** Ontario Ministry of Natural Resources
- **OPSC:** The Office of the Pollution Source Census.
- **OROGO:** Northwest Territories Office of the Regulator of Oil and Gas Operations
- **PA:** Estado de Pennsylvania (Estados Unidos)
- **PBMIEM:** Petroleum Branch of Manitoba Innovation, Energy and Mines
- **PEIDFEMA:** Prince Edward Island Department of Finance, Energy and Municipal Affairs
- **PMA:** Plan de Manejo Ambiental
- **PNN:** Parques Nacionales Naturales
- **PNR:** Parques Naturales Regionales
- **POT:** Plan de Ordenamiento Territorial
- **PTAR:** Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
- **PNC:** Plan Nacional de Contingencia
- **PSI:** Libra por Pulgada Cuadrada (lb/plg²)
- **QNR:** Québec Natural Resources
- **RCRA:** Resource Conservation and Recovery Act
- **RETIE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
- **RSAPP:** Registro de la Situación Ambiental de la Producción Petrolera
- **SER:** Saskatchewan Energy and Resources
- **SDT - TDS:** Sólidos Disueltos Totales – Total Dissolved Solids
- **SF:** Sin Fecha
- **SGC:** Servicio Geológico Colombiano
- **SIAC:** Sistema de Información Ambiental Colombiano
- **SPE:** Society of Petroleum Engineers
- **TCEQ:** Texas Commission on Environmental Quality
- **TCF:** Terapias Cúbicas de Gas (10¹² ft³).

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 100 de 92

- **UIC:** Underground Injection Control
- **U.S. EIA:** United States Energy Information Administration
- **U.S. EPA:** United States Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos)
- **USGS:** United States Geological Survey
- **USDE:** United States Department of Education
- **VDL:** Variable Density Log
- **VMM:** Valle Medio del Magdalena.
- **VSM:** Valle Superior del Magdalena
- **WRI:** World Resources Institute
- **YDEMR:** Yukon Department of Energy, Mines and Resources
- **YNC:** Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales
- **YRC:** Yacimientos en Roca Generadora

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 101 de 92

**ANEXO 1 BREVE DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS EN LOS QUE SE HA EMPLEADO LA TÉCNICA
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL MUNDO**

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2
		Página 102 de 92

PREÁMBULO

En el proceso de extracción de hidrocarburos no convencionales, las aguas subterráneas y superficiales podrían verse contaminadas siempre que no se sigan los procedimientos de operación adecuados para la fracturación hidráulica o para el manejo y disposición de aguas de producción. Para el informe de este estudio, el análisis de los aspectos normativos relacionados con la regulación, monitoreo y seguimiento de la etapa de estimulación hidráulica de los yacimientos en roca generadora está delimitado, exclusivamente, a los Estados Unidos, Canadá, China y Argentina, para lo cual se tomó como referencia la información de la U.S. EIA (2015). Dicha información asegura que, a finales del año 2014, los cuatro países mencionados eran los únicos en el mundo que estaban produciendo volúmenes comerciales de gas natural proveniente de formaciones de *shales* (*shale gas*) o crudo de formaciones compactas (*shale oil - tight oil*). Por tal razón, estos países se han visto abocados a actuar en las etapas de regulación, seguimiento y monitoreo de las fases de exploración y explotación de crudo y gas en este tipo de yacimientos no convencionales. Tales experiencias resultan de gran importancia como referencia para que nuestro país tome las lecciones pertinentes y genere las medidas necesarias para asegurar un medioambiente sano.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA

China

Este país tiene un gran interés en desarrollar sus yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Según la U.S. EIA (2013), para *shale gas* contaría con 1115 tcf y para *shale oil* con 32 000 millones de barriles, de modo que ocupa los puestos No. 1 y No. 3, respectivamente, dentro de los diez países con mayores reservas técnicamente recuperables de estos tipos de *shale*. Con el ánimo de contrastar estas cifras, varias instituciones chinas, entre las que se encuentra el Ministerio de Tierras y Recursos, la Academia China de Ingeniería y el Instituto de Exploración y Desarrollo de PetroChina, han elaborado sus propias estimaciones encontrando discrepancias con los valores reportados por la U.S. EIA en magnitudes del orden del 15 %, lo cual puede ser atribuido al bajo grado de desarrollo y exploración en las provincias que poseen el mayor potencial de albergar yacimientos de hidrocarburos no convencionales, que de acuerdo con la U.S. EIA son: Junggar, Tarim, Songliao, Sichuan, Jiangnan, Subei y Yangtze. La siguiente figura muestra las cuencas más prospectivas:



Figura A1-1 Cuencas más prospectivas de *shale oil* y *shale gas* en China

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 103 de 92

Fuente: ARI (2013) en U. S. EIA (2013)

China ha enfocado sus esfuerzos de exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales especialmente en *shale gas*, situación que viene realizando desde 2010, específicamente en la provincia de Sichuan, rica en *shale gas* de origen marino. Para finales de 2015, se establecieron un total de 54 derechos de exploración en 17 000 km² de bloques *onshore*, de los cuales 21 ya se encontraban en etapa licitatoria. En esta área se han desarrollado proyectos industriales de *shale gas* de origen marino en las regiones de Chongqing-Fuling, Weiyuan y Changning-Zhaotong (Provincia de Sichuan); y de origen continental en las regiones de Fushun-Yongchuan y de Yangchang (Provincia de Shaanxi). En la 0 se evidencia el área en donde se han perforado alrededor de 400 pozos de *shale gas*, de los cuales 280 fueron puestos en operación con una producción acumulada de 601 millones de m³ para el año 2016 y una inversión de alrededor de 4500 millones de dólares.

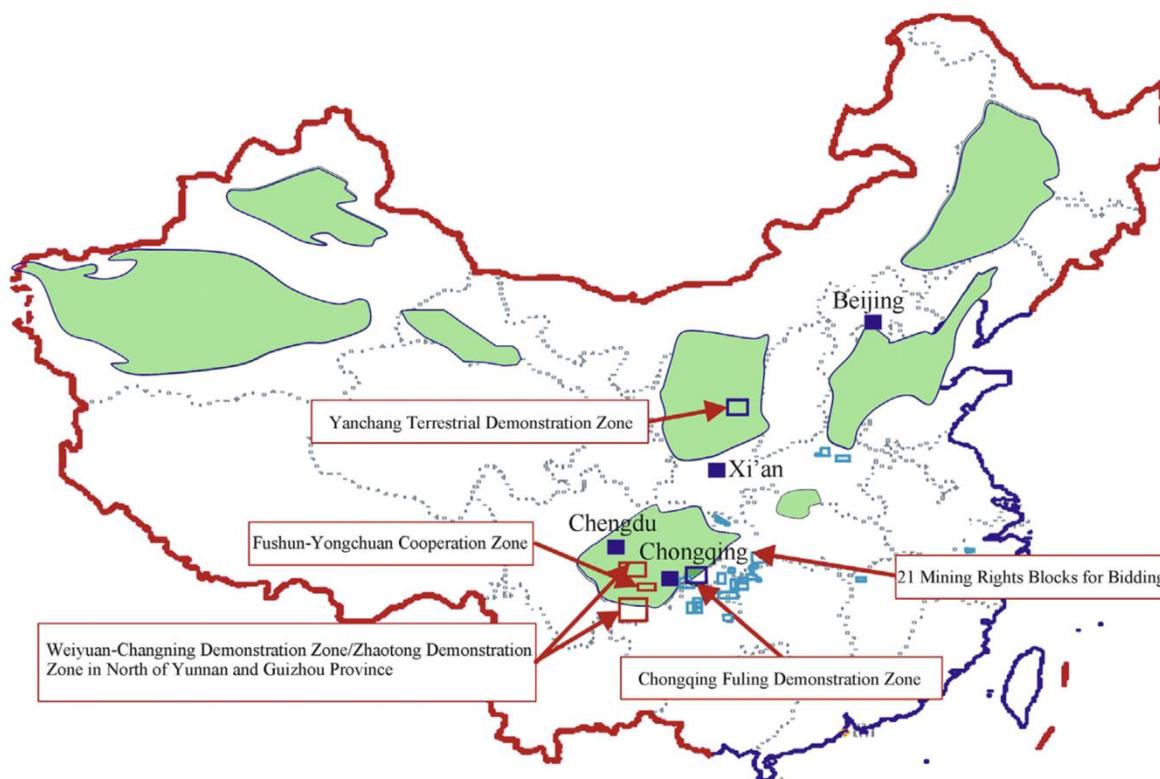


Figura A1-2. Distribución de bloques de exploración y desarrollo de *shale gas* en China

Fuente: Dazhong et al. (2016)

Si bien es cierto que en China esta industria es incipiente, ese país ha mejorado en competencias técnicas clave, tales como la prospección geofísica, el completamiento y la perforación de pozos, así como la estimulación hidráulica de los mismos. Por ejemplo, los completamientos se han reducido de 150 días a 60 días en promedio, con mínimos de hasta 35 días, lo que representa reducciones de costos del entre 25 a 35 %. Por otra parte, las etapas de fracturamiento han aumentado de un número original de 10 a 15, con un máximo de 29.

Los principales retos que esta industria enfrenta son de tipo técnico y socioambiental. Con relación a la primera variable, se debe aumentar el conocimiento geológico de sus cuencas, ya que no hay completa certeza de la delimitación de los *shales* de origen marino y continental, para lo cual debe emplearse una tecnología de exploración y desarrollo ligeramente distinta, pero no menos importante. Por otro lado, el país cuenta con condiciones superficiales complejas (zonas montañosas, desiertos), grandes distancias a poliductos, problemas

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 104 de 92

de infraestructura vial, coordinaciones complejas con la comunidad debido a la construcción de infraestructura en cercanías a zonas pobladas y riesgos de contaminación, puesto que aún no se ha establecido normatividad ambiental clara y exigente en las provincias de mayor potencial, lo cual se debe a que emplean regulaciones y guías técnicas de yacimientos convencionales, aunado a cierta condescendencia y laxitud por parte de las autoridades ambientales y provinciales.

En cuanto al tema de recursos hídricos, vale la pena resaltar que al ser un país con una población de casi 1300 millones de habitantes y actividades arraigadas, con antelación, como la agricultura y su creciente desarrollo industrial, podrían aumentarse los niveles de estrés hídrico en algunas provincias. La 0 da cuenta de la distribución de los niveles de estrés hídrico en este país.

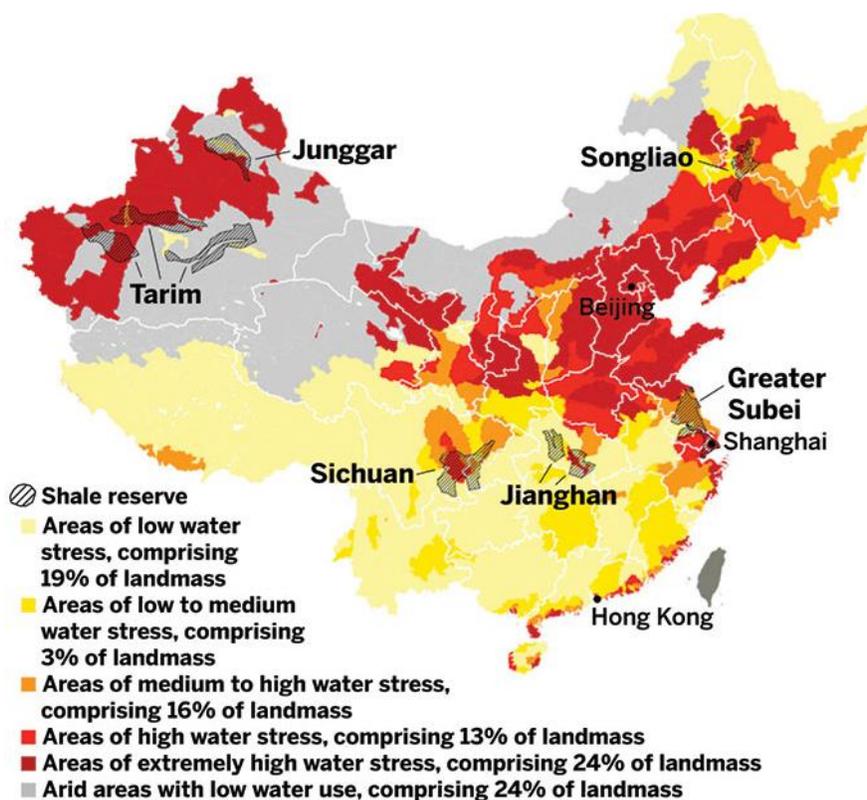


Figura A1-3. Distribución de niveles de estrés hídrico en China
Fuente: c&en (2015)

Como se observa en la figura anterior, en este punto en particular, el consumo promedio de agua para los pozos perforados en la Provincia de Sichuan varió entre 18 000 y 43 000 m³. Vale la pena destacar que en China existe una gran variación espacial en la precipitación, siendo el sur del país el área con mayor densidad de drenajes. No obstante, los períodos de sequía han afectado, inclusive, a esta región del país, siendo más notorio hacia el centro y noroeste, en donde se localizan las cuencas de Ordos y Gaidam, ubicadas sobre la Meseta de Loess y el Desierto de Gobi. Esta situación limita, de gran manera, el desarrollo de proyectos de estimulación hidráulica en aquel lugar.

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 105 de 92

Argentina

Según la U.S. EIA (2013), Argentina cuenta con reservas técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* de 802 tcf y 27 000 millones de barriles, lo que la posiciona en el tercer y cuarto lugar entre los países con mayor cantidad de estos recursos, respectivamente. En este país se reconocen cuatro cuencas sedimentarias con potencial de prospectividad que son: Paraná, Neuquén, San Jorge y Austral – Magallanes. Sin embargo, la más estudiada y con mayor potencial de producción es la cuenca de Neuquén, con un área de alrededor de 170 000 km², localizada en las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza. De esta cuenca se explotan los *shales* de las siguientes tres formaciones: Vaca Muerta, que se extiende 30 000 km² y se encuentra a profundidades de 2100 a 3000 m; Los Molles, segunda en importancia, con una superficie de 15 913 km² y una profundidad media de 3810 m, con potencial gasífero; y por último, la formación Agrio, que abarca un área de 1000 km², con potencial de producción de *shale oil* en profundidades de 6000 a 11 000 ft (de 1829 a 3353 m) y de 12 000 a 16 000 ft (de 3565 a 4877 m) en promedio. En las 0 y 0 se aprecian las cuencas argentinas con potencial de producción de *shale gas* y *shale oil* en 2013 y 2018, respectivamente.



Figura A1-4. Cuencas argentinas con potencial de producción de *shale gas* y *shale oil* (I)

Fuente: ARI (2013) en U. S. EIA (2013)

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 106 de 92

De acuerdo con Esquivel (2015), el primer pozo no convencional se perforó en el año 2010 con una profundidad vertical de 3300 m y una extensión horizontal de 900 m, fue desarrollado en 10 etapas que, en conjunto, consumieron 30 000 m³ de agua. Por otro lado, entre los años 2012 y 2015 en la Provincia de Neuquén se perforaron 968 pozos, representando un 60 % de los pozos perforados en este período. El 80 % de éstos fueron perforados por la Empresa Argentina Estatal YPF y se concentraron en el área de concesión Loma Campana.

La Provincia de Neuquén dispone de los ríos Lima y Neuquén, que representan una de las cuencas hídricas más importantes del país. Son cursos de agua alóctonos, enteramente nacionales en su recorrido, a los que en su límite norte escurre el Río Colorado. Según Lauri (s.f.), la Provincia de Neuquén sólo utiliza el 5 % del agua anual disponible para el total del consumo de agua provincial, distribuido en servicios de agua potable para abastecimiento de poblaciones, desarrollos de irrigación agroproductivos, industriales y otros. La oferta neta de agua es de 2 millones de metros cúbicos, por lo que el 95 % remanente, continúa su curso fuera de la jurisdicción provincial. Para el fracturamiento hidráulico se consume el 0,067 % del total del caudal mínimo anual. Si se perforaran 500 pozos por año, con un consumo de 20 000 m³ cada uno, solamente se incorporaría el 1 %, y el 94 % continuaría su recorrido hacia la jurisdicción de la Provincia de Río Negro.

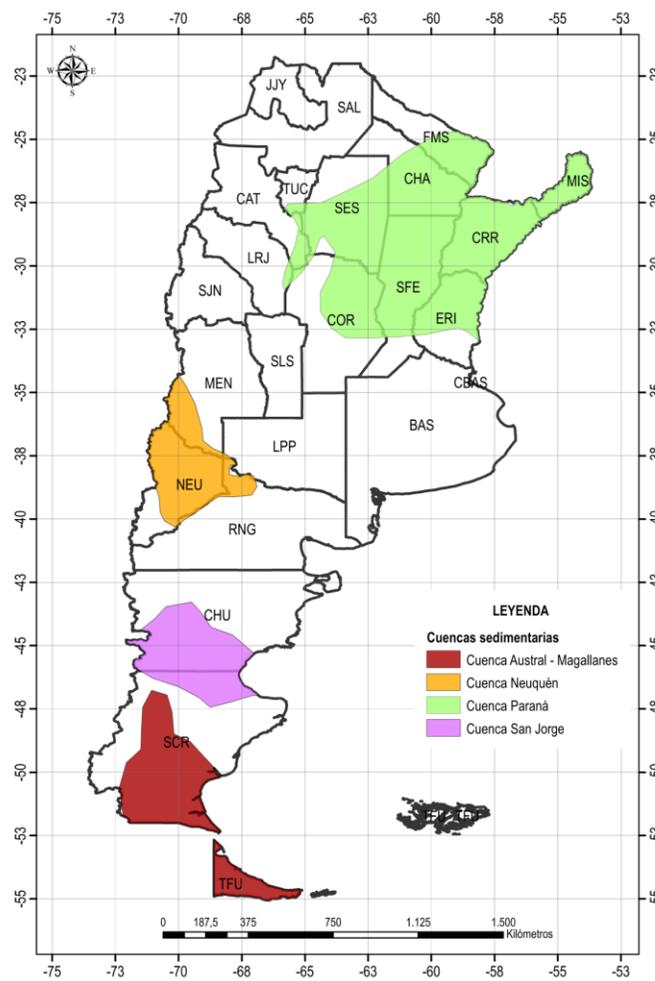


Figura A1-5. Cuencas argentinas con potencial de producción de *shale gas* y *shale oil* (II)
Fuente: Los Autores (2018)

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2
		Página 107 de 92

Estados Unidos

Este país fue el pionero en implementar la técnica del fracturamiento hidráulico a nivel mundial. De acuerdo con Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015), en este país se han hecho cerca de 1,8 millones de tratamientos de fracturas y estimulaciones ácidas desde 1947 hasta 2010, al igual que se han fracturado hidráulicamente alrededor de un millón de pozos, con tasas de perforación promedio de 13 500 pozos por año entre 1947 a 1999 y de 20 000 pozos por año entre 2000 y 2014. Estas tasas podrían seguir aumentando, pero son influenciadas por los precios internacionales del crudo (GAO, 2012), siendo Texas, Oklahoma, Pennsylvania, Ohio y Nuevo México, los estados (en orden decreciente) con mayor cantidad de pozos estimulados hidráulicamente. Por otro lado, la U.S. EIA (2013) estima que este país cuenta con reservas técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* de 665 tcf y 58 000 millones de barriles, respectivamente, situación que posiciona a Estados Unidos en el cuarto y segundo lugar, correspondientemente, entre los países con mayor cantidad de estos recursos. En este país se reconoce los siguientes “*shale plays*” de crudo y gas, y las respectivas cuencas sedimentarias, tal como se observa en la siguiente figura:

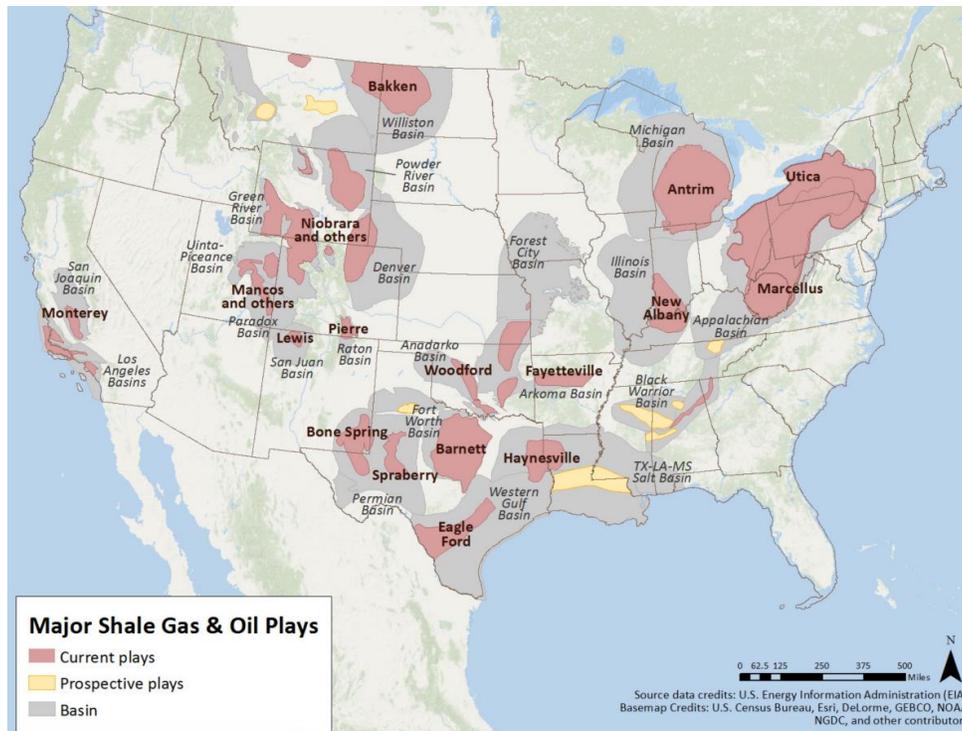


Figura A1-6. Localización de los principales *shale plays* de crudo y gas en los Estados Unidos
 Fuente: U.S. EPA (2016)

Dentro de estas cuencas existen grandes “*shale plays*”, los más reconocidos son el Bakken (Dakota del Norte), Eagle Ford (Texas), Niobrara (Colorado), Monterey (California) y Woodford (Oklahoma). En términos de producción, entre estos cinco *shale plays* se genera el 99 % de los hidrocarburos líquidos no convencionales, con una participación del 67 %, 13 %, 12 %, 3 % y 2 %, respectivamente. Por otro lado, el país ha mostrado una tendencia creciente de producción a través de estimulación hidráulica desde el año 2000, fecha en la que ya se contaba con madurez tecnológica para iniciar este tipo de operaciones, la cual se ha venido refinando y promoviendo. Como evidencia de lo anterior, en términos de producción anual, en 2007 se producían

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 108 de 92

37 millones de barriles de *shale oil* y 1,6 tcf de *shale gas*, cifras que para finales del año 2011 aumentaron a 217 millones de barriles y 7,2 tcf, lo cual representó un incremento de cinco y cuatro veces en tan solo 5 años, respectivamente. En la siguiente figura se detallan los porcentajes de participación en la demanda de crudo y gas provenientes de yacimientos no convencionales y pozos hidráulicamente fracturados, que para el año 2015 representaron el 53 % y el 67 % de la demanda total de crudo y gas, respectivamente en ese país.

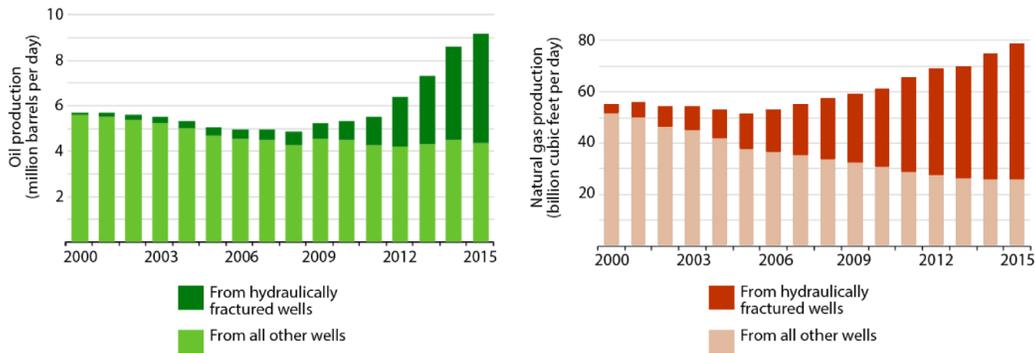


Figura A1-7. Producción de crudo (izq.) y gas (der) de pozos hidráulicamente fracturados en los EEUU entre 2000 y 2015

Fuente: U.S. EPA (2016)

La localización de los pozos hidráulicamente fracturados, entre los años 2000 y 2013, se muestra en la siguiente figura:

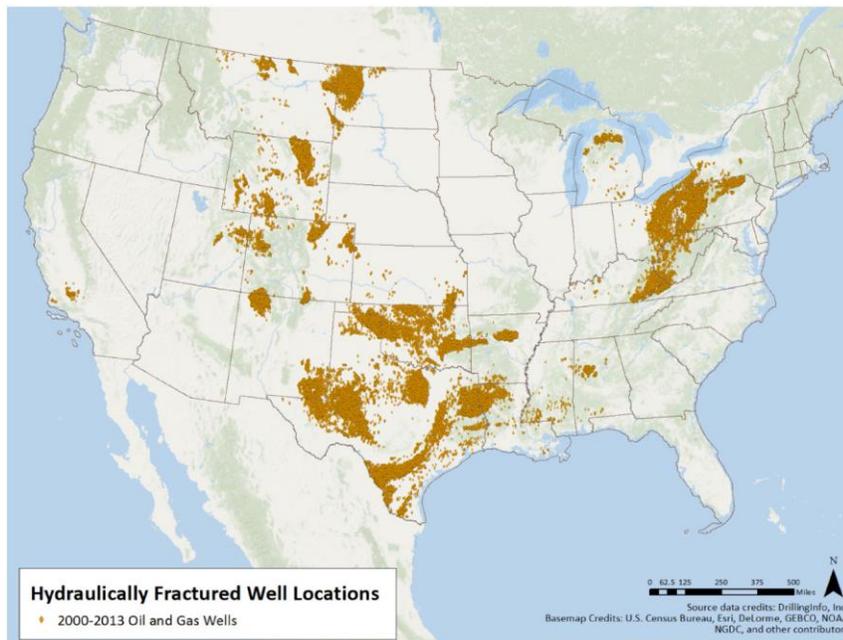


Figura A1-8. Localización de aproximadamente 275 000 pozos hidráulicamente fracturados en los Estados Unidos

Fuente: U.S. EPA (2016)

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 109 de 92

En términos de consumo de agua, la cantidad utilizada para la estimulación hidráulica está influenciada directa o indirectamente tanto por los depósitos de petróleo o gas local o regional, como por la extensión, profundidad y espesor del yacimiento de los estratos que contienen petróleo o gas, también por el intervalo perforado del pozo y el número de etapas. La porosidad, la permeabilidad, la temperatura, la presión y otras propiedades intrínsecas afectan la saturación del agua, la geometría de la fractura y el diseño del fluido de tratamiento de fracturación hidráulica (Elbel & Britt, 2000). De acuerdo con Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015), los volúmenes promedio de agua oscilaron entre 15 275 m³ y 19 425 m³ por pozo hidráulicamente fracturado. Sin embargo, para el año 2014, el 42 % de los pozos fueron verticales o direccionales, los cuales requirieron menos de 2600 m³ de agua por pozo. En las 0 y 0 y la 0 se pueden apreciar las distribuciones espaciales y los datos de estas estadísticas.

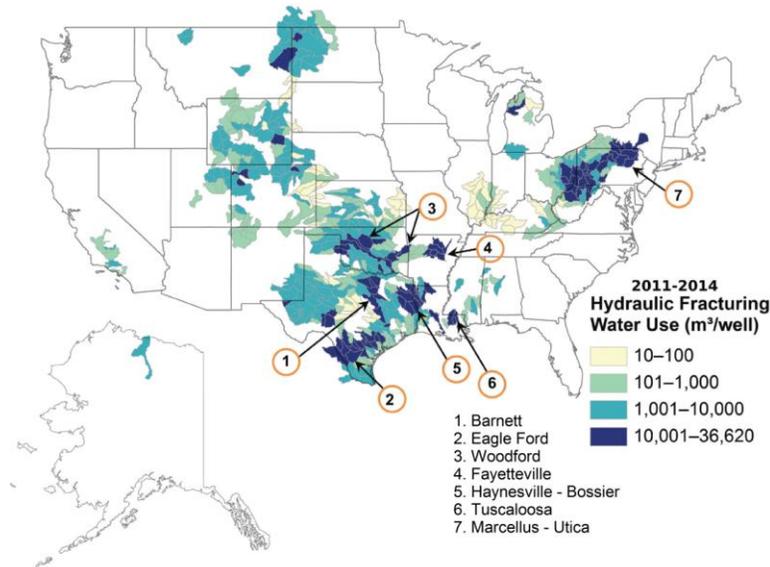
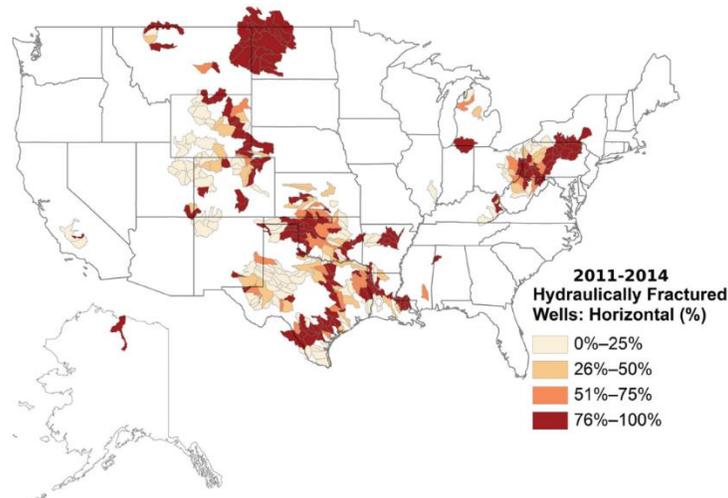


Figura A1-9. Consumo de agua por pozos hidráulicamente fracturados en Estados Unidos (2011 - 2014)

Fuente: Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015)



	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2
		Página 110 de 92

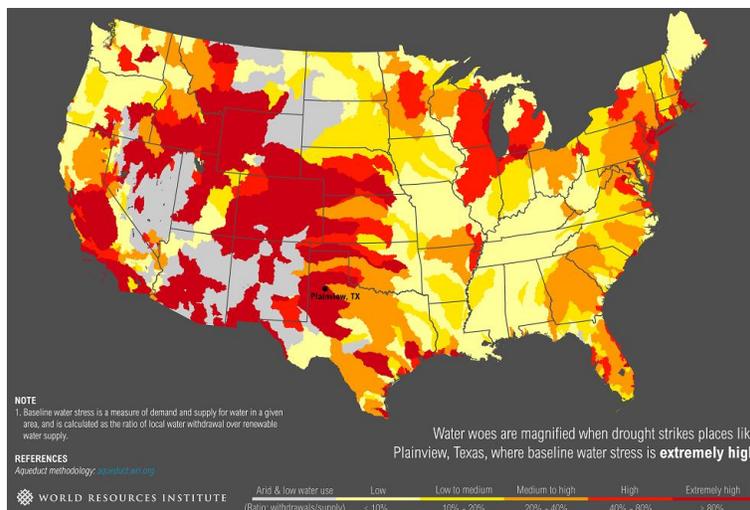
Figura A1-10 Porcentaje de pozos horizontales hidráulicamente fracturados en Estados Unidos (2011 - 2014)
Fuente: Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015)

Tabla A1-1 Consumo de agua y distancias superficie – shale y acuífero – shale para algunos shale plays en Estados Unidos

Shale play	Consumo de agua (m ³)		Distancias (m)		
	Perforación	Fracturamiento hidráulico	De la superficie al shale	De la superficie a la base de los acuíferos	Entre el shale y la base de los acuíferos
Barnett	946	17 413	1981 - 2591	366	1615 - 2225
Eagle Ford	473	18 927	305 - 2134	152	152 - 1981
Haynesville	2271	18 927	3200 - 4115	122	3078 - 3993
Marcellus	322	21 198	1219 - 2591	259	960 - 2332
Niobrara	1136	11 356	1829 - 3353	122	1707 - 3231

Fuente: Elaboración propia con base en GAO (2012)

Con relación al consumo de recursos hídricos, vale la pena resaltar que el desarrollo de esta actividad depende de la oferta local y regional de este tipo de recursos, la cual está condicionada por una gran cantidad de variables entre las que se destacan las siguientes: el estado de conservación de cuencas hidrográficas, las condiciones particulares de climatología, geomorfología, suelos, la presencia y potencial hidrogeológico de acuíferos. Según la U.S. EPA (2016), en la mayoría de municipalidades estudiadas, a nivel anual, los volúmenes de agua reportados para el fracturamiento hidráulico no superaron el 1 % del volumen estimado disponible de agua dulce. Sin embargo, hay notables excepciones: por ejemplo, en 17 condados de Texas los volúmenes de agua usada para este tipo de estimaciones superaron la oferta neta de agua, en Louisiana, pozos de agua subterránea cercanos al shale de Haynesville dejaron de funcionar debido al exagerado descenso de sus niveles (LGWRC, 2012). Un estudio de caso detallado en el estado de Texas, elaborado por Scanlon & Nicot (2014), concluyó que hubo un descenso en los niveles de los acuíferos de 31 a 61 m en 6 % de una superficie en Texas, debido al incremento de actividades de estimulación hidráulica en el año 2009. La siguiente figura detalla los niveles de estrés hídrico de esta nación para el año 2013.



Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 111 de 92

Figura A1-11. Niveles de estrés hídrico en Estados Unidos

Fuente: WRI (2014)

Canadá

Según la U.S. EIA (2013), Canadá cuenta con reservas técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* de 573 tcf y 9000 millones de barriles, lo que la posicionan en el quinto y noveno lugar entre los países con mayor cantidad de estos recursos, respectivamente. Vale la pena resaltar que este país ha enfocado su explotación de yacimientos no convencionales en un gran porcentaje al *shale gas*, principalmente sobre la formación Motney (British Columbia) y, en menor medida, en la formación Duvernay (Alberta), labor que ha venido desarrollando este país desde el año 2005 (ver 0), en parte porque su consumo interno de gas es de menos de 3 tcf por año (CAPP, 2014). Con relación al potencial de explotación de *shale oil*, este se concentra principalmente hacia el sur de la Provincia de Saskatchewan y, en menor medida, en Manitoba en donde se extiende el *shale play* de Bakken desde Dakota del Norte (Estados Unidos). Sin embargo, en estas dos últimas provincias no se ha masificado la producción dado que ésta se da a partir de yacimientos convencionales.

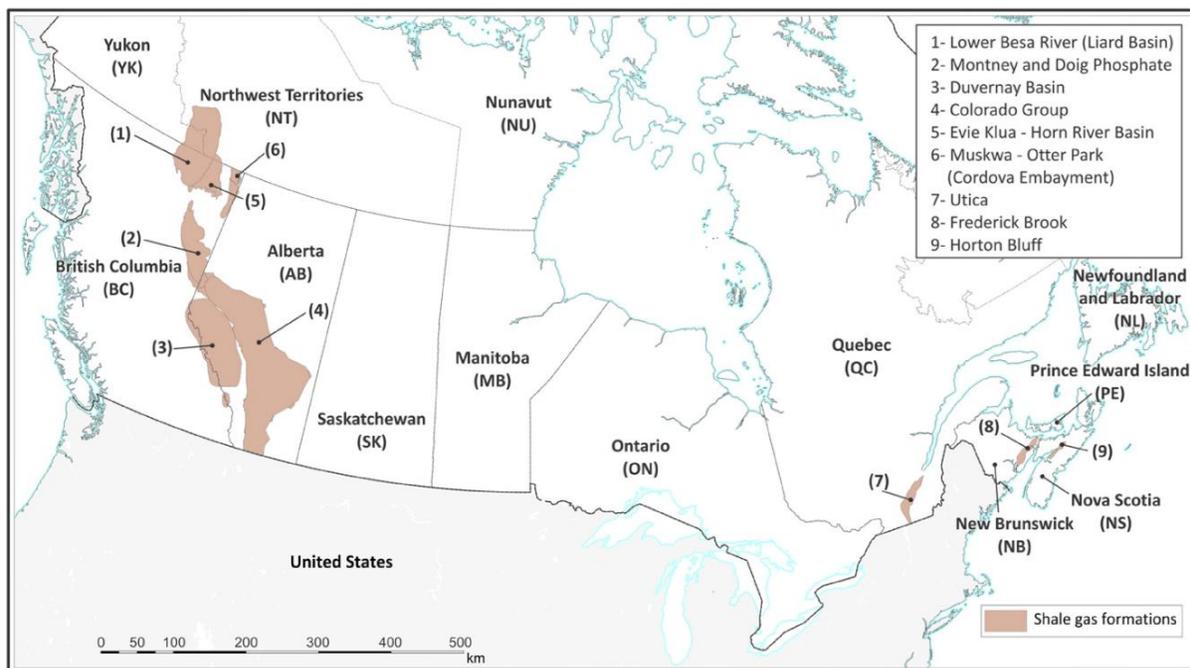


Figura A1-12. Formaciones de *shale gas* en Canadá

Fuente: Rivard et al. (2014)

La primera producción de yacimientos no convencionales en Canadá provino del Play Montney (*tight gas* y *shale gas*) en 2005 y de la Cuenca del Río Horn (exclusivamente *shale gas*) en 2007, ambos ubicados en el noreste de British Columbia, en donde las actividades de perforación se han expandido rápidamente. Sin embargo, existe interés de la industria por *tight sands* en British Columbia, Alberta, New Brunswick y Quebec. Para finales de 2012, más de 1100 pozos fueron perforados para la exploración y producción de *shale gas*, *tight oil* y *tight sands*, principalmente en British Columbia, seguida de la Provincia de Alberta. Vale la pena hacer hincapié que en British Columbia, para el 2012, la producción de gas de yacimientos no convencionales suponía casi el 60 % de la producción total de gas de la Provincia. (Ver Figuras 0, 0 y 0)

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 112 de 92

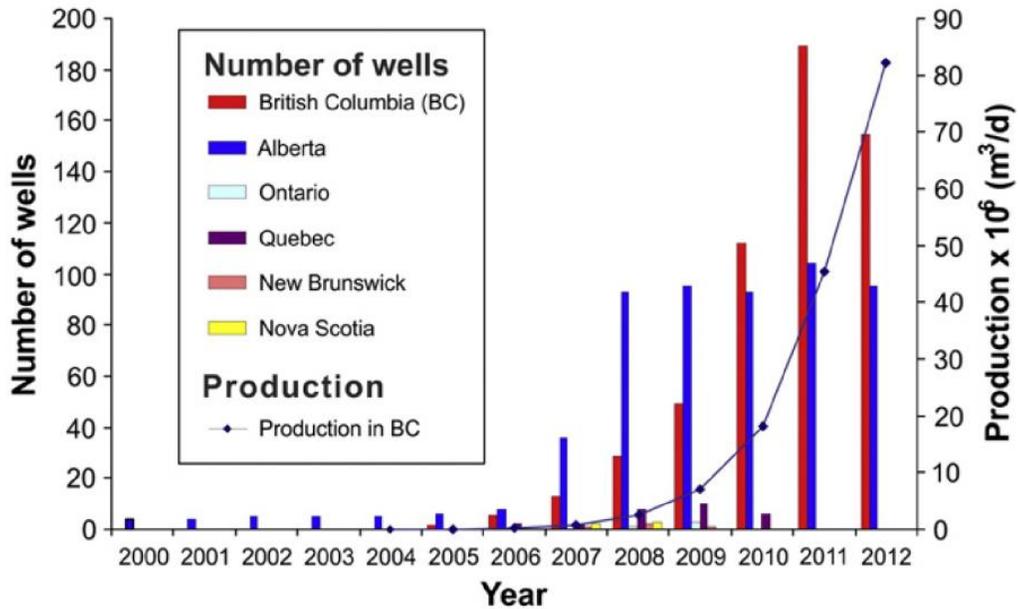


Figura A1-13. Pozos perforados y producción estimada de yacimientos no convencionales en Canadá
Fuente: Rivard et al. (2014)

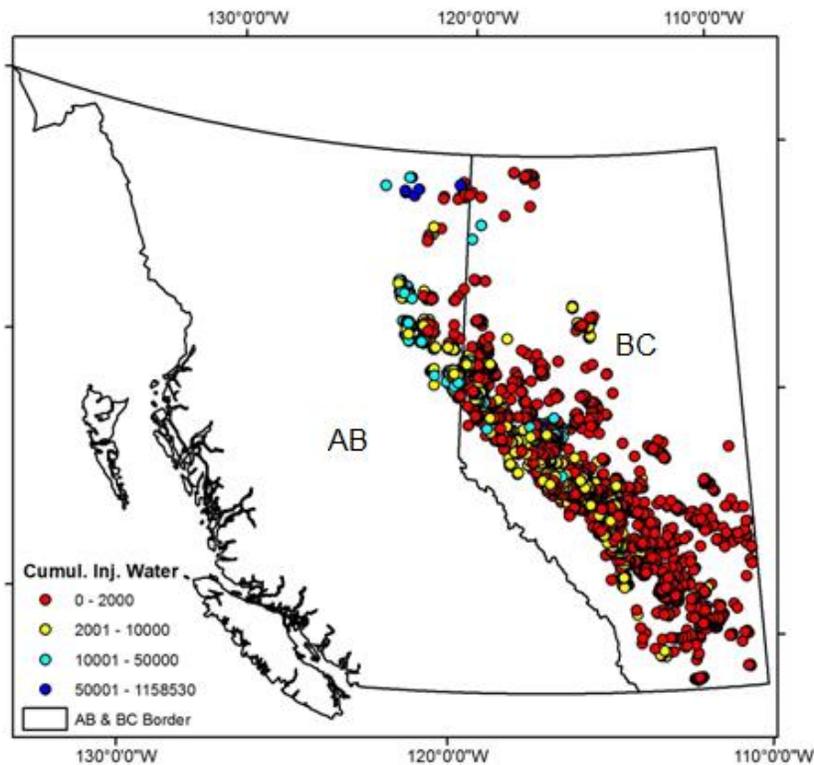


Figura A1-14. Localización de los pozos hidráulicamente fracturados en las provincias de Alberta (AB) y British Columbia (BC) entre Noviembre de 2011 y Marzo de 2014

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 113 de 92

Fuente: Goss et al. (2015)

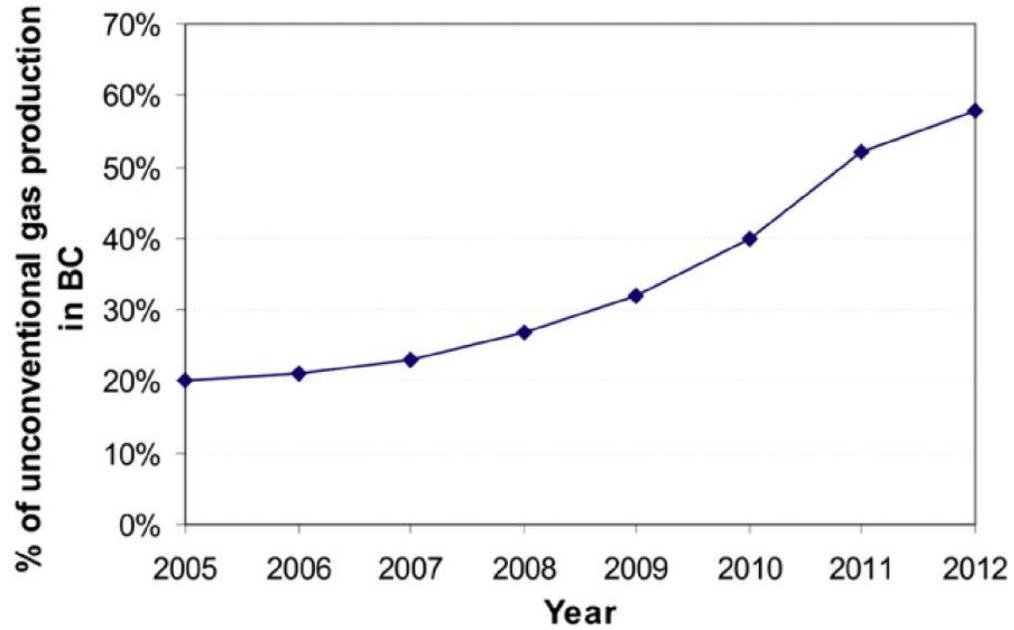


Figura A1-15. Proporción de producción de *shale gas* y de *tight sands* con respecto a la producción total de gas en la Provincia de British Columbia

Fuente: Goss et al. (2015)

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 114 de 92

ANEXO 2. RESUMEN DEL MARCO JURÍDICO NACIONAL RESPECTO A LA PROTECCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO Y A LA REGULACIÓN TÉCNICA Y AMBIENTAL DE LA ACTIVIDAD DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 115 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
1	Resolución 181495 de 2009 (MME)	Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos	<p>ARTÍCULO 6 (DEFINICIONES). Un yacimiento no convencional es aquel donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas veces reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas.</p> <p>ARTÍCULO 15. Ningún pozo puede ser perforado a menos de las siguientes distancias y sin autorización del Ministerio de Minas y Energía: 100 metros entre la proyección vertical del fondo del pozo a superficie y del lindero del área contratada, a 100 metros de cualquier instalación industrial, a 50 metros de oleoductos y gasoductos, a 50 metros de talleres, calderas y otras instalaciones en uso, a 100 metros de las casas de habitación y a 50 metros de líneas de transmisión eléctrica para el servicio público.</p> <p>ARTÍCULO 21. No se podrá utilizar tubería de revestimiento en la perforación de pozos, salvo que el MME lo autorice previa inspección y certificación de prueba de integridad por una compañía especializada y autorizada para tal efecto.</p> <p>ARTÍCULO 22. Las tuberías de revestimiento y producción que se utilicen en perforación y terminación de pozos deben estar diseñadas para resistir esfuerzos de colapso, presiones y tensión interna según las condiciones esperadas.</p> <p>ARTÍCULO 23. En caso de atravesar un cuerpo de agua dulce durante la perforación de un pozo, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse y cementarse por lo menos 50 pies por debajo del límite inferior del acuífero.</p> <p>ARTÍCULO 51. Todo proyecto de disposición de agua producida debe estar previamente autorizado por el MME, diligenciando el Formulario 20 "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)". La capacidad de inyección dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial".</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 116 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>ARTÍCULO 52. Queda prohibida la quema, desperdicio o emisión de gas a la atmósfera, para ello se debe proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclaje, almacenamiento subterráneo o en superficie o su comercialización. Se exceptúa el volumen de gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el MME.</p>
2	Resolución 180005 de 2010 (MME)	Por la cual se adopta el Reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia	<p>CAPÍTULO II. DEFINICIONES <i>Desechos radiactivos:</i> 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. <i>Dispensa:</i> Eliminación por la autoridad reguladora de todo control reglamentario ulterior respecto de materiales radiactivos o de objetos radiactivos utilizados en prácticas autorizadas. <i>Disposición final:</i> Colocación de desechos en una instalación apropiada sin intención de recuperarlos. La disposición final también puede comprender el vertido directo de efluentes al medio ambiente, dentro de los límites autorizados, con su posterior dispersión. <i>Tratamiento previo:</i> Una o todas las operaciones que se realizan con anterioridad al tratamiento de los desechos, como la recogida, la segregación, el ajuste químico y la descontaminación.</p> <p>CAPÍTULO III. CLASIFICACIÓN DE LOS DESECHOS RADIATIVOS Los desechos radiactivos se clasifican según la concentración de actividad y períodos de semidesintegración de los radionucleidos presentes, de conformidad con las opciones de gestión, basado en la seguridad a largo plazo. Las categorías existentes son: desechos exentos, desechos de muy corta vida, desechos de nivel muy bajo, desechos de nivel bajo, desechos de nivel intermedio y desechos de nivel alto; cada uno de estos con una opción de gestión particular.</p> <p>CAPÍTULO IV. RESPONSABILIDADES Las instituciones que contribuyen a garantizar la seguridad en la gestión de los desechos radiactivos en Colombia son: El MME (Grupo de Asuntos Nucleares de la Dirección de Energía), los titulares de autorización de entidades generadoras de desechos radiactivos y el operador de la instalación centralizada para la gestión de los desechos radiactivos. Cada uno con funciones particulares detalladas en la Norma.</p>

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>ARTÍCULO 17. Los contenedores para la recolección, almacenamiento y transporte de los desechos radiactivos deber ser adecuados a las características físicas, químicas, biológicas y radiológicas de los productos que contendrán y mantener su integridad, por lo que deben cumplir al menos las siguientes características:</p> <ol style="list-style-type: none"> Identificarse claramente; Cuando estén en uso, llevar el trébol indicador de radiación; Ser robustos y de fácil manipulación; Ser compatibles con los desechos que contengan; y Poder llenarse y vaciarse en condiciones de seguridad. <p>Debe registrarse la siguiente información por cada contenedor de desechos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Número de identificación; Radionucleidos; Actividad (si se ha medido o estimado)/fecha de medición; Origen (sala, laboratorio, etc.); Riesgos potenciales/reales (de tipo químico, infeccioso, etc.); Tasa de dosis en la superficie/fecha de medición; Cantidad (peso o volumen); y Persona responsable.
			<p>ARTÍCULO 19. Las entidades generadoras y la instalación centralizada de gestión de desechos radiactivos deberán contar con los recursos técnicos y humanos que le permitan llevar a cabo la caracterización de los desechos en cuanto a: actividad, contenido de radionucleidos, forma física y química, y riesgos conexos.</p>
			<p>ARTÍCULO 25. El transporte de los desechos radiactivos durante todas las etapas de la gestión será responsabilidad del titular de la licencia y se realizará de conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento de Transporte Seguro de Material Radiactivo (Resolución 181682 de 2005) o en la norma que lo modifique, adicione o sustituya.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>APÉNDICE I: NIVELES DE DISPENSA. Se establecen los niveles de dispensa genéricos para desechos sólidos. Se presentan en detalle un total de 51 radionucleidos.</p> <p>ARTÍCULO 41. La opción de liberación incondicional de desechos radiactivos, como forma de gestión, es solo aplicable cuando: a. se confirme que la actividad emitida es inferior a los niveles de dispensa establecidos en el Apéndice I del Reglamento, b. la actividad de los desechos vertidos como efluentes líquidos o gaseosos se ajuste a los límites establecidos por la autoridad reguladora.</p> <p>ARTÍCULO 43. Las liberaciones al medio ambiente, como forma de gestión de los desechos, de materiales con valores de actividad superiores a los establecidos en los niveles de dispensa (Apéndice I) sólo podrán realizarse con una autorización expresa otorgada de por la autoridad reguladora. En tal caso se deberá solicitar una autorización de descarga condicional de materiales radiactivos.</p>
3	Ley 1523 de 2012 (Congreso de Colombia)	Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones	<p>ARTÍCULO 42. Análisis específicos de riesgo y planes de contingencia: Todas las entidades públicas o privadas encargadas de la prestación de servicios públicos, que ejecuten obras civiles mayores o que desarrollen actividades industriales o de otro tipo que puedan significar riesgo de desastre para la sociedad, así como las que específicamente determine la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, deberán realizar un análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos naturales sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia, así como los que se deriven de su operación. Con base en este análisis diseñará e implementarán las medidas de reducción del riesgo y planes de emergencia y contingencia que serán de su obligatorio cumplimiento.</p>
4	Resolución 180742 de 2012 (MME)	Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	<p>ARTÍCULO 3. las operaciones reglamentadas por esta resolución deberán aplicársele los estándares y normas técnicas internacionales, especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC y RETIE.</p> <p>ARTÍCULO 6. Los pozos en YNC se clasifican como exploratorios (perforados dentro del período de exploración) y de desarrollo (perforados en el período de explotación).</p> <p>ARTÍCULO 7. Toda información relacionada con formas, mapas, programas direccionales, entre otros, deben ser presentados en el sistema MAGNA SIRGAS.</p>

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>ARTÍCULO 8. En todos los pozos de yacimientos no convencionales deberán tomarse por lo menos los siguientes registros: Rayos Gamma, Densidad – Neutrón, Resistividad, Potencial Espontáneo y Temperatura.</p>
			<p>ARTÍCULO 13. 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. Finalizada la perforación del último pozo de cada programa general, debe enviarse al MME un Informe de terminación oficial que contendrá lo expuesto en el Artículo 14 de la presente Resolución.</p>
			<p>ARTÍCULO 15. Para la prueba de pozos, el contratista deberá remitir MME un programa de confirmación exploratoria que contenga los pozos a probar, el espaciamiento entre ellos y un mapa del área de interés superpuesto al de los polígonos municipales. Estas pruebas podrán durar como máximo dos años, prorrogables de acuerdo con los compromisos contractuales pactados.</p>
			<p>ARTÍCULO 16. Para dar inicio a la explotación de un yacimiento no convencional, el contratista deberá remitir al MME la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> (I). Declaración de comercialidad radicada ante la ANH; (II). Geología del área; (III). Análisis de los resultados de las pruebas; (IV). Diseño de las facilidades de producción; (V). Mapa definitivo del área comercial, superpuesto al de los polígonos municipales, indicando el porcentaje en acres para cada uno de ellos; (VI). Polígono con coordenadas este y norte, sistema Magna Sirgas; (VII). Análisis de riesgo operacional; y (VIII). Licencia global ambiental y copia de las autorizaciones o aprobaciones correspondientes, sin perjuicio de otros documentos o información que sean requeridos.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 120 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
5	Decreto 3004 de 2013 (MME)	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales	<p>Artículo 1. Se entenderá por yacimiento no convencional a aquella formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.</p> <p>Parágrafo. Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (<i>shale</i>), hidratos de metano y arenas bituminosas.</p>
6	Resolución 0421 de 2014. (MADS)	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. Anexo 3. Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales.	<p>CONSIDERACIONES GENERALES: Los requerimientos adicionales en el EIA y PMA para los proyectos que pretenden desarrollar una perforación exploratoria de hidrocarburos presentes en yacimientos no convencionales, exceptuará a arenas bituminosas e hidratos de metano.</p> <p style="text-align: center;">NUMERAL 4.1:</p> <p>Para la etapa de estimulación hidráulica se debe tener el nombre, descripción y profundidad de la formación geológica a ser estimulada, así como la descripción de las formaciones de aguas subterráneas, los sistemas de almacenamiento de fluido de estimulación hidráulica, fluido de retorno y/o agua producida, el tipo y volumen total estimado del fluido base, el tipo y cantidad estimada de propante y los componentes químicos que serán potencialmente utilizados en los fluidos de estimulación hidráulica, los cuales figurarán en los ICA'S presentados por el operador. De estas sustancias, el solicitante deberá mantener actualizada la información sobre riesgos para la salud, información ecotoxicológica (de existir) y concentraciones manejadas, así como la información existente sobre su biodegradabilidad, en una base de datos disponible al público de manera permanente.</p> <p>En el PMA que se presente en el EIA se debe incluir un análisis de riesgo general de contaminación de agua subterránea con sus respectivas medidas de manejo. Se podrá utilizar la Metodología para la Evaluación de la Vulnerabilidad Intrínseca de los Acuíferos publicada por el MADS. De acuerdo con el Decreto 1609 de 2002 (por el cual se reglamenta el manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera), con relación al fluido de estimulación hidráulica se deberá presentar el método para transportar este fluido al sitio de exploración y las especificaciones técnicas del medio de transporte para la prevención de derrames, así como la capacidad aproximada de</p>



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 121 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			almacenamiento requerido y sus especificaciones técnicas para la prevención y contención de derrames, además de una lista planeada y el volumen aproximado de los químicos que serán mantenidos en el sitio para la conformación del fluido de estimulación hidráulica.
			Con relación al agua producida (incluyendo el fluido de retorno) se deberá presentar la descripción de cómo el fluido de retorno será manejado, incluyendo la forma en que será almacenado, tratado, transportado y la descripción de cualquier infraestructura asociada.
			Sobre la estimulación hidráulica se deberán identificar los pozos de agua subterránea y las profundidades de los mismos, así como un análisis detallado de riesgo contaminación de acuíferos para cada pozo o arreglo de pozos.
			NUMERAL 4.2.:
			En cuanto a la planta de tratamiento de fluido de retorno o agua producida se deberá cumplir con los siguientes requerimientos: (I). Descripción planeada del proceso de pre-tratamiento/tratamiento que será utilizada para cumplir con los requerimientos de calidad de agua para la disposición seleccionada del fluido de retorno y/o agua producida. (II). La ubicación planeada del sistema de tratamiento (tratamiento en el sitio, unidad móvil de tratamiento, tratamiento centralizado) y si el sistema o sistemas serán de propiedad del solicitante. (III). Inventario de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el sistema de tratamiento. (IV). Método de almacenamiento de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el sistema de tratamiento. (V). Volumen aproximado de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el proceso de tratamiento. (VI) Capacidad de tratamiento anticipado (volumen aproximado de fluido tratado por unidad de tiempo). (VII). Potencial capacidad de almacenamiento requerido y especificaciones técnicas del almacenamiento para la prevención de contingencias.

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(VIII). Generación anticipada de residuos del tratamiento (volumen aproximado y tipo), con la mejor información disponible previa a la exploración.</p>
			<p>NUMERAL 5.1.2:</p>
			<p>Se deberá realizar un monitoreo de línea base en las fuentes de agua subterránea disponibles e identificadas dentro del área solicitada, incluyendo, sin necesidad de limitarse a, los acuíferos con un contenido de sólidos disueltos totales de 4000 ppm o menos y los acuíferos aprovechables para consumo humano.</p>
			<p>Se debe elaborar un modelo hidrogeológico conceptual de zona, que describa como mínimo las características geológicas de la formación, asociadas al transporte de contaminantes (extensión horizontal -lateral- y vertical -espesor-), dirección del flujo horizontal y vertical; y la conductividad y el tipo de fuente de agua (se puede dar preferencia a los pozos de agua doméstica).</p>
			<p>Debe realizarse un muestreo representativo de puntos de aguas subterráneas en el área de influencia del componente hidrogeológico, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:</p> <p>(I). La cercanía al pozo o al pad de pozos;</p> <p>(II). El tipo de fuente de agua (dando preferencia a los pozos de agua doméstica);</p> <p>(III). La orientación de los puntos de muestreo (considerando la dirección de flujo del agua subterránea y la ubicación de muestras aguas arriba y aguas abajo);</p> <p>(IV). La confluencia de múltiples acuíferos, con el fin de tomar muestras de los más superficiales y de los acuíferos que tienen un contenido de sólidos disueltos totales de 4000 ppm o menos, asimismo de los acuíferos aprovechables para el consumo humano, como los defina el MADS; y</p> <p>(V). La condición de la fuente de agua (se podrán descartar fuentes de agua que se han determinado no operacionales, o que tienen imposibilidad de acceso por impedimentos físicos o de seguridad).</p>
			<p>El muestreo de los puntos de agua subterránea debe obedecer a una variabilidad espacial estadísticamente relevante, apoyada en variaciones estadísticas por parámetro de calidad, test no paramétrico u otro método sustentado. Esta información debe cartografiarse a escala 1:25 000 y para este tipo de yacimientos se tomarán los siguientes parámetros fisicoquímicos adicionales: BTEX, CH₄, As, Ra226, Th232, Hg, Ba, Mg, Mn, Fe, Sr, Zn y bacterias reductoras de SO₄.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			NUMERAL 5.3.4:
			Se deberá tomar una línea base del fondo radiactivo natural (background) en superficie, en las áreas de exploración, donde habrá presencia (almacenamiento, tratamiento o disposición) de fluido de retorno y almacenamiento de tubería ya utilizada. Si no se conocen los sitios específicos en el momento de la elaboración del EIA, esta información deberá presentarse en el PMA específico de cada pozo o arreglo de pozos.
			NUMERAL 6.1:
			Para la actividad de exploración de yacimientos no convencionales no se permite ningún tipo de vertimiento sin previo tratamiento, como tampoco vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica, la cual debe cumplir con los parámetros establecidos en el Decreto 3930 de 2010 o el que lo modifique, adicione o sustituya.
			NUMERAL 6.2:
			Para disposición final de aguas en suelos se debe cumplir con la siguiente normatividad:
			(I). El artículo 28 del Decreto 3930 de 2010;
			(II). Ubicación y descripción de aguas superficiales, acuíferos y otros cuerpos de agua cercanos al área propuesta de disposición y una descripción de la variación natural de los mismos con base en información existente o con los datos que recolecte el solicitante en campo; y
			(III). Presentar una descripción general aproximada de las aguas residuales, tanto antes como después del tratamiento que debe incluir:
			(a). Volumen proyectado y la tasa estimada de aguas residuales que pudiera ser aplicada a cada unidad de suelo presente en el área a licenciar;

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(b). Ingeniería básica, memoria de cálculo, diagramas y una descripción aproximada de la operación y el sistema de tratamiento que tratará las aguas residuales antes de su eliminación y una descripción general del proceso que el sistema de tratamiento va a utilizar;</p> <p>(c). Un análisis de cómo el agua residual tratada tendrá un impacto en el área de vertimiento propuesta y los cuerpos de agua cercanos; y</p> <p>(d). Una descripción general de cualquier residuo sólido que el sistema de tratamiento de aguas residuales podría generar, así como el proceso que será utilizado para transportar y disponer los residuos sólidos.</p>
			NUMERAL 7.1:
			<p>Determinar la estrategia a ser implementada con el fin de mitigar los impactos asociados con el uso, transporte y almacenamiento de la(s) fuente(s) de agua, lo cual incluye: (I). Uso de agua residual o no potable o reutilización de agua para la actividad de estimulación hidráulica (en caso que sea posible); (II). Medidas de mitigación o alternativas de captación de agua para periodos de sequía; (III). Medidas de protección de área alrededor de la fuente de agua; (IV). Medidas de espaciamiento entre las fuentes de agua y los pozos o arreglo de pozos de exploración; (V). Medidas de protección de hábitats y fuentes de agua críticas para especies de flora y fauna, cuando aplique; (VI). Medidas y limitaciones de uso específicos del recurso, incluyendo requerimientos para periodos de bajo caudal para cuerpos de agua superficial, necesarios para mantener la vida acuática, los usos recreativos y otros usos (municipales, industriales, agrícolas); y (VI). Medidas utilizadas para registrar el flujo del caudal utilizado.</p> <p>Las medidas para el monitoreo relacionado con el uso del agua, que deberán ser reportadas en los ICA'S serán: (I): Volumen y tipo de agua utilizada para la perforación, (II). Volumen y tipo de agua utilizada para la estimulación hidráulica; y (III). Volumen de agua reutilizado en la estimulación hidráulica (en caso que aplique).</p>
			NUMERAL 7.2:
			<p>El PMA para las aguas superficiales deberá incluir un marco conceptual para la protección de aguas receptoras sensibles en el área de influencia del componente hidrológico, así como un programa de muestreo en puntos representativos estratégicamente ubicados y georeferenciados para hacer</p>

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>seguimiento a la calidad del agua de las fuentes incluidas en el área de influencia del componente hidrológico. Estos sitios de muestreo deben coincidir con los puntos de muestreo de la línea base.</p>
			NUMERAL 7.3:
			<p>El monitoreo de las aguas subterráneas debe estar basado en el establecimiento de un Área de Revisión que debe coincidir con las fuentes monitoreadas en la línea base. También, debe contener la metodología de muestreo, los resultados analíticos, el protocolo de control de calidad y el análisis de hallazgos. La frecuencia de estos monitoreos podrá ser ajustada a discrecionalidad por parte de la ANLA.</p>
			NUMERAL 7.7:
			<p>Plantear un PMA y programa de monitoreo específico para la actividad de estimulación hidráulica en la cual se deberán establecer las siguientes medidas: sistemas de contención para almacenar aceite hidráulico, aditivos de fluido de estimulación hidráulica, fluido de retorno de la estimulación hidráulica y agua producida.</p>
			<p>Definir las áreas en las cuales los aditivos, químicos, aceites, fluidos o combustibles serán almacenados y/o preparados, los cuales deben tener una capacidad de contención suficiente para mantener hasta el 110 % del volumen del contenedor más grande almacenado en el área.</p>
			<p>Señalar los tanques de 10 barriles o más con un aviso que detalle información de contacto del solicitante, la capacidad de cada tanque y su contenido, y cualquier etiqueta de advertencia con relación a los peligros químicos o de incendio.</p>
			<p>Realizar el monitoreo frecuente y visual de los equipos en plataforma para identificar cualquier corrosión, deterioro, fuga de hidrocarburos/fluidos o en las características que podrían indicar una pérdida de la integridad de los equipos.</p>
			<p>Hacer el monitoreo frecuente y visual para confirmar la integridad de todos los tanques, contenedores, válvulas, mangueras y otras instalaciones que almacenen o transporten materiales de perforación, de estimulación hidráulica, fluidos de retorno, agua producida y/o combustibles.</p>



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 126 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Reportar trimestralmente la composición del fluido de estimulación que fue utilizado para cada una de las etapas de estimulación, de modo que se justifique su representatividad en tiempo y composición. Así mismo, especificar el tipo fluido base, propante y aditivos químicos utilizados para cada una de las etapas de estimulación y el porcentaje por masa del fluido total de estimulación de cada uno de los aditivos químicos.</p>
			<p>Reportar trimestralmente: (I). La composición fisicoquímica del fluido de retorno posterior a cada etapa de estimulación; (II). El volumen de fluido de retorno generado en cada etapa de estimulación y total para cada pozo o arreglo de pozos; (III). Una tabla comparativa entre volumen de fluido de estimulación hidráulica inyectado y volumen de fluido de retorno generado para cada etapa de estimulación. Incluir cuánto porcentaje del fluido de estimulación inyectado retorna como fluido de retorno a la superficie; (IV). Una tabla comparativa con las diferencias de la composición fisicoquímica entre el fluido de estimulación hidráulica utilizado y el fluido de retorno generado que resalte especies químicas no presentes en el fluido de estimulación que pudieran ser naturalmente ocurrentes en el yacimiento y pudieran estar siendo arrastradas por el mismo, o reportar si hay presencia de NORM y, en dado caso, indicar los niveles detectados.</p>
			<p>NUMERAL 7.9:</p>
			<p>Para cualquier derrame o fuga que impacte o amenace aguas superficiales o subterráneas y para cualquier otro derrame o fuga de fluido de estimulación, fluido de retorno y/o agua producida que alcance el suelo, el solicitante notificará a la ANLA dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes del evento y enviará un reporte escrito a la ANLA, en el cual debe incluir el Plan Operativo, los Mecanismos de Reporte del Plan Nacional de Contingencia (PNC) Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres, adoptado por el Decreto 321 de 1999; e indicar si el suelo y las aguas subterráneas o aguas superficiales fueron impactadas.</p>
			<p>Registrar los monitoreos de BTEX, CH₄, As, Ra226, Th232, Hg, Ba, Mg, Mn, Fe, Sr, Zn y bacterias reductoras de SO₄ en caso que se haya presentado una pérdida de fluido de estimulación hidráulica y/o de fluido de retorno o agua de producción.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

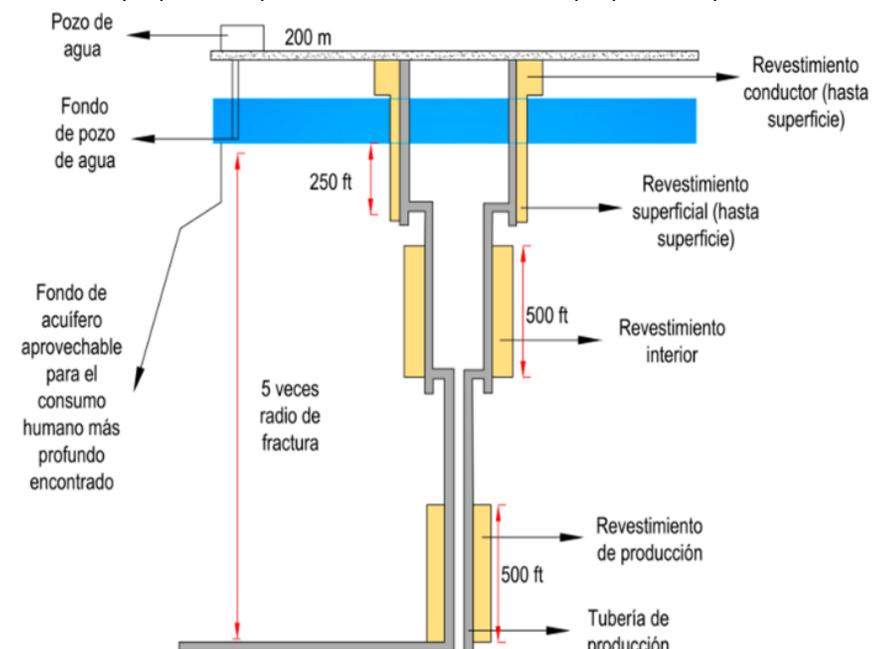
No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Si durante la perforación o estimulación hidráulica ocurre una pérdida de integridad del pozo o una potencial comunicación entre pozos con potencial de afectar acuíferos o aguas subterráneas, se deberá informar de manera inmediata a la ANLA por escrito, suspender de inmediato las operaciones, implementar acciones correctivas previas al reinicio de actividades y enviar un reporte escrito dentro de los diez 10 días calendario posteriores a la notificación, el cual deberá incluir lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> (I). Fecha, ubicación, nombre de las instalaciones; (II). Tipo de actividad que se estaba realizando (perforación, estimulación hidráulica, flujo del fluido de retorno, etc.); (III). Tipo de fluido que fue perdido durante la actividad; (IV). Volumen estimado perdido; (V). Posible o posibles formación (es) geológica(s) impactada(s); (VI). Acuíferos potencialmente impactados por la pérdida de integridad; (VII). Análisis de causa raíz del derrame; (VIII). Registros de los monitoreos de BTEX, CH₄, As, Ra226, Th232, Hg, Ba, Mg, Mn, Fe, Sr, Zn y bacterias reductoras de SO₄; y (IX). La respuesta de atención del derrame con los detalles de cualquier acción correctiva y de remediación realizada.
7	Acuerdo 03 de 2014 (ANH)	Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos no Convencionales, y se	<p>CONSIDERANDO. 6: La explotación de este tipo de yacimientos impone ejecutar múltiples perforaciones consecutivas y multidireccionales, así como métodos de estimulación hidráulica. Se trata de proyectos más intensivos y exigentes en términos de capital, tecnología y protección ambiental.</p> <p>Artículo 40.2: El período de exploración para yacimientos no convencionales de hidrocarburos será de un lapso de hasta 9 años, dividido en un máximo de tres fases, con duración estimada de 36 meses cada una.</p> <p>Artículo 40.4: para el caso de cada área asignada en producción, donde existan este tipo de yacimientos, el período de producción será de 30 años más eventuales prórrogas, contados desde la fecha en que la ANH reciba del contratista la declaración de comercialidad del campo respectivo.</p>

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
		dictan otras disposiciones complementarias.	<p>Artículo 46: Los titulares y operadores de yacimientos no convencionales deben demostrar haber implantado y puesto en ejecución sistemas de gestión ambiental para el seguimiento y medición de las operaciones, y para el desarrollo de las actividades que puedan tener impacto en los recursos naturales y el ambiente.</p> <p>Artículo 54: Las actividades de exploración y producción de yacimientos no convencionales han de desarrollarse con sujeción a los requisitos en los términos fijados, las restricciones y en consonancia con las normas en materia de protección, conservación, sustitución o restauración del medioambiente y de los recursos naturales, adoptadas por las autoridades competentes para estos efectos. Cualquier porción del área que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para el contratista el compromiso irrevocable de respetar en su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas a que estén sometidas o se sometan dichas zonas, superficies o extensiones, además de cumplir con las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico y al mismo contrato.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
8	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Exploración y Explotación de Hidrocarburos Provenientes de Yacimientos No Convencionales. Términos Particulares. (ANH, 2013)	En desarrollo del Acuerdo No. 3 de 26 de Marzo de 2014, se establecen los Términos Particulares para acometer la exploración y explotación de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales	<p>Numeral 4 - Artículo 46. ACREDITACIÓN DE CAPACIDAD MEDIOAMBIENTAL. Mediante certificación ISO 14001 u otra equivalente, los operadores de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos deben acreditar la gestión ambiental para el seguimiento y la medición de las operaciones, así como para el desarrollo de las actividades que puedan tener impacto en los recursos naturales y el ambiente.</p> <p>De no contar con certificaciones en la materia reseñada, dichos operadores deben presentar documento que contenga la política y el sistema de gestión ambiental corporativo efectivamente implantados y en ejecución, suscrito por el representante legal y el revisor fiscal, auditor externo o interno (Controller), o quien haga sus veces, sin perjuicio de asumir la obligación de obtener certificación en materia ambiental, dentro de los dos (2) primeros años de la ejecución del correspondiente contrato adicional.</p> <p>Para emprender actividades sujetas al otorgamiento de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, el contratista debe iniciar todas las actuaciones, trámites y diligencias requeridos para el efecto ante las autoridades competentes, a más tardar noventa (90) días calendario antes de la fecha programada en el respectivo Plan de Exploración, para dar comienzo a cualquier actividad sometida a dicho requisito. Siempre que alguna actividad requiera permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales, el contratista se abstendrá de realizarla hasta tanto obtenga los anteriores. Sin la aprobación de los estudios de impacto ambiental y la expedición de las licencias ambientales correspondientes, en su caso, o la satisfacción de cualquier otro requisito en esta materia, el contratista no podrá acometer la actividad de que se trate.</p>
9	Resolución 90341 de 2014 (MME)	Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en	<p>CAPÍTULO I. OBJETO Y DEFINICIONES (ARTÍCULO 4o. DEFINICIONES Y SIGLAS). Se considera acuífero aprovechable para consumo humano a aquellos que tengan un contenido de sólidos disueltos totales de 4000 ppm o menos.</p> <p>ARTÍCULO 11. REQUERIMIENTOS DE CEMENTACIÓN PARA POZOS EXPLORATORIOS Y DE DESARROLLO.</p>

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
		yacimientos no convencionales	<p>Para los revestimientos conductor y superficial, intermedio y productor se debe: (I). Realizar una prueba de presión al revestimiento; (II). Si hay evidencia de cementación defectuosa, se debe avisar al MME, suspender la perforación, realizar acciones correctivas y enviar al MME un reporte de la cementación exitosa; (III). Hacer una prueba inicial de ruptura de la formación a 10 ft siguientes a la perforación del zapato de revestimiento superficial; y (IV). El cemento debe tener una resistencia compresiva de 300 psi para una prueba de 24 horas o de 800 psi para una prueba de 72 horas.</p>  <p>The diagram illustrates a wellbore with four distinct casing sections. From top to bottom: 1. Conductor casing (200m) extending to the surface. 2. Superficial casing (250ft) extending to the surface. 3. Interior casing (500ft) extending to the bottom of the superficial casing. 4. Production casing (500ft) extending to the bottom of the interior casing. A production pipe is located at the very bottom. A fracture radius of 5 times the casing diameter is indicated. The water table is shown at the top, and the bottom of the well is labeled as the 'Fondo de acuifero aprovechable para el consumo humano más profundo encontrado'.</p> <p>Se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación en el revestimiento intermedio expuesto a una zona de crudo, gas o corrosiva, así como en el revestimiento productor.</p> <p style="text-align: center;">ARTÍCULO 15. REQUERIMIENTOS PARA POZOS INYECTORES DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN.</p>

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>La solicitud de permiso para perforar un pozo inyector debe ir acompañada de 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, se requiere:</p> <p>Una revisión de la geología que incluya la formación geológica propuesta para la inyección y la estimación de la extensión lateral, porosidad y permeabilidad de dicha formación; así como las fallas geológicas identificables a cualquier profundidad dentro de un volumen de un cilindro imaginario cuya altura sea tres (3) veces la profundidad final del pozo inyector y el radio del pozo sea tres (3) veces la profundidad del mismo, cuyo centro será el pozo inyector.</p> <p>Por otro lado, se debe suministrar la ubicación y profundidad de los pozos de agua subterránea localizados a un radio de 3,2 km en torno al pozo inyector que estén dedicados para el abastecimiento de consumo doméstico, agropecuario, irrigación u otros medios de subsistencia; a esta misma distancia deben suministrarse los pozos de hidrocarburos que estén produciendo, suspendidos o abandonados.</p> <p>Proveer un análisis de riesgo donde se identifique 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 reinyección, así como 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.</p> <p>Se debe hacer una prueba de integridad de los revestimientos a una presión igual a la presión máxima de inyección alcanzable o como mínimo a una presión de 300 psi durante 15 minutos con una caída presión inferior al 5 %.</p> <p>Antes de iniciar la inyección se debe verificar la integridad mecánica del pozo para asegurar que no haya fugas en el sistema, ni movimientos de fluidos a través de canales verticales adyacentes al revestimiento que puedan llegar a afectar acuíferos aprovechables para consumo humano. Para cumplir con esto, se podrán usar registros de temperatura, integridad del cemento, trazadores, entre otros. Estos resultados deben remitirse al MME.</p>

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>En cuanto a los límites de operación es preciso tener en cuenta lo siguiente: 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. Por otra parte, 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.</p> <p>Con respecto al monitoreo, 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. Además, la integridad mecánica del sistema deberá ser valorada por el operador del pozo por lo menos una vez cada 3 años.</p> <p style="text-align: center;">ARTÍCULO 16. SUSPENSIÓN DE ACTIVIDADES DE INYECCIÓN.</p> <p>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 24 horas al MME 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.</p> <p>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 24 horas al MME o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.</p> <p style="text-align: center;">ARTÍCULO 17. INSPECCIONES.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Los operadores deben notificar al MME, con al menos 72 horas de antelación, sobre las siguientes actividades, con el fin de ser objeto de inspección en campo a discreción de las autoridades correspondientes.</p> <p>Para los pozos de exploración y producción, deben informar:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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; y g) Operaciones de estimulación hidráulica. <p>En el caso de los pozos inyectores, deben informar:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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; y f) Al Inicio de las pruebas de inyectividad.
10	Resolución 631 de 2015 (MADS)	Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas	<p>ARTÍCULO 11. <i>Parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas - ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados).</i> Parágrafo 2: Para la actividad de exploración y producción de Yacimientos no Convencionales de Hidrocarburos (YNCH), no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos de retorno a los cuerpos de aguas superficiales y al alcantarillado</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
		superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.	público, hasta tanto este Ministerio cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles.
11	Resolución D-149 de 2017 (SGC)	Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	<p>ART. 1°—Objeto de la resolución. El objeto de la presente resolución es determinar las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.</p> <p>Los operadores deberán cumplir con las especificaciones técnicas previstas en el Anexo de esta resolución para el monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de yacimientos no convencionales al que se refieren los artículos 13 y 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, o las normas que los modifiquen.</p> <p>ART. 2°—Informe. De manera previa o concomitante al inicio de la transmisión de datos contemplada en el artículo 3° de la presente resolución y antes de empezar las operaciones de estimulación hidráulica y las actividades de inyección de fluido de retorno y agua de producción, el operador deberá presentar a la Dirección de Geoamenazas del SGC un informe suscrito por el Representante Legal que contenga como mínimo los siguientes elementos e información técnica:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1). Coordenadas geográficas en sistema de referencia WGS84 de la localización (latitud, longitud y altitud) de las estaciones (medidas con precisión de 4m o mejor), junto con el listado de los equipos instalados en cada punto y sus hojas de calibración de fábrica. (2). Coordenadas geográficas en sistema de referencia WGS84 de los pozos o arreglo de pozos junto con su profundidad vertical y estimada o medida (en caso de que el pozo ya esté perforado). (3). Mapa que contenga las coordenadas indicadas en los numerales (1) y (2), junto con la información a la que se refieren el numeral 6 del artículo 12 y el numeral 1 del artículo 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 135 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(4). Gráficas de densidad espectral de potencia probabilística para cada estación, como lo indica el numeral 4 del Anexo de esta resolución.</p> <p>(5). Interpretación de las principales fuentes de ruido y su evolución temporal, para cada estación, como lo indica el numeral 4 del Anexo de esta resolución.</p> <p>(6). Análisis de la determinación de la ubicación de las estaciones, con nivel de ruido óptimo en altas frecuencias, según numeral 4 del Anexo de esta resolución.</p> <p>(7). Datos de contacto del operador, dirección física a la cual se pueda hacer el envío de comunicaciones, así como una dirección de correo electrónico, con la indicación de que acepta la recepción de comunicaciones en la dirección física o electrónica.</p> <p>(8). Archivo con las capas de información geográfica en formato de <i>shapefile</i> (.shp) que contenga las coordenadas indicadas en los numerales (1) y (2), junto con la información a la que se refiere el numeral 6 del artículo 12 y el numeral 1 del artículo 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014.</p> <p>(9). Series de tiempo en formato miniSEED de la señal sísmica continua propia de cada sitio, registrada durante mínimo siete (7) días, almacenadas en archivos de un (1) día de duración, según se indica en el Anexo y en cualquier caso la totalidad del tiempo en el que se haya efectuado el registro de la señal sísmica.</p> <p>(10). Archivos de respuesta por estación de los instrumentos que se instalaron, en formato dataless SEED, junto con las hojas de calibración de fábrica de cada uno de los equipos.</p> <p>(11). Formatos de “Búsqueda de Sitio” definidos por el Servicio Geológico Colombiano, diligenciados por estación.</p> <p>(12). Formatos de “Instalación y mantenimiento” definidos por el Servicio Geológico Colombiano, diligenciados por estación.</p> <p>Todos los equipos instalados en las estaciones, así como la distribución espacial de las mismas, deben estar acorde a las especificaciones del Anexo de esta resolución.</p> <p>ART. 4º—Calidad de señales en cualquier tiempo. En caso de que el espectro de ruido sísmico de las señales de las estaciones recibidas en el SGC no cumpla con el criterio de calidad establecido en el numeral 4 del Anexo de esta resolución, el operador deberá: (1). Hacer el diagnóstico y las correcciones pertinentes para garantizar el cumplimiento de la obligación prevista en este artículo.</p>



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 136 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(2). Comunicar a la Dirección de Geoamenazas del Servicio Geológico Colombiano sobre las acciones correctivas implementadas. (3). Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas.</p> <p>ART. 5º—Condiciones y procedimiento del monitoreo de sismicidad en cualquier tiempo. En caso de falla el operador deberá tomar las medidas correctivas necesarias para restablecer su funcionamiento, de acuerdo con las siguientes reglas: (1). Si existe un fallo en menos del 20 % de las estaciones, el operador deberá restablecer su funcionamiento en un período no superior a 48 horas. (2). Si existe un fallo del 20 % o más de las estaciones, el operador deberá restablecer su funcionamiento en un periodo no superior a 24 horas.</p> <p>En todo caso, el operador deberá garantizar el almacenamiento de la información generada mientras se toman las medidas correctivas, y deberá remitirla a la Dirección de Geoamenazas del SGC en formato miniSEED al restablecer el funcionamiento. En el evento en que se realice algún cambio en la instrumentación sismológica instalada, el operador deberá informar inmediatamente a la Dirección de Geoamenazas del SGC, adjuntando lo siguiente: (1). Los archivos de respuesta de las estaciones modificadas en formato dataless SEED. (2). Las hojas de calibración de fábrica de cada uno de los equipos. (3). Formatos de “Instalación y mantenimiento” correspondiente.</p> <p>ART. 6º—Informes de funcionamiento mes vencido. Una vez se encuentre funcionando la red de monitoreo, el operador deberá presentar a la Dirección de Geoamenazas del SGC informes del monitoreo mensual vencido, los primeros 5 días hábiles del mes siguiente, los cuales deberán contener las estadísticas de funcionamiento de las estaciones y los imprevistos.</p> <p>ART. 7º—Período de funcionamiento de la red de monitoreo al terminar las operaciones. El período de funcionamiento de la red de monitoreo, luego de terminadas las operaciones, deberá ser el doble del tiempo de duración de las operaciones. En ningún caso puede ser inferior a 2 meses ni superior a 1 año.</p> <p>ART. 8º—Informe a la autoridad fiscalizadora. El SGC informará al MME o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquellas circunstancias que puedan constituir incumplimiento de la presente resolución.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
12	Resolución D-277 de 2017 (SGC)	Por la cual se modifica el artículo 3° de la Resolución número D-149 de 2017.	<p>ARTÍCULO 1. MODIFICACIÓN.</p> <p>Artículo 3°. Transmisión de Datos. La transmisión de datos de las estaciones sismológicas debe ser en tiempo real, sin interrupciones y con una latencia inferior a 30 segundos, para lo cual el Servicio Geológico Colombiano presenta las siguientes alternativas: (1). Transmisión vía satélite al HUB de la Red Sismológica Nacional del SGC en la sede Bogotá; dicha transmisión se puede realizar a través de uno o más nodos (Ver anexo de la resolución); (2). Transmisión vía satélite desde los equipos en campo a un operador de telecomunicaciones satelitales que cuente con un HUB en la ciudad de Bogotá, desde allí, enviar los datos recopilados de todos los equipos en campo el cual (3). Será el único punto de concentración de información hasta el SGC, a través de un canal dedicado de fibra óptica simétrico con un ancho de banda de 10 Megas o superior, de tal manera que el operador garantice el correcto funcionamiento. Los equipos a instalar en el SGC para el recibir el canal de Fibra deberán ser de máximo 2 unidades de rack, entre el conversor de medio y el router. El operador una vez finalizado el proyecto deberá realizar el retiro de la fibra óptica instalada.</p>
13	Decreto 2157 de 2017 (Departamento Administrativo de la Presidencia de la República)	Por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012.	<p>Artículo 2.3.1.5.1.1.2.- Alcance. El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) incluirá, entre otros aspectos, el análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación por la entidad, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad. Con base en ello realizará el diseño e implementación de medidas para reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, además de la formulación del plan de emergencia y contingencia, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de las entidades.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.1.2.1.- Ámbito de aplicación. El presente capítulo aplica a todas las entidades públicas y privadas, que desarrollen sus actividades en el territorio nacional, encargadas de la prestación de servicios públicos, que ejecuten obras civiles mayores o que desarrollen actividades industriales o de otro tipo que puedan significar riesgo de desastre debido a eventos físicos peligrosos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional.</p>



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 138 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.1.- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP). Es el instrumento mediante el cual las entidades públicas y privadas, objeto del presente capítulo, deberán: identificar, priorizar, formular, programar y hacer seguimiento a las acciones necesarias para conocer y reducir las condiciones de riesgo (actual y futuro) de sus instalaciones y de aquellas derivadas de su propia actividad u operación que pueden generar daños y pérdidas a su entorno, así como dar respuesta a los desastres que puedan presentarse, permitiendo además su articulación con los sistemas de gestión de la entidad, los ámbitos territoriales, sectoriales e institucionales de la gestión del riesgo de desastres y los demás instrumentos de planeación estipulados en la Ley 1523 de 2012 para la gestión del riesgo de desastres.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP). El PGRDEPP desarrolla los procesos de la gestión del riesgo establecidos por la Ley 1523 de 2012 bajo los siguientes lineamientos, en articulación con lo pertinente a lo referido en los sistemas de gestión que maneje la entidad.</p> <p>(A continuación, el contenido se presenta de manera esquemática, para mayor detalle por favor ver el Decreto 2157 de 2017).</p> <ol style="list-style-type: none">1. En el proceso de conocimiento del riesgo.<ol style="list-style-type: none">1.1. Establecimiento del contexto.<ol style="list-style-type: none">1.1.1. Información general de la actividad.1.1.2. Contexto externo.1.1.3. Contexto interno.1.1.4. Contexto del proceso de gestión del riesgo.1.1.5. Criterios del riesgo.1.2. Valoración del riesgo.<ol style="list-style-type: none">1.2.1. Identificación del riesgo.1.2.2. Análisis del riesgo.1.2.3. Evaluación del riesgo.1.3. Monitoreo del riesgo.<ol style="list-style-type: none">1.3.1. Protocolos o procedimientos de cómo se llevará a cabo el monitoreo.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 139 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<ul style="list-style-type: none">1.3.2. Protocolos o procedimientos de notificación previos a una situación de emergencia de acuerdo con los umbrales de los parámetros e indicadores identificados.1.3.3. Selección de parámetros e indicadores objeto de monitoreo del riesgo.1.3.4. Diseño e instalación de la instrumentación (Si se requieren).1.3.5. Obtener información adicional para mejorar la valoración del riesgo.1.3.6. Analizar y aprender lecciones a partir de eventos ocurridos.1.3.7. Identificar riesgos futuros. <p>2. En el proceso de reducción del riesgo.</p> <ul style="list-style-type: none">2.1. Intervención correctiva.<ul style="list-style-type: none">2.1.1. Identificación de alternativas de intervención correctiva.2.1.2. Priorización de la medida de intervención.2.1.3. Diseño, especificaciones y desarrollo de las medidas de intervención seleccionadas.2.2. Intervención prospectiva.<ul style="list-style-type: none">2.2.1. Conocer los condicionamientos de uso y ocupación definidos por el POT y por cualquier otro instrumento de planificación pertinente que aplique para los terrenos donde se va a implantar la nueva actividad con el fin de corroborar su compatibilidad con el instrumento de planificación pertinente y la de su área de influencia.2.2.2. Verificar las restricciones para el establecimiento de la actividad y la de su área de influencia directa e indirecta donde existan instituciones educativas, de bienestar, de seguridad, de gobierno, de salud, de protección ambiental, entre otras que por su fragilidad requieran protección.2.2.3. Identificar la reglamentación que condiciona, restringe y/o que prohíbe la ocupación permanente de áreas expuestas y propensas a eventos amenazantes definidas o adoptadas por los entes territoriales.2.2.4. Establecer las especificaciones técnicas necesarias para implementar la actividad.2.2.5. Incorporar estudios de pre factibilidad y diseños adecuados para la actividad a implementar y el entorno.2.2.6. Definir área de afectación del territorio en función de la actividad a implantar referenciando los daños y pérdidas que se podrían generar por su desarrollo.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>2.2.7. Definir las medidas de reducción del riesgo en función de los usos presentes y futuros en el área a implantar la actividad y en su área de influencia.</p> <p>2.2.8. Identificar, formular e implementar medidas y procedimientos de carácter técnico o administrativo específicos y propios de la entidad y sus procesos que reduzcan el riesgo de desastres antes de fijar un cambio en los procesos. (Aplica para actividades existentes)</p> <p>2.3. Protección financiera.</p> <p>3. En el proceso de manejo del desastre.</p> <p>3.1. El Plan de Emergencias y Contingencia-PEC.</p> <p>3.1.1. Componente de preparación para la respuesta a emergencias.</p> <p>3.1.2. Componente de ejecución para la respuesta a emergencias.</p>
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.1.2.- Plan de inversiones. La aplicación del PGRDEPP, adicional al desarrollo de los procesos de gestión del riesgo de desastres estipulados anteriormente (conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de los desastres), deberá incluir una programación que conciba la ejecución de las acciones de intervención a desarrollar en cada uno de estos procesos de gestión, en función de plazos contemplados para la misma (corto, mediano y largo plazo), las áreas responsables de su coordinación, gestión y ejecución, presupuesto, y programación financiera que permitan garantizar su inclusión en los instrumentos de planeación financiera, presupuestal, y del desarrollo de las entidades públicas y privadas en función de sus capacidades de implementación y gestión.</p>
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.6.1.- Control del plan. En el marco de los artículos 2 y 44 de la Ley 1523 de 2012, los órganos de control de Estado ejercerán procesos de monitoreo, evaluación y control y, la sociedad, a través de los mecanismos de veeduría ciudadana, a los planes de gestión del riesgo de las entidades públicas y privadas.</p>
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.8.1.- Revisión y ajuste del Plan. Con base a los resultados del monitoreo y seguimiento del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP, éste debe ser revisado y ajustado anualmente, y/o cuando el sector o la entidad lo</p>

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>considere necesario y/o cuando los resultados los ejercicios propios de modelación evidencien la necesidad de acciones de mejoramiento del Plan. En cualquier caso, se debe mantener la implementación de los procesos de gestión establecidos en la Ley 1523 de 2012: Conocimiento del riesgo, Reducción del riesgo y Manejo de Desastres.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.2.9.1- Temporalidad del Plan. El tiempo de vigencia del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP), estará determinada por las actualizaciones y ajustes se realicen de conformidad con lo establecido en el artículo 2.3.1.5.2.8.1 del presente capítulo.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.3.2.- Vigencia y derogatorias. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.</p>
14	Decreto 50 de 2018 (MADS)	Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de las Macrocuencas (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones"	<p>ARTÍCULO 5. Se adicionan los numerales 11, 12 Y 13 al artículo 2.2.3.3.4.3. del Decreto 1076 de 2015, así:</p> <p>ARTÍCULO 2.2.3.3.4.3. Prohibiciones. No se admite vertimientos: (...)</p> <p>11. Al suelo que contengan contaminantes orgánicos persistentes de los que trata el Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes.</p> <p>12. Al suelo, en zonas de extrema a alta vulnerabilidad a la contaminación de acuíferos, determinada a partir de la información disponible y con el uso de metodologías referenciadas.</p> <p>13. Al suelo, en zonas de recarga alta de acuíferos que hayan sido identificadas por la autoridad ambiental competente con base en la metodología que para el efecto expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.</p> <p>ARTÍCULO 6. Se modifica el artículo 2.2.3.3.4.9. del Decreto 1076 de 2015, el cual quedará así:</p> <p>"ARTÍCULO 2.2.3.3.4.9 Del vertimiento al suelo. El interesado en obtener un permiso de vertimiento al suelo, deberá presentar ante la autoridad ambiental competente, una solicitud por escrito que contenga además de la información prevista en el artículo 2.2.3.3.5.2., la siguiente información:</p>



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada Sector
Medio Ambiente

Macroproceso:

Proceso:

**RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL
EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

Código

Versión: 3.2

Página 142 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Para el vertimiento al suelo de aguas residuales no domésticas tratadas se debe realizar:</p> <ol style="list-style-type: none">(1). Una línea base del suelo, que establece la caracterización fisicoquímica y biológica del suelo, relacionada con el área de disposición del vertimiento. La autoridad ambiental competente dependiendo del origen del vertimiento, definirá características adicionales a las establecidas en la norma.(2). Una línea base del agua subterránea, que determina la dirección de flujo mediante monitoreo del nivel del agua subterránea en pozos o aljibes existentes o en piezómetros construidos para dicho propósito, previa nivelación topográfica de los mismos. Además, conlleva una caracterización fisicoquímica y microbiológica del agua subterránea con puntos de muestreo aguas arriba y aguas abajo del sitio de disposición, en el sentido del flujo y en un mínimo de tres puntos. Dicha caracterización debe realizarse de acuerdo con los criterios que establece el Protocolo del agua del IDEAM. La autoridad ambiental competente puede definir parámetros de monitoreo adicionales a los establecidos en la norma.(3). Un sistema de disposición de los vertimientos, que corresponde al diseño y manual de operación y mantenimiento del sistema de disposición de aguas residuales tratadas al suelo, incluyendo el mecanismo de descarga y sus elementos estructurantes que permiten el vertimiento al suelo. Debe incluir la documentación de soporte para el análisis.(4). Área de disposición del vertimiento, que consiste en la identificación del área donde se realizará la disposición en plano topográfico con coordenadas magna sirgas, indicando como mínimo: dimensión requerida, los usos de los suelos en las áreas colindantes y el uso actual y potencial del suelo donde se realizará el vertimiento del agua residual tratada. La información debe presentarse conforme a las consideraciones establecidas en la norma.(5). Un plan de monitoreo estructurado para la caracterización del efluente, del suelo y del agua subterránea, acorde a la caracterización fisicoquímica del vertimiento a realizar, incluyendo grasas y aceites a menos que se demuestre que las grasas y aceites no se encuentran presentes en sus aguas residuales tratadas.(6). Un plan de cierre y abandono del área de disposición del vertimiento. Plan que deberá definir el uso que se le dará al área que se utilizó como disposición del vertimiento. Para tal fin, las actividades contempladas en el plan de cierre, deben garantizar que las condiciones físicas, químicas y biológicas

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 143 de 92

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>del suelo permiten el uso potencial definido en los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes y sin perjuicio de la afectación sobre la salud pública.</p> <p>Parágrafo 3. <i>Para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos YNCH, no se admite el vertimiento al suelo del agua de producción y el fluido de retorno.</i></p> <p>ARTÍCULO 7. Se modifica el artículo 2.2.3.3.4.14. del Decreto 1076 de 2015, el cual quedará así:</p> <p>Artículo 2.2.3.3.4.14. Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas. Los usuarios que exploren, exploten, manufacturen, refinan, transformen, procesen, transporten o almacenen hidrocarburos o sustancias nocivas para la salud y para los recursos hidrobiológicos, deberán estar provistos de un plan de contingencia para el manejo de derrames.</p> <p>Parágrafo 1: Los usuarios de actividades sujetas a licenciamiento ambiental o Plan de Manejo Ambiental, deberán presentar dentro del Estudio de Impacto Ambiental el Plan de contingencias para el manejo de derrames de acuerdo con los términos de referencia expedidos para el proceso de licenciamiento por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.</p> <p>Parágrafo 2: Los usuarios que transportan hidrocarburos y derivados, así como sustancias nocivas, no sujetas a licenciamiento ambiental, deberán estar provistos de un Plan de contingencias para el manejo de derrames, el cual deberá formularse de acuerdo con los términos de referencia específicos que adopte el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.</p> <p>El Plan de contingencia del presente artículo, deberá ser entregado a las autoridades ambientales en donde se realicen las actividades no sujetas a licenciamiento ambiental, con al menos 30 días calendario de anticipación al inicio de actividades, con el fin de que éstas lo conozcan y realicen el seguimiento respectivo a la atención, ejecución e implementación de las medidas determinadas por los usuarios en dichos planes. Las empresas que estén operando deberán entregar el Plan de</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Contingencia a las autoridades ambientales correspondientes, dentro de los 30 días calendario contados a partir de la expedición de la presente.</p> <p>Las autoridades ambientales en donde se presente dicho Plan de contingencia, podrán solicitar ajustes adicionales teniendo en cuenta los términos de referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para la atención de la contingencia en las zonas de su jurisdicción, mediante acto administrativo debidamente motivado.</p> <p>Parágrafo 3: Los Planes de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas que hayan sido aprobados antes de la entrada en vigencia del presente Decreto, continuaran vigentes hasta su culminación. Los trámites administrativos en curso en los cuales se haya solicitado la aprobación del Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas, con anterioridad a la entrada en vigencia del presente decreto, continuaran su trámite hasta su culminación. No obstante lo anterior, los interesados podrán desistir en cualquier tiempo bajo las reglas establecidas en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.</p>

Fuente: Los Autores (2018)

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 145 de 202

**ANEXO 3. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A
 PARTIR DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

PREÁMBULO

De acuerdo con la información del Mapa de Tierras más reciente de la ANH (febrero de 2017), bajo la clasificación de áreas de yacimientos no convencionales se tienen un total de 48 unidades distribuidas de la siguiente manera: 35 áreas disponibles, 11 áreas en exploración, 1 área en producción y 1 área reservada por el Estado. Sin embargo, frente a estos números es necesario realizar las siguientes precisiones, basados en comunicaciones formales de la ANLA, ANH, CGR y Ecopetrol de mayo de 2018: El Bloque La Loma (La Loma), que según archivo *shapefile* se clasifica como de área en producción, para la ANLA inicialmente fue de tipo convencional, pero debe cambiar su licencia ambiental, muy probablemente a etapa exploratoria de YNC. De las 11 áreas en exploración, 4 se encuentran en trámite de renuncia (VMM-29, VMM-16, COR-62 y CAT-3), 1 adicional (VMM-5) está en trámite de conversión de yacimiento no convencional a convencional y 6 se clasifican como áreas en exploración (CR2, CR3, CR4, La Loma, VMM9 y VMM3). El detalle de esta información se muestra en los próximos numerales.

1. BLOQUES O CONTRATOS EN PROCESO DE RENUNCIA

Teniendo en cuenta la comunicación formal de Ecopetrol con fecha 29 de mayo de 2018, en respuesta a la solicitud de requerimiento de información de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales YHNC – 2018EE0057750 por parte de la CGR, Ecopetrol manifiesta la renuncia de 4 Bloques (VMM-29, COR-62, CAT3 y VMM-16) así:

(I). *VMM-29* y (II). *COR-62*: Luego de haber realizado los estudios de geología, geofísica, geoquímica, petrofísica, geomecánica y de reprocesamiento sísmico, además de analizar los aspectos ambientales y sociales, Ecopetrol encontró que el acceso desde la superficie a las zonas con potencial hidrocarburífero desarrollable se reducía de manera significativa, razón por la cual ejerció su derecho a renunciar, tal y como se establece en los contratos y acuerdos proferidos por la ANH.

(III). *CAT3*: Mediante comunicaciones N° 2-2016-063-3190 y N° 2-2016-063-47103 del 18 de marzo y el 27 de abril de 2016, respectivamente, Ecopetrol ejerció su derecho de renuncia al Contrato E&P CAT-3, en aplicación de lo establecido en el numeral 4.1.1 de la Cláusula 4 "Derecho de Renuncia en el Periodo de Exploración" debido a una prospectividad baja en el Bloque, una disminución de los recursos prospectivos, un alto riesgo de incertidumbre, una adquisición sísmica sumamente costosa, altos costos de perforación, posibles restricciones ambientales y férrea oposición de la comunidad en el área de influencia del Bloque.

(IV). *VMM-16*: Luego de haber realizado la cartografía geológica de superficie y los estudios de prospectividad, y no haber encontrado la secuencia del cretácico con potencial de *shale oil* y *shale gas*, además de tener volúmenes limitados de yacimientos convencionales, Ecopetrol ejerció su derecho de renuncia al Contrato E&P VMM-16 mediante comunicación N° R-401-2016-082694 Id: 153527 del 20 de diciembre de 2016.

2. BLOQUE O CONTRATOS EN PROCESO DE CONVERSIÓN DE LICENCIA AMBIENTAL DE EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A CONVENCIONALES

Es importante resaltar que Ecopetrol, mediante contrato suscrito con la ANH en 2012 del Bloque de YNC VMM-5, luego de hacer estudios de cartografía geológica de superficie y de confirmar muy baja prospectividad para yacimientos no convencionales, así como de no tener respuesta por parte de la ANLA con respecto a la solicitud de sustracción de una reserva forestal amparada por la Ley 2 de 1959, hecha desde el 27 de diciembre

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

de 2016 hasta el 25 de abril de 2018 (día en que se oficializó la comunicación formal escrita de Max Torres, Vicepresidente de Exploración de Ecopetrol a la ANH, donde notifica a esta última sobre el adelanto de los avances de la Fase I del contrato de exploración y producción VMM-5), procedió a evaluar la prospectividad convencional del Bloque amparado por el parágrafo 4 de la cláusula primera del contrato suscrito. Esta evaluación a 29 de mayo de 2018 aún no ha finalizado, según lo expresado por María Albán, vicepresidente ejecutivo de cumplimiento de Ecopetrol y en respuesta del requerimiento YHNC – 2018EE0057750 de la CGR, y según Radicado 20184010115861 Id 274322 de la ANH a Ecopetrol, el plazo para entregar los resultados de la prospección convencional por parte de este último finalizan en julio de 2018, donde además se le reitera la necesidad de realizar 564,5 km de sísmica 2D y la perforación de pozos estratigráficos.

3. BLOQUE O CONTRATO EN PROCESO DE CONVERSIÓN DE LICENCIA AMBIENTAL DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES A NO CONVENCIONALES

En respuesta formal a requerimiento de la CGR, ANLA (2018) afirma que el Área de Perforación Exploratoria VMM-37 tiene en trámite una solicitud de modificación de licencia ambiental para exploración en yacimientos no convencionales a la inicialmente otorgada mediante Resolución 1343 del 30 de diciembre de 2013 y que estaba orientado a la exploración de yacimientos convencionales.

En virtud de lo anterior y en cumplimiento a los requisitos para la modificación de licencia ambiental que se establece en el Decreto 1076 de 2015, la sociedad EXXON MOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED entregó el complemento del Estudio de Impacto Ambiental acorde con los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos identificados con el código No. M-M-INA-01 y el anexo 3, donde se precisa que se encuentra en curso el trámite a cargo de la ANLA sobre la evaluación del estudio ambiental complemento del estudio de impacto ambiental, presentado para el trámite de modificación, que hace referencia a las actividades propuestas objeto de modificación de la licencia ambiental, de conformidad con el procedimiento establecido en el Decreto 1076 de 201. Finalmente, se menciona que el trámite de evaluación ambiental se encuentra al 1 de junio de 2018 en estado suspendido, para la celebración de la audiencia pública ambiental.

4. BLOQUE O CONTRATO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (CBM) RESERVADO POR EL ESTADO

Bajo esta categoría se encuentra el Bloque denominado *Amagá CBM*, con potencial de depósitos de gas asociados a mantos de carbón (CBM), en este Bloque se ha realizado diversos estudios en los que se asegura que a mayores profundidades y mayores rangos del carbón, los contenidos de gas pueden ascender a rangos de 500 a 700 ft³/ton, lo cual va a depender, en mayor medida, de la historia de enterramiento y la evaluación tectónica de cada área. En aquellos lugares donde las profundidades y la historia de enterramiento son positivas para la producción de CBM, el volumen total y el espesor promedio de los mantos de cada cuenca se convierten en los factores predominantes. Para la ANH, el mayor potencial de producción dentro de este Bloque se encuentra hacia el costado norte, específicamente hacia el costado noroccidental del Municipio de Venecia. Allí se han perforado 7 pozos que se detallan a continuación:

 CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Tabla 15. Estadísticas de los pozos perforados en el Bloque Amagá

Pozo	Profundidad (m)	Producción (ft ³ /ton)	Bloque	Recursos			
				Percentiles			
				P5%	P50%	Pmean%	P95%
				Unidades (MMCF)			
Rincón Santo - 1	467,5	12	Bloque 1	84,9	282,25	334,81	778,47
Venecia	278	44					
Torreblanca - 1	340	80	Bloque 2	108,1	414,3	471,98	1022,65
La Loma - 1	247,5	65	Bloque 3	110,21	426,56	533,85	1348,41
El Cinco - 1A	529	-	-	-	-	-	-
El Cinco - 1B	327	-	-	-	-	-	-
Damasco - 1	85,4	-	-	-	-	-	-
TOTAL				303,21	1123,11	1340,64	3149,73

Fuente. Los Autores, con base en información ANH (2011)

Si bien el Bloque Amagá es el único que aparece reservado por parte del Estado para la prospección y producción de CBM, en el país también se han realizado esfuerzos de prospección de este tipo de yacimiento no convencional a través del *Estudio de Caracterización Geológica y Geoquímica de las doce (12) zonas carboníferas de Colombia con base en información existente y con adquisición de nuevos datos geoquímicos de los carbones colombianos, para el diseño de las áreas de exploración del CBM en Colombia*, con fecha de culminación en 2014, por lo que no se descarta en el futuro cercano la oferta de Bloques de CBM en una nueva Ronda de Ofertas de la ANH o de la actualización de su mapa de tierras.

5. BLOQUES O CONTRATOS CLASIFICADOS COMO ÁREAS EN EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES POR PARTE DE LA ANH

Tomando como referencia el Mapa de Tierras de la ANH de Febrero de 2017, bajo esta figura se encuentran un total de seis Bloques, distribuidos de la siguiente manera: (1). Bloque VMM-9, operado por la empresa Parex Resources Inc; (2). Bloque VMM-3, operado por la Empresa ConocoPhillips; (3). Bloque La Loma (La Loma); (4). Bloque La Loma, (5). Bloque CR2; (6). Bloque CR3; y (6). Bloque CR4. Estos últimos cinco están a nombre de la Empresa Drummond Ltda. Hay que hacer hincapié en que la denominación de "áreas en exploración" dada por la ANH no implica necesariamente que el Bloque tenga una licencia de exploración y/o explotación de yacimientos no convencionales.

➤ Bloque VMM3:

El Bloque VMM3 está localizado en jurisdicción de los Municipios de San Martín y Aguachica (Cesar) y Puerto Wilches y Rionegro (Santander), tiene un periodo de exploración de 9 años (contados a partir del 3 de diciembre de 2015) y de producción de 30 años, para lo cual se aprovechó el pozo Picoplata-1, que inicialmente fue establecido como un pozo estratigráfico por parte del anterior operador del Bloque (Shell Exploration and Production Colombia), y que luego de haberse aprobado la cesión de la licencia ambiental de yacimientos convencionales de Shell a ConocoPhillips mediante Resolución 227 de 7 de marzo de 2016, fue reconfigurado este pozo por parte de ConocoPhillips para realizar pruebas de producción "convencional" una vez tuvo autorización por parte de la ANLA.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Según Canacol Energy Ltd., empresa que también posee un 20 % de participación en el contrato suscrito con la ANH, para este Bloque nos dice:

(...) el 16 de octubre de 2014 se inició la perforación del pozo Picoplata 1 y el 29 de enero de 2015 alcanzó una profundidad total medida de 16 406 pies, el cual fue diseñado para probar el potencial de crudo en esquistos y calizas en la Formación del Cretáceo La Luna y el pozo encontró más de 1200 pies (“ft”) de potenciales yacimientos contenedores de crudo. En diciembre de 2016, ConocoPhillips Colombia, el operador del contrato, comenzó las operaciones de completamiento y pruebas en el pozo Picoplata 1. En tres intervalos en yacimientos de esquistos se realizaron cinco pruebas discretas de inyección y tres estimulaciones hidráulicas que abarcaron todo el intervalo. El objetivo del programa de pruebas fue recolectar información sobre la capacidad productiva del yacimiento, la calidad de los fluidos contenidos dentro del yacimiento, la presión de la formación en el yacimiento y la habilidad del yacimiento para ser estimulado hidráulicamente. La operación, completada en julio de 2017, fue exitosa en todos los intervalos que fueron hidráulicamente estimulados y probados, produciendo crudo liviano sin indicación de agua en la formación. La magnitud de la estimulación hidráulica individual en secciones entre 27 y 30 pies de espesor del pozo vertical, varió entre 80 000 y 346 000 libras, resultando en flujos naturales promedio entre 19 y 120 barriles de crudo por día sin agua de la formación, durante períodos de flujo entre 3 y 28 días. (Canacol Energy Ltd., 2017)

Se aclara que estas pruebas obedecieron a evaluar exclusivamente el desempeño del yacimiento y no a recolectar información sobre acuíferos o sistemas de fracturas.

Las pruebas de producción convencional son de dos tipos: (A). Pruebas iniciales (pruebas cortas de producción que se realizan posteriormente a la terminación oficial de un pozo nuevo e incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento), y (B). Pruebas extensas, que es un período de producción a la prueba inicial, que tiene por finalidad obtener información adicional del yacimiento, para definir la comercialidad o no del campo. Están amparadas en la Resolución 0857 de 2014, por parte de la ANLA.

Se reconoce que ConocoPhillips aún no cuenta con una licencia ambiental para la exploración de yacimientos no convencionales. No obstante, han presentado aplicación para obtener una licencia ambiental para la exploración de yacimientos no convencionales en este bloque en noviembre 7 de 2017 y están a la espera de la decisión de la ANLA, entidad que aceptó la aplicación de esta Compañía el 4 de enero de 2018 y está revisando el documento ConocoPhillips, (2018).

A través de la Radicación 2018070940-2-000, en respuesta de la ANLA a la CGR sobre la solicitud de información sobre exploración y explotación de yacimientos hidrocarburos no convencionales, la ANLA manifiesta:

(...) En lo que respecta al contrato VMM3, se reitera lo mencionado en el oficio 2018033959-2-000 del 22 de marzo de 2018 de la ANLA, en el sentido de indicar que a la fecha, no se han otorgado licencias ambientales para la exploración y/o explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante la técnica *fracking* (fracturamiento hidráulico).

y también:

(...) La licencia ambiental otorgada mediante Resolución 857 del 30 de julio de 2014, para el proyecto denominado Área de Perforación Exploratoria APE VMM3, a desarrollarse en los municipios de Aguachica y San Martín, en el departamento de Cesar, y Rionegro, en el departamento de Santander, únicamente ampara la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

➤ Bloque La Loma (La Loma):

Para este Bloque operado por Drummond Ltda, es necesario mencionar las siguientes precisiones hechas por la ANLA para la CGR sobre su solicitud de información sobre exploración y explotación de yacimientos hidrocarburos no convencionales a través de la Radicación 2018070940-2-000. En esta se afirma que “(...) A la fecha de esta respuesta (junio 1 de 2018), la ANLA no ha recibido solicitud de trámite de licencia ambiental para el desarrollo de actividades de exploración en yacimientos no convencionales, relacionados con el contrato La Loma” y además, “(...) actualmente, realiza el seguimiento ambiental al proyecto: Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma”, para el cual se otorgó licencia ambiental mediante Resolución 2152 del 23 de diciembre de 2005, a la sociedad Drummond Ltd, autorización ambiental expedida cuando aún no se encontraba vigente el Decreto 3004 de 26 de diciembre de 2013. Vale la pena mencionar que este Decreto establece que los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (*shale*), hidratos de metano y arenas bituminosas.

Debido a que ya se encuentra en vigencia el Decreto 3004 de 2013 y que mediante oficio 2018050447-2-000 del 25 de abril de 2018, la ANLA le hizo saber a Drummond Ltd lo siguiente:

(...) tanto el Bloque La Loma como el Campo Caporo, requieren de modificación de las correspondientes licencias y excluye la calificación de las actividades como cambio menor o giro ordinario” debido a que “...hay actividades que generan impactos adicionales a los evaluados y que no cuentan con medidas ambientales aprobadas por esta Autoridad, situación que requiere de la solicitud de modificación de la licencia ambiental, previo el trámite correspondiente. (ANLA, 2018)

Con el fin de que no se presente duda sobre las actividades autorizadas o no, en la licencia ambiental y considerando que la misma sociedad Drummond Ltd. manifestó en la comunicación con radicación en la ANLA, 2016033690-1-000 del 27 de junio de 2016, que:

(...) 11. Al término de la perforación del pozo Canario 3, y con la expedición de la nueva normativa mencionada en el numeral 9, (*) existe la incertidumbre jurídica en el sentido de desarrollar o no el fracturamiento hidráulico bajo la licencia ambiental vigente. Por tal razón no se han ejecutado los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos Canario 2 y Canario 3. (Drummond Ltd., 2016)

Esta Autoridad Nacional respondió con el oficio con radicación 2016044116-2-000 de 1 de agosto de 2016, en el que se le indicó sobre la presentación de la actualización del Plan de Manejo Ambiental y se solicitó la información ajustada conforme a la nueva regulación.

Sobre el alcance, se precisa el sentido de la respuesta referida a la actualización del Plan de Manejo Ambiental de los pozos Canario 1, 2 y 3, y Planta Deshidratadora (oficio con radicación 2016044116-2-000), en vista de que trataba de actividades no autorizadas que generan nuevos impactos ambientales y que esta Autoridad Nacional no ha evaluado ni establecido medidas de manejo para prevenirlos, mitigarlos, compensarlos y controlarlos, y que según el reglamento debe modificarse la licencia ambiental otorgada, atendiendo el numeral 1 del artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015.

Drummond Ltd. suscribió con la ANH un contrato de exploración y explotación de gas metano asociado a carbón (CBM) en el Campo La Loma desde finales de 2004, encontrando CBM de los pozos Caporo 1, Iguana 1 e Hicotea 1 en octubre de 2007, febrero de 2009 y enero de 2010, respectivamente; y luego de *shale gas* (marzo de 2010) del pozo Paujil 1. Para estos desarrollos se pusieron en marcha las regulaciones establecidas en la

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Resoluciones No. 180472 de 2012 y No. 90341 de 2014. Por otro lado, en la respuesta formal que dio la ANH a la comunicación No. 2018EE0057690 del 15 de mayo de 2018 de la CGR, Miguel Angel Espinosa Ruíz, Jefe de Oficina de Control Interno de la ANH aseguró que:

(...) Aunque los Mantos de Carbón fueron incorporados solo hasta el año 2013 como uno de los tipos de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos, los pozos exploratorios que fueron perforados en Contrato E&P La Loma son verticales que utilizan para la exploración y producción del gas metano las mismas operaciones de estimulación que se efectúan para Yacimientos Convencionales. (ANH, 2018)

y

(...) En el Contrato E&P La Loma, los pozos que fueron perforados durante el periodo de exploración se ejecutaron con anterioridad a que los mantos de carbón fueran incluidos dentro de la definición de Yacimiento No Convencional por la regulación colombiana (Decreto 3004 de 2013). Adicionalmente, estos pozos exploratorios fueron perforados siguiendo la regulación técnica vigente al momento de su perforación. (ANH, 2018)

En diciembre del año 2016 ambas partes firmaron un contrato adicional de exploración y producción para este tipo de yacimientos, en donde se estipula claramente que:

(...) cualquier porción del Área asignada que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para El Contratista el compromiso irrevocable en respetar su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas a que estén sometidas o se sometan dichas zonas, superficies o extensiones, así como de cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico. Queda entendido que la ANH no asume responsabilidad alguna por los anteriores conceptos. La reducción del Área por razón de cualquier disposición normativa de obligatorio cumplimiento no genera tampoco responsabilidad de la ANH, ni se considera como desacuerdo entre las partes, por lo que no se someterá a arbitraje. (ANH, 2016).

En este contrato también quedó establecido que Drummond Ltd. deberá estimular, completar y realizar pruebas de producción de los pozos Canario-2 y Canario-3.

De acuerdo con las estadísticas de producción de gas de la ANH en 2017, para el Bloque La Loma, más específicamente en el campo Caporo, Drummond Ltd. tuvo una producción fiscalizada de gas de 20 millones de ft³ de gas, o lo que es igual a 0,0000203 tcf (producción durante todo el año 2017), que según el reporte de esta entidad este volumen fue quemado en su totalidad. Según lo manifestado por la CGR, el gas producido es quemado en teas, ya que todavía se encuentran en pruebas extensas y no se cuentan con facilidades de producción, esta quema de gases por temas operacionales es permitida por la regulación.

Para finalizar, es pertinente resaltar que en el Bloque La Loma, de acuerdo con la información del SIAC (2017), se han otorgado licencias para la perforación de un total de 45 pozos y que, si bien para el SIAC este Bloque se cataloga como un área de explotación, recientemente le fue notificado a Drummond Ltd. el cambio a una licencia de exploración de yacimientos no convencionales, dado que formalmente no ha realizado fracturamiento hidráulico en el Bloque sino pruebas cortas y extensas de producción en pozos verticales sobre CBM, (ver Tabla A3 - 1) .

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 152 de 202

➤ Bloques CR2, CR3 y CR4

Drummond Ltd. figura como operador de estos Bloques. No obstante, no cuenta con licencias ambientales ni pozos otorgados para estos tres Bloques. Vale la pena resaltar que por los acuerdos contractuales suscritos con la ANH, esta Compañía se encuentra en la obligación de poner en marcha su programa exploratorio, el cual es evaluado previamente por la ANH. Además debe mantener integral, oportuna y permanentemente informada a la entidad acerca del avance de los trámites ambientales y sociales de lo relacionado con el inicio del proyecto, la obtención de licencias, el permiso y demás pronunciamientos de las autoridades competentes, eventuales actuaciones administrativas sancionatorias, imposición de medidas preventivas y/o sanciones, y, en general, de cualquier información relevante para efectos de la cumplida y oportuna ejecución contractual. (ANH, 2016b).

Para el Bloque CR2, Drummond Ltd. está obligada a perforar 5 pozos estratigráficos, 2 pozos exploratorios verticales y 1 pozo exploratorio horizontal, obras que tienen un plazo de culminación hasta diciembre de 2019. Para el Bloque CR3, la compañía está obligada a perforar 2 pozos estratigráficos, 2 pozos exploratorios verticales y 1 pozo exploratorio horizontal, en tanto que para el Bloque CR4 debe perforar 3 pozos estratigráficos, 2 pozos exploratorios verticales y 1 pozo exploratorio horizontal.

Tabla 16. Clasificación de los Bloques de YNC operados por Drummond Ltd. de acuerdo al Mapa de Tierras ANH (2017)

Operador	Bloque o Contrato	Estado	Licencia Ambiental - Proyecto		Pozos otorgados
Drummond Ltd.	La Loma (La Loma)	Área de explotación	<p>Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma - Expediente LAM 3308.</p> <p>Observación: El área del Expediente LAM 3308 engloba el área de los expedientes LAM 4285 y LAV-0106-00-2014</p>	<p>Área de desarrollo Iguana (Expediente LAM 4285)</p> <p>Estudio de Impacto Ambiental para solicitud de licencia ambiental global de producción de gas en el área de desarrollo Caporo Norte. (Expediente LAV-0106-00-2014)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Licencia ambiental global para producción de gas metano asociado a carbón área de desarrollo iguana (pozos IG-1 a IG-19), para un total de 19 pozos. ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma (Pozos Caporo 5 a 8, 10 a 12 y 14 a 29), para un total de 23 pozos. ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma–Pozo Chimila B2 (2). (1 pozo). ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma–Chimila B2 (1). (1 pozo). ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma–Chimila B1. (1 pozo).
	La Loma	Área en exploración		-	-
	CR2	Área en exploración		-	-
	CR3	Área en exploración		-	-

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 154 de 202

	CR4	Área en exploración		-	-
--	-----	---------------------	--	---	---

Fuente: Los Autores, con base en información de Mapa de Tierras (ANH, 2017), licencias ambientales y pozos otorgados (SIAC, 2017)

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 155 de 92

9.1 6. BLOQUES DISPONIBLES

La distribución de los Bloques disponibles concentra la mayor cantidad hacia la cuenca sedimentaria Cordillera Oriental (COR), que involucra sectores de los Santanderes, Boyacá, Cundinamarca, Meta, Tolima y Huila, para un total de 26 bloques disponibles y, en una proporción sumamente menor, figuran disponibilidades en las Cuencas del Valle Superior (4 Bloques), Medio (2 Bloques) e Inferior (1 Bloque) del Magdalena, Sinú–San Jacinto (1 Bloque) y Cesar–Ranchería (1 Bloque).

La localización de los Bloques asignados por la ANH puede verse en la siguiente página.

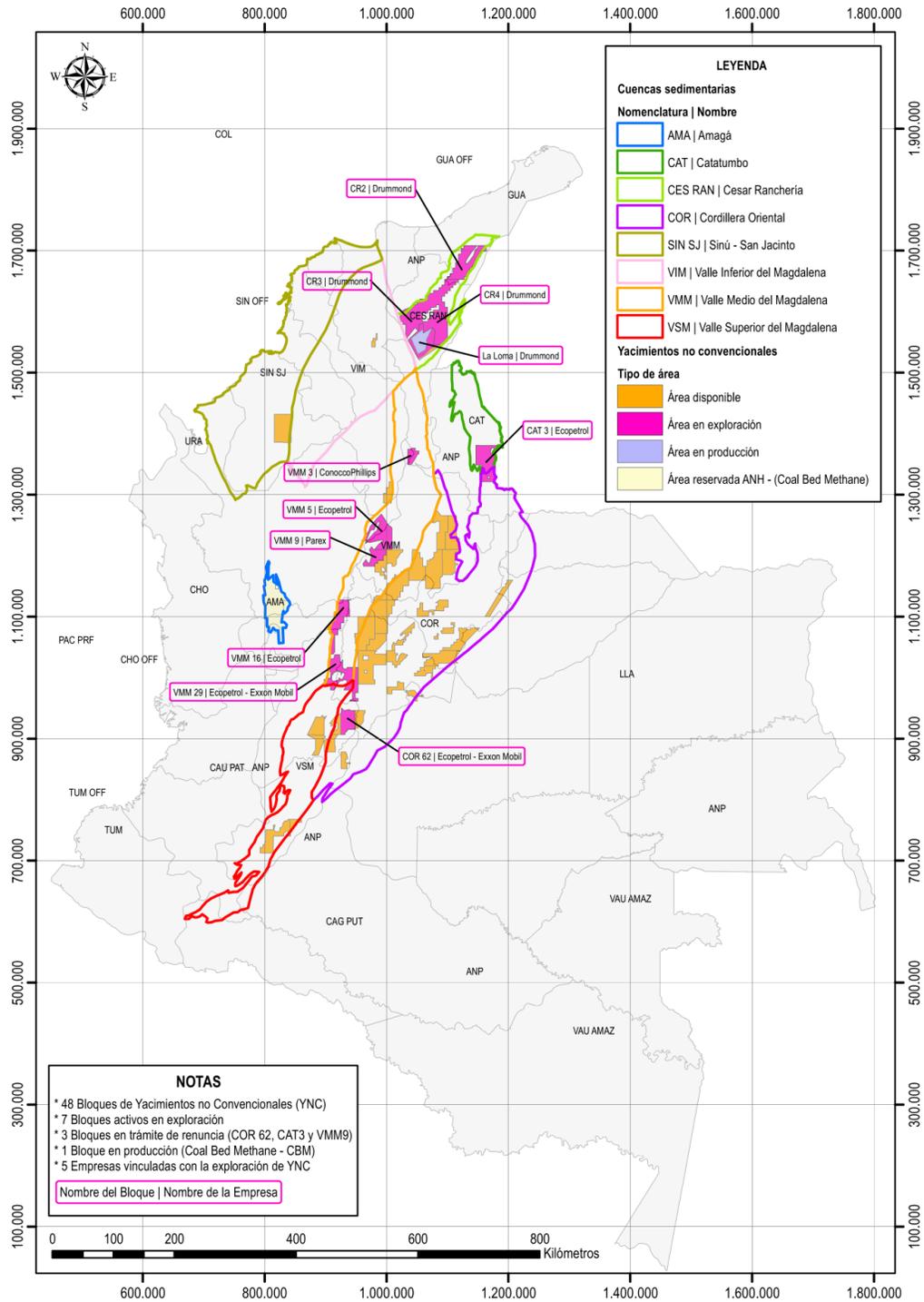


Figura A3-1 Localización de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y de cuencas sedimentarias en Colombia

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 157 de 92

Fuente: Elaboración propia con base en información cartográfica SIAC (2017)

ANEXO 4 LEGISLACIÓN AMBIENTAL A NIVEL INTERNACIONAL RELACIONADA CON LA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

ALCANCE

En el proceso de extracción de hidrocarburos no convencionales, las aguas subterráneas y superficiales podrían verse contaminadas si no se siguen procedimientos de operación adecuados para la fracturación hidráulica o para el manejo y disposición de aguas de producción. El alcance del análisis de los aspectos normativos relacionados con la regulación, monitoreo y seguimiento de la etapa de estimulación hidráulica de los yacimientos en roca generadora se llevará a cabo exclusivamente en los Estados Unidos, Canadá, China y Argentina, tomando como referencia la información de la U.S. EIA (2015), que aseguró que a finales de 2014 estos cuatro países eran los únicos en el mundo que estaban produciendo volúmenes comerciales de gas natural proveniente de formaciones de *shales* (*shale gas*) o crudo de formaciones compactas (*shale oil - tight oil*). Por tal razón, estos países se ven abocados a actuar en las etapas de regulación, seguimiento y monitoreo de las fases de exploración y explotación del crudo y gas de este tipo de yacimientos no convencionales, de los cuales el país deberá tomar lecciones para asegurar un ambiente sano.

PREÁMBULO

A nivel internacional, es innegable que la industria de los hidrocarburos ha hecho esfuerzos para regularse voluntariamente en temas ambientales relacionados con la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Por ejemplo, la IEA ha propuesto veintidós "Reglas de Oro" para ayudar a los gobiernos y a la industria a obtener una "licencia social para operar" (IEA, 2011, 2012). En dichas reglas se brindan orientaciones sobre la medición y divulgación de datos ambientales recopilados, el relacionamiento con comunidades locales, los criterios de elección de ubicaciones de perforación óptimas, las medidas para evitar fugas de pozos, la gestión y disposición de aguas de producción, medidas para evitar el venteo y mínima quema de gas, entre otras. Las "Reglas de Oro" enfatizan los sistemas de monitoreo, reporte y verificación para prevenir impactos ambientales potenciales, incluyendo monitorear la línea base ambiental y el progreso de indicadores ambientales clave, informando y verificando datos sobre, por ejemplo, consumo de agua, generación de aguas residuales y emisiones de metano.

Sin embargo, existe una brecha entre lo promulgado y lo puesto en práctica, pues según la IEA (2012), la aplicación de las "Reglas de Oro" en el desarrollo de gas de esquisto aumenta los costos en un 7 % estimado para un pozo de gas de esquisto individual típico, lo suficiente como para hacer mella en una proporción significativa de ganancias potenciales. Si el incumplimiento no pudiera ser efectivamente diagnosticado y evitado, los costos adicionales de cumplimiento servirían como desincentivos para que las empresas sigan las "Reglas de Oro". Mientras más altos sean los costos de cumplimiento, mayores serán los desafíos para la aplicación (Becker, 1968). Por lo tanto, se debe establecer una regulación ambiental adecuadamente rigurosa acompañada de una aplicación efectiva.

MARCO REGULATORIO

En la siguiente tabla se presenta un marco regulatorio, el cual incluye las normas y estándares más representativos relacionados con el recurso hídrico para el aprovechamiento de yacimientos no convencionales. Dichas normas y estándares tienen injerencia con el monitoreo, generación de informes de cumplimiento ambiental y verificación.

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

País	Normas y/o estándares más representativos relacionados con el recurso hídrico para el aprovechamiento de yacimientos no convencionales
<p>China: Legislación proferida por el Ministerio de Protección Ambiental Chino, y el Departamento Nacional de Administración de Recursos Hídricos.</p>	<p>Nivel Nacional:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Technical specifications for environmental monitoring of groundwater (MEP - HJ/T164-2004). ➤ Technical Guidelines for Environmental Protection in Oil and Natural Gas Exploitation Development for Check and Accept Completed Project (MEP - HJ612-2011). ➤ Law on the Prevention and Control of Water Pollution -Order of the President of the People's Republic of China No.87. ➤ Amendment on the List of toxic Chemicals Severely Restricted on Import and Export in China (Circular No.80 [2006]). ➤ Provisions on the Administration of the Prevention and Control of Pollution in Protected Areas for Drinking Water Sources. ➤ National Environmental Protection Agency, Ministry of Public Health, Ministry of Construction, Ministry of Water Conservancy and Ministry of Geology and Mineral on July 10, 1989. ➤ Law of the People's Republic of China on Prevention and Control of Water Pollution (1984-05-11).
<p>Argentina: A nivel nacional no existe normativa que regule la evaluación ambiental de esta tecnología, siendo las Secretarías Departamentales de Ambiente pioneras en esta acción.</p>	<p>Nivel Provincial:</p> <p><i>Neuquén:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ley 2600: medidas de resguardo y protección ambiental en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas, (Legislatura de la Provincia de Neuquén). ➤ Ley 2735: Certificado de Aptitud Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera, (Legislatura de la Provincia de Neuquén). ➤ Ley 1875 de 1991, modificada por el Decreto 2656 de 1999: principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente en todo el territorio de Neuquén. Legislatura de la Provincia de Neuquén. ➤ Decreto provincial 1483 de 2012 de la Gobernación de la Provincia de Neuquén: normas y procedimientos para exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

	<p>➤ Proyecto de Ley 8474 - Expediente E-009/ 14 de la Provincia de Neuquén sobre la protección, mejoramiento y defensa del ambiente y para el uso eficiente de los recursos, la prevención y reducción de impactos y riesgos derivados de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.</p> <p><i>Mendoza:</i></p> <p>➤ Decreto reglamentario para la evaluación de impacto ambiental para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Territorial de la Provincia de Mendoza. Marzo 9 de 2018.</p> <p>➤ Decreto 170/08: Evaluación de Impacto Ambiental en Hidrocarburos. Poder Ejecutivo Provincial de Mendoza, febrero 7 de 2008.</p>
<p>Estados Unidos: la U.S. EPA, USGS, USDE, y Agencias de Protección Ambiental Estatales en donde se realiza la actividad</p>	<p>Nivel Nacional:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Underground Injection Control Program. US Congress -Code 40 CFR Part 144-. ➤ State UIC Program Requirements. US Congress -40 CFR Part 145-. ➤ UIC Program Criteria and Standards -40 CFR Part 146-. ➤ State UIC Programs -40 CFR Part 147-. ➤ Identification and Listing of Hazardous Waste -40 CFR Part 261-. ➤ Oil and Gas Extraction Point Source Category -40 CFR Part 435-. ➤ New Sources Performance Standards -40 CFR Part 60-. ➤ Resource Conservation and Recovery Act (RCRA): regulation of crude oil and natural gas exploration and production of oil and natural gas are excluded from hazardous waste regulations under Subtitle C of RCRA. ➤ Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels. Underground Injection Control Program Guidance # 84. <p>Nivel estatal (más relevantes):</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Oil and Gas Wells. Agency: Pennsylvania, Code: Commonwealth of Pennsylvania, Code: 25 PA Code 78,

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Water Resources Planning. Region: Pennsylvania, Agency: Commonwealth of Pennsylvania, Code: 25 PA Code 110. ➤ Protection of Water Supplies. Region: Pennsylvania, Agency: Commonwealth of Pennsylvania, Code: 58 PA Code 3218. ➤ Water Quality Certification: Region: Texas. Agency: Texas Secretary of State. Code: 30 TA Code 1.279.
<p>Canadá: Agencias provinciales de Protección Ambiental Estatales en donde se realiza la actividad</p>	<p>Nivel Nacional</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ The Oil and Gas Activities Act General Regulation. ➤ The Drilling and Production Regulation (DPR). ➤ The Environmental Protection and Management Regulation (EPMR). ➤ The Oil and Gas Waste Regulation. ➤ The Consultation and Notification Regulation (CNR). ➤ The Emergency Management Regulation. <p>Nivel Provincial</p> <p><i>Alberta:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Directive 008 (Surface Casing Depth Requirements), Directive 009: Casing Cementing Minimum Requirements, Directive 020: Well Abandonment, Directive 047: Waste Reporting Requirements for Oilfield Waste Management Facilities, Directive 050 Drilling Waste Management, Directive 51: Injection and disposal wells, Directive 058: Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry, Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements, Directive 083: Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity. <p><i>British Columbia:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ The Oil and Gas Activities Act, the Petroleum and Natural Gas Act, the Environmental Management Act, the Heritage Conservation Act, the Land Act and the Water Act.

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

REGLAS DE ORO PARA UNA ERA DORADA DEL GAS

Según la IEA (2012), las siguientes son las reglas de oro que se deberían cumplir a fin de que la industria de los hidrocarburos obtenga unos resultados medioambientales y la aceptación pública que les haga acreedores de una “licencia social para operar” dentro de una jurisdicción determinada, de modo que abra el camino para la explotación de gas natural no convencional a gran escala, aumente la oferta de gas natural y convierta la era dorada del gas natural en una realidad.

A. Mide, divulga y comprométete

1. Consolida un compromiso con las comunidades locales, residentes y demás partes interesadas, en cada fase de un proyecto, empezando antes de la exploración; brinda oportunidades suficientes para emitir comentarios sobre los planes, las operaciones y el desempeño; escucha las preocupaciones y responde adecuadamente y con prontitud.
2. Establece líneas base para los principales indicadores ambientales, como calidad del agua subterránea, antes de comenzar las actividades, y monitoriza las operaciones de manera continua.
3. Mide y divulga datos operativos sobre el uso del agua, volúmenes y características de aguas residuales y sobre emisiones a la atmósfera de metano y otros gases, junto con la publicación completa y obligatoria de aditivos para fluidos de fractura y volúmenes empleados.
4. Minimiza la interrupción durante las operaciones, teniendo una visión amplia de las responsabilidades sociales y medioambientales, asegurándose que los beneficios económicos sean también percibidos por las comunidades locales

B. Ten cuidado dónde perforas

5. Elige bien los sitios para minimizar los impactos en las comunidades locales, patrimonio, uso de tierra, medios de vida de los individuos y el medioambiente.
6. Estudia apropiadamente la geología de la zona para tomar decisiones inteligentes acerca de dónde perforar y dónde llevar a cabo la fractura hidráulica: evalúa el riesgo de terremotos asociados a las fallas profundas u otras características geológicas o aquellos riesgos asociados a que los fluidos pasen a través de estratos geológicos.
7. Monitoriza para asegurarse que las fracturas hidráulicas no se extiendan más allá de las formaciones para la producción de gas.

C. Aísla los pozos y evita fugas

8. Establece reglas sólidas para el diseño, construcción, cimentación y pruebas de integridad del pozo, como parte de una norma general de actuación, de manera que las incidencias en las formaciones de gas deben estar completamente aisladas de otros estratos penetrados por el pozo, particularmente acuíferos de agua dulce.
9. Considera límites apropiados de profundidad mínima en la fractura hidráulica para fortalecer la confianza del público en el sentido que dicha operación sólo se llevará a cabo lejos del nivel freático.
10. Lleva a cabo medidas para prevenir y contener los derrames y fugas en la superficie y garantiza que todos los residuos líquidos y sólidos se desechen apropiadamente.

D. Usa el agua de manera responsable

11. Reduce el uso de agua dulce mediante la mejora en la eficiencia operativa; reúsala o recíclala siempre que sea posible para reducirla carga sobre los recursos hídricos locales.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 163 de 92

12. Almacena y disponga de manera segura las aguas residuales generadas.
13. Minimiza el uso de aditivos químicos y promover el desarrollo y uso de alternativas más amigables con el medio ambiente.

E. Elimina el venteo, minimiza la quema y otras emisiones

14. Establece el objetivo de venteo cero y quema mínima de gas natural durante la terminación del pozo y tratar de reducir las emisiones fugitivas y venteo de gases de efecto invernadero durante toda la vida productiva de un pozo.
15. Minimiza la contaminación del aire generada por los vehículos, maquinaria de perforación, motores de bombeo y compresores.

F. Piensa en grande

16. Busca oportunidades para lograr economías de escala y desarrollo coordinado de la infraestructura local, para reducir el impacto ambiental.
17. Toma en cuenta el impacto acumulado y efectos regionales en el medio ambiente de múltiples actividades de perforación, producción y distribución, en particular el uso y disponibilidad del agua, uso del suelo, calidad del aire, tráfico y ruido.

G. Garantiza una actuación consistente y de alto nivel en materia medioambiental.

18. Asegura que el nivel estimado de la producción de gas no convencional sea acorde al respaldo político y recursos necesarios para establecer una regulación sólida, personal suficiente que permita su cumplimiento, e información pública y confiable.
19. Encuentra un equilibrio apropiado para la formulación de políticas públicas entre la regulación normativa y la basada en resultados, con el fin de garantizar altos estándares de operación al tiempo que se promueve la innovación y la mejora tecnológica.
20. Asegura que los planes de acción durante emergencias sean robustos y correspondan a la escala de riesgo.
21. Busca la mejora continua de las normas y prácticas operativas.
22. Reconoce la necesidad de evaluaciones y verificaciones independientes sobre el cumplimiento en materia medioambiental.

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

CASO CHINO

China ha visto de cerca el desarrollo creciente de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos, dado que cuenta con inmensas reservas de *shale gas*, que los obliga a implementar la estimulación hidráulica, pero que a su vez los beneficiaría en la reducción de precios del gas natural, de emisiones de CO₂, en la estimulación económica de su industria y en el reemplazo del carbón para generar electricidad (Krupnick, Wang & Wang, 2014).

Bajo el anterior panorama, el país asiático cuenta con un ambicioso plan de explotación de gas de esquisto, en parte impulsado por la creciente demanda de energía, pero con condiciones ambientales cada vez más desafiantes y además con escasos registros de cumplimiento de la política ambiental, pese a ello su Gobierno ha evidenciado interés por realizar mejoras. No obstante, según Guo, Xu & Chen (2014), las regulaciones ambientales actuales sobre el desarrollo de este tipo de yacimientos en particular no proporcionan una penalización severa ni altas tasas de detección, quizás porque su desarrollo no se ha masificado, o por la debilidad de sus políticas ambientales en temas de monitoreo, regulación y verificación.

En China, el gobierno central asume la responsabilidad de la formulación de políticas ambientales nacionales. Con base en las regulaciones promulgadas por el Ministerio de Protección Ambiental Chino (MEP) y otros Ministerios a nivel central, los gobiernos locales formulan regulaciones específicas o medidas administrativas, siendo las provincias los principales reguladores en la aplicación de dichas políticas. En lo relacionado a la gestión ambiental a nivel provincial, específicamente en la regulación de los impactos ambientales, se mantiene el acato de las medidas regulatorias establecidas por el gobierno central. Sin embargo, según Guo, Xu & Chen (2017), China debería mejorar significativamente en la dimensión de implementabilidad y prestar atención urgente a los sistemas de MRV (monitoreo, reporte y verificación) actualmente débiles en el tema de la contaminación del agua.

Según Tong, L., Zhou, X. & Li, H. (sf), son tres los impactos ambientales más relevantes a nivel actual y a futuro en China, a saber:

1. Ocupación de tierras e impactos ecológicos causados por grandes cantidades de pozos: Los recursos de crudo y gas de esquisto repartidos en áreas extensas con bajas concentraciones de hidrocarburos por unidad de área (caso singular chino dada las grandes variaciones laterales de las capas de *shales*) han dado como resultado que se deban perforar una gran cantidad de pozos para obtener cantidades comerciales. En China, la ecología en el norte es frágil y la mayoría de los campos de crudo y gas de esquisto favorables en el sur están situados en áreas montañosas donde el suelo productivo tiene un área limitada. Por lo tanto, se debe prestar atención a la ocupación de la tierra y los problemas de perturbación de la superficie resultantes de la perforación de pozos, así como a proporcionar protección ecológica adecuada. Además, se debe considerar la competencia entre el desarrollo de crudo y gas de esquisto y la agricultura, la ecología y los usos locales de la tierra.
2. Suministro de agua y su contaminación aunada a altos consumos de agua: El desarrollo de un proyecto de gas de esquisto incluye principalmente exploración, perforación y terminación de pozos. Las tecnologías clave son la perforación horizontal y la fracturación hidráulica. El *fracking* es un proceso altamente intensivo en agua. Incluso con una alta tasa de flujo, su consumo de agua puede ser 10 veces mayor que la producción de gas convencional. Esto limitará el desarrollo de gas de esquisto en áreas con escasez de agua y afectará el consumo sostenible de los recursos hídricos locales.
3. Impactos en la calidad del aire y el cambio climático que no pueden ser ignorados: El gas natural es la principal fuente de emisiones de metano antropogénico, COV y otros contaminantes del aire. Las reservas de gas de esquisto en China también contienen niveles peligrosos (> 1 %) de H₂S. La

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

recolección y el tratamiento inadecuados de estos contaminantes atmosféricos afectarán la calidad del aire local. En comparación con el gas convencional, el desarrollo de gas de esquisto tiene un mayor riesgo de liberación de gases de efecto invernadero (especialmente de metano). Dada la alta densidad de población en el suroeste de China, los impactos de la contaminación del aire y el cambio climático no deben descuidarse.

Regulaciones en cuanto al consumo de agua

En China, los derechos de uso del agua son administrados por el Estado; para el año 2006, entraron en vigor las regulaciones administrativas de permisos y cobros por uso de agua. Los operadores están obligados a solicitar permisos de extracción de agua bien sea a las Agencias Provinciales de Administración de Recursos Hídricos o a Agencias de Gestión autorizadas de las Cuencas de los Ríos, para ello, los operadores deben instalar infraestructuras de medición e informar sobre volúmenes extraídos anualmente para una verificación adicional. Los operadores también deben proporcionar información de producción, de sus principales productos y el valor total de la producción, a fin de estimar un consumo de agua por unidad producida.

La autoridad emisora del permiso de uso de agua es la responsable de verificar los datos sobre el consumo del recurso informado por los operadores y de inspeccionar el consumo de agua para los proyectos en los que se solicitó la concesión. El gobierno chino ha establecido unas cuotas de consumo para 13 grandes industrias consumidoras de agua, así como a nivel provincial. Sin embargo, la extracción de gas no ha sido incluida; provincias ricas en gas como Xinjiang no han establecido en sus estándares cuotas de consumo para esta industria en particular.

Desde el punto de vista de la implementación, las regulaciones de China aún tienen mucho por mejorar. Muchas provincias con altas reservas de gas de esquisto corresponden a áreas de escasez de agua (Smakhtin, Revenga & Döll, 2004). Es importante que el Departamento de Administración de Recursos Hídricos en China establezca un sistema estricto de monitoreo, reportes y verificación de uso del agua para la industria de los yacimientos no convencionales para asegurar una implementación efectiva del sistema de permisos de extracción de agua y para alentar a los operadores a aumentar la eficiencia relacionada con el consumo de del recurso. Sin embargo, la supervisión existente y la metodología de reporte para el consumo de agua en China no se traducen en una verificación efectiva. El problema podría ser especialmente serio para las mismas operadoras debido a un mayor desafío en torno a la verificación.

Monitoreo

Con el propósito de proteger las aguas subterráneas por las actividades de la industria del petróleo y el gas, el MEP promulgó en 2012 la Política Técnica para la Prevención y Control de la Contaminación de la Industria de Explotación de Petróleo y Gas, en el que se exige la construcción de piezómetros en los campos petroleros, (MEP, 2011). Por otro lado, sus métodos y requisitos de monitoreo deberían estar de acuerdo con las *especificaciones técnicas para el monitoreo ambiental de las aguas subterráneas (HJ / T164-2004)*, y con las *directrices técnicas para la protección del medio ambiente en el desarrollo de proyectos de explotación de petróleo y gas natural -verificación y aceptación de proyectos culminados- (HJ612-2011)*. Sin embargo, todavía no se ha establecido un estándar de calidad de agua de fluidos inyectados en el agua subterránea; lo cual ha causado serios problemas de contaminación y se ha convertido en un problema muy desafiante en el país. En 2009, análisis de datos de 641 pozos de monitoreo en ocho provincias mostró que el 73.8 % estaba muy contaminado (categoría IV o V en Estándar de calidad del agua subterránea de China) (MEP, 2011), en donde

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

los principales causantes de estos problemas de contaminación han sido el sector industrial (responsable de una incidencia incrementada de cáncer, especialmente gastrointestinal), agropecuario (responsable de una gran extensión de contaminación con amoníaco, fósforo y pesticidas, los cuales tienen efectos en la salud humana y desde el punto de vista ecológico); y finalmente, se ha establecido una derivación de contaminantes producidos por el sector industrial y que se han denominado elementos tóxicos geogénicos (particularmente arsénico), que causa arsenicosis crónica, lesiones y cáncer de piel en muchas regiones áridas y semiáridas de China.

La mayoría de las instalaciones en la industria de extracción de petróleo y gas en China se clasifican en la categoría llamada *fuentes clave de contaminación a nivel nacional*, por tal razón, se encuentran parcialmente reguladas por el llamado *programa de gestión de monitoreo automático de fuentes de contaminación* (OPSC, 2007). En este programa, las instalaciones de producción de gas tienen responsabilidad de instalar equipos de monitoreo automático e implementar el monitoreo de descarga de contaminantes, como aguas residuales, según sea necesario.

Reportes

En el Programa de Monitoreo Automático de Fuentes de Contaminación de China, los datos de monitoreo se informarán en línea al centro de monitoreo del departamento de protección ambiental. Este sistema de monitoreo automático puede informar los datos con una gran frecuencia, por ejemplo, cada diez minutos, sujeto a los requisitos de las oficinas locales de protección del medio ambiente.

Verificación

En China, la información reportada en el sistema automático así como el cumplimiento y las regulaciones de monitoreo en los bloques petroleros deberán ser verificados por la autoridades de protección ambiental y autoridades superiores. Sin embargo, esta configuración no ha sido satisfactoria. La falta de estándares de gestión detallados, deficiencias técnicas de equipos automáticos de monitoreo ambiental y operaciones ilegales son las principales causas de datos de monitoreo falsos o inexactos (Li et al., 2011; Ni, 2010). En trabajos de campo de Guo, Xu & Chen. (2014), se evidenció que estos equipos aún faltaban en gran parte de los sitios de perforación y que la eliminación inadecuada de aguas residuales no había sido efectiva desalentada por evadir los altos costos de un tratamiento adecuado. Según el Guangdong Price Bureau (2010), para ese año en China el costo de tratamiento de una tonelada de aguas residuales es de aproximadamente 0,15 USD, en tanto que para las aguas residuales de *shale gas* es de 45 USD/ton, esta diferencia abismal fomenta una disposición ilegal de estas aguas.

CASO ESTADOUNIDENSE

Regulaciones en cuanto al consumo de agua

Estados Unidos se caracteriza en tener una legislación robusta sobre contaminación del agua, pero una regulación débil sobre el consumo del recurso hídrico. Allí, el aprovechamiento y uso de aguas superficiales son regulados por un sistema de común de leyes estatales bajo dos doctrinas diferentes. Por ejemplo, en algunos estados, como Pennsylvania, los derechos de uso agua son conferidos por el estado a través de derechos ribereños bajo el sistema de derecho común; mientras que en otros estados, como Colorado, tales derechos se otorgan mediante derechos de apropiación previa; estos últimos derechos generalmente ocurren en la parte occidental de los Estados Unidos, debido a su relativa escasez de agua. En Texas, donde se

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

concentran cinco grandes yacimientos de gas de esquisto, los operadores están obligados a aplicar a la Comisión de Texas en Calidad ambiental en lo relacionado al derecho de uso de aguas superficiales para la etapa de producción y presentar informes de uso de agua anualmente (TCEQ, 2012). El agua subterránea en Texas generalmente es propiedad de los dueños de la tierra, y los aprovechamientos para actividades exploratorias de petróleo y gas están exentos de control bajo el código de agua del estado (Rahm, 2011; Nicot & Scanlon, 2012). En términos generales, según Guo, Xu & Chen (2017), los Estados Unidos tiene regulaciones inadecuadas en aspectos de monitoreo, verificación y regulación en lo que a aguas subterráneas se refiere.

Monitoreo

Estados Unidos es quizás el país que tiene regulaciones técnicamente más robustas para prevenir, controlar y monitorear la contaminación del agua. En la Ley de Agua Potable o *Safe Water Drinking Act*, la inyección de fluidos en pozos es un aspecto clave en temas de monitoreo; la U.S. EPA tiene potestad para prevenir la contaminación de acuíferos por actividades de inyección, específicamente en las normas 40 CFR Partes 144-147, allí, los pozos clases II son los destinados a la inyección de fluidos derivados de la producción de *shale gas*, a los cuales se les debe monitorear la presión de inyección, el caudal y volumen acumulado, con frecuencias que varían de diario a mensual para diferentes operaciones. Además de la calidad de aguas subterráneas, la naturaleza de los fluidos inyectados debe ser monitoreada por el propietario u operador utilizando los métodos descritos en las normas 40 CFR 136.3 y 261 al menos una vez al año para el primer año de autorización (U.S. EPA, 1983a).

Por otro lado, la U.S. EPA ha establecido un programa de control de inyección en el subsuelo (UIC, por sus siglas en inglés), con unos requisitos mínimos; a nivel estatal, los requerimientos de estos UIC'S deben ser iguales o más estrictos. A manera de ejemplo, en Ohio se establece un monitoreo continuo entre el espacio anular del casing y el tubing, requisito que no está incluido en la regulación de la U.S. EPA.

Con relación al manejo de fluidos de retorno y aguas de producción, según el *Clean Water Act*, la extracción del gas de esquisto se regula por la Guía Nacional de Limitación de Efluentes. Por otro lado, según la Norma 40 CFR Part 435.32, está prohibida para su extracción cualquier descarga de contaminantes de aguas residuales en aguas navegables, lo que incluye las etapas de producción, exploración, perforación, terminación y tratamiento de pozos.

La U.S. EPA brinda a operadores y contratistas diferentes tecnologías que los ayudan a evitar infracciones a su normatividad ambiental. Según la U.S. EPA (2011b), una cantidad significativa de las aguas residuales de la extracción de gas de esquisto requieren una adecuada eliminación de desechos, pero muchas de las plantas de tratamiento existentes no están debidamente equipadas para hacerlo, por tal razón, la U.S. EPA publicó los estándares de pretratamiento propuestos para estas aguas residuales en particular en el año 2015 (U.S. EPA, 2015). Finalmente, en muchos estados las leyes y regulaciones sobre aguas, los derrames accidentales y vertimientos deben notificarse a las agencias ambientales estatales. Otras formas de detectar infracciones, son principalmente a través de los sistemas estatales de monitoreo e información para aguas superficiales y subterráneas.

Reportes

En el Programa de control de inyección en el subsuelo de los EE. UU., el propietario u operador de un pozo de inyección tiene la responsabilidad de presentar los siguientes informes al director del Programa UIC de la U.S. EPA: (A). Un informe, síntesis de los resultados de los registros eléctricos y de ultrasonido durante la perforación

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

y construcción de cada pozo (U.S. EPA, 1980); (B). Un informe que notifica la construcción completa de la estructura; (C) un informe de monitoreo anual que incluye los datos de monitoreo de los fluidos inyectados; y (D). Informes de emergencia en el caso del suceso de un evento que pueda poner en peligro la salud humana o el medio ambiente (U.S. EPA, 1983a).

Por otro lado, los informes de infracciones y de cumplimiento de los permisos ambientales otorgados, son preparados por las Autoridades Ambientales Estatales, la dirección estatal o la U.S. EPA para luego remitirlos a la U.S. EPA, dependiendo de la Autoridad, cada trimestre y año. Para informes trimestrales, se debe incluir información detallada de las evidencias de incumplimiento para cada titular del permiso, así como las medidas tomadas por el Director, en tanto que los informes anuales se centran más en información estadística de todo el año (U.S. EPA, 1983a).

Verificación

En los Estados Unidos, las facilidades de producción, equipos, prácticas u operaciones deben ser inspeccionados en tiempos razonables por la U.S. EPA o la Agencia Ambiental Estatal. Además, los informes de incumplimiento deben estar disponibles, para que el público pueda realizar inspecciones (U.S. EPA, 1983a).

Los programas estatales deben mantener un programa de inspección para verificar la adecuación del monitoreo y la exactitud de los datos presentados por los permisionarios bajo el Programa UIC. (U.S. EPA, 1983b).

CASO ARGENTINO

Según Alonso (2014), en noviembre de 2011 la empresa YPF dio a conocer públicamente la existencia 927 millones de barriles equivalentes de petróleo provenientes de yacimientos no convencionales en la provincia de Neuquén. Desde ese momento, en Argentina ha tomado especial relevancia el tema de la estimulación hidráulica y la mediática formación geológica de Vaca Muerta. Lo cierto es que mucho se dice desde los medios de comunicación, desde las ONG, desde la industria y desde la política sobre esta actividad, con mensajes contradictorios para el público y a veces muy tendenciosos.

Este país empezó a figurar a nivel internacional en el potencial de sus yacimientos de hidrocarburos no convencionales a raíz del Informe de la U.S. EIA en 2013 denominado *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. Allí se menciona a la formación geológica de Vaca Muerta como de principal interés, otorgándole a este país el ser el cuarto poseedor mundial de *shale oil* y el segundo poseedor mundial de *shale gas*, siempre hablando de hidrocarburos técnicamente recuperables.

Al día de hoy a nivel nacional, la máxima autoridad ambiental de ese país no ha emitido regulación formal en la materia. Dada la organización provincial de esta nación y en virtud de la Ley 26.196 que en su artículo 2 establece que establece que "(...) las Provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

hidrocarburos”, y por otro lado, “(...) que la Ley Provincial 7526, en su Artículo 1 dispone que los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, así como toda otra fuente natural de energía sólida, líquida o gaseosa, situada en subsuelo y suelo, pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado Provincial”. Las provincias que han dado pasos en el tema de los no convencionales han sido aquellas en donde mayormente se extiende la denominada Cuenca Neuquina de los yacimientos no convencionales Neuquén y Mendoza.

Provincia de Mendoza:

- Como criterio para la aprobación de los distintos proyectos hidrocarburíferos debe presentarse la denominada "*Declaración de Impacto Ambiental*".
- La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales deben contar previamente con licencia ambiental, previamente presentando el documento denominado Estudio Ambiental Previo (EAP) ante el Ministerio de Medio Ambiente Argentino.
- Las empresas petroleras que operan en la Provincia de Mendoza, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 437/1993, deben presentar un "*Informe de Partida*" en donde se consigne el estado de sus instalaciones por áreas, yacimientos, pozos, etc., con especificación detallada sobre los planes, técnicas y obras existentes o a realizar para la prevención y disminución de impactos ambientales y que será completado año a año por un "*Informe de Situación*", en el cual se consignen todas las variaciones producidas con respecto al Informe de Partida, incluyendo las acciones ambientales ocurridas durante el lapso reportado y las medidas de contingencia adoptadas, además de los monitoreos de obras y tareas presentados para tal fin.
- Los operadores deben realizar un análisis de riesgo a fin de contemplar los pasivos ambientales de esta técnica así como los sectores más frágiles que pueden ser impactados por la existencia de agua superficial o subterránea, sectores poblados o agrícolas, áreas protegidas o cercanías y ecosistemas frágiles.
- Los operadores deben adquirir un Seguro Ambiental contra accidentes y perjuicios causados por los concesionarios al entorno ambiental del área y/o yacimiento bajo la figura de seguro de responsabilidad civil, caución, fianza bancaria, fondo de reparación u otra garantía equivalente.
- Para yacimientos de hidrocarburos no convencionales el operador debe proveer (I): En cuanto a datos de los pozos (características; formación; acuíferos, esquema, locaciones múltiples), (II): datos de la integridad de los pozos existentes sobre corrosión; hermeticidad y cementación. (III): datos del proceso de fractura que incluyen ensayos de presión; intercomunicación y cantidades, (IV): datos del recurso hídrico a utilizar en lo relacionado a origen, permisos y almacenamiento, (V): datos de los aditivos a utilizar en la estimulación sobre su análisis y declaración juramentada, (VI): datos del agua de retorno en cuanto a análisis, almacenamiento y tratamiento), (VII): datos de sismicidad, sobre estudios de riesgos y fallas, (VIII): medidas de prevención y mitigación en cuanto al cuidado del suelo, agua y aire) y (IX): medidas de control - plan de monitoreo.
- En cuanto a aspectos restrictivos del recurso hídrico en yacimientos de hidrocarburos no convencionales: para yacimientos en explotación se deberá utilizar preferentemente agua de formación, se prohíbe el uso de agua subterránea con aptitud para uso humano y el agua de retorno será controlada en calidad y destino.
- El *flowback* no podrá ser almacenado previa y durante su tratamiento en receptáculos a cielo abierto ni vertido en piletas naturales o artificiales de infiltración y/o evaporación, pozos absorbentes, cavados, perforados, sumideros o inyectores, cualquiera sea su profundidad, que de algún modo puedan estar vinculados o conectados a acuíferos libres o confinados y que sean susceptibles de contaminar o alterar la calidad de las aguas subterráneas.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 170 de 92

- El permisionario, concesionario y/u operador propondrá un Plan de Monitoreo para controlar la calidad del recurso hídrico subterráneo. La campaña de monitoreo se realizará bimestralmente y los informes con los resultados analíticos serán presentados a la autoridad de aplicación ambiental e hídrica siendo esta última la que deberá evaluarlos.
- La Autoridad de aplicación podrá declarar áreas y radios mínimos de exclusión de la actividad hidrocarburífera no convencional en función de la existencia de centros urbanos, poblaciones, establecimientos industriales o agrícolas, áreas naturales protegidas o zonas de especiales condiciones ecológicas, cursos de agua, glaciares y zonas periglaciares o en aquellas en que actividades y recursos sean susceptibles de ser afectados negativamente por la misma.
- Las Empresas están obligadas a reportar al (RSAPP- Registro de la Situación Ambiental de la Producción Petrolera) cualquier hecho que provoque algún perjuicio, actual o potencial, al ambiente ocurrido durante el proceso de exploración, explotación, transporte, almacenamiento y refinamiento, dentro de las doce horas de ocurrido el hecho.
- Como parte de los estudios previos en la fase de explotación el operador debe proveer: (I): El estado de la cementación perfiles con registros CBL y VDL. (II): En el caso de un pozo reprofundizado perfil de corrosión, (III): Prueba de hermeticidad de casing, (IV): Evaluación de la corrosión del casing y (V): Prueba de integridad. En lo relacionado en el proceso de fractura: Entre otros incluye el mostrar el esquema de fracturas, la presión aproximada de fractura, el consumo de agua aproximado por fractura, un análisis de intercomunicación con pozos adyacentes que debe considerar toda la información geológica y geofísica relevante.

Provincia de Neuquén:

- La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales deben contar previamente con licencia ambiental, previamente presentando el documento denominado Estudio Ambiental Previo (EAP) ante el Ministerio de Medio Ambiente Argentino, y en los casos en que la Autoridad Ambiental Provincial estime conveniente, deben anexar un análisis de riesgos para su ejecución. Los operadores antes de ejecutar labores de exploración y explotación deben contar con un certificado de aptitud ambiental (cuya renovación es anual y es de potestad provincial) y que garantice medidas de resguardo y protección ambiental, producto de la revisión del Monitoreo Anual de Instalaciones, Obras y Tareas (MAIOT) y del Plan de Gestión Ambiental por el desarrollo de este tipo de actividades.
- Las empresas están obligadas a reportar cualquier hecho accidental, imprevisto o siniestro que provoque algún perjuicio actual o potencial al medioambiente, ocurrido durante las actividades de exploración, perforación, explotación, transporte o almacenamiento de petróleo o manejo de residuos generados en las mismas, dentro de las 48 horas de producido y a efectuar ante la contingencia, todas las medidas preventivas y correctivas que la buena técnica exige, a fin de evitar y mitigar los daños o alteraciones producidas al ambiente hasta la intervención de la autoridad municipal y provincial de contralor ambiental.
- Se permite la reinyección de aguas de formación desde que se demuestra su factibilidad técnica.
- Almacenamiento de agua para operaciones de fractura en piletas al aire libre e impermeabilizadas con láminas de polietileno, geomembranas de alta densidad (espesor mínimo de 800 micrones),
- En la apertura de piletas de lodos y residuos de perforación y terminación, el operador deberá constatar previamente que no existe agua subterránea dulce en el subsuelo. Se considera agua dulce aquella agua subterránea cuyos contenidos en sales totales no supere los 3000 ppm o que su conductividad específica no sea mayor de 4000 micromhos por centímetro.
- Para la protección de acuíferos se exige aislamiento con tubería y cementación la zona de acuíferos. Para ello se exigen los perfiles, para control de posición de las cuplas de la cañería de entubación y

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la tubería como a la formación. Control de hermeticidad e integridad de entubación.

- Prohíbe el uso de agua subterránea para perforación y terminación de pozos no convencionales, en la producción de hidrocarburos convencionales esta operación si se encuentra permitida.
- Prohíbe el vertimiento a cuerpos superficiales de aguas provenientes de *flowback* bajo cualquier condición.
- Obligación de tratamiento para reúso para la siguiente perforación y estimulación hidráulica.
- Considera al *flowback* como un residuo peligroso y debe ser alojado en tanques cerrados para su tratamiento, acondicionamiento y posterior reúso.
- Requiere descripción y procesos del sistema de tratamiento de *flowback*, los cuales serán escogidos por la Autoridad Ambiental dependiendo de las características fisicoquímicas de estas aguas.
- Declaración jurada de productos químicos utilizados con su correspondiente hoja de seguridad.
- Se requiere un plan de gestión del agua para el proceso de estimulación hidráulica.
- Considera un consumo de agua superficial de 15 000 m³ por cada estimulación hidráulica. Reza en el Decreto provincial 1483 de 2012 que: "(...) esto representa el 0,067 % del total del caudal mínimo anual frente al 5 % que se utiliza en el abastecimiento de las poblaciones, sumadas a las actividades industriales e irrigación del total del caudal mínimo anual de los recursos que aportan los ríos Limay, Neuquén y Colorado; descargando al mar el 94 % restante sin ser utilizado".
- Para el *flowback* una vez haya sido tratado, se proponen las siguientes alternativas de reutilización y disposición: reúso en la industria hidrocarburífera, reúso en riego de un proyecto productivo o de recomposición ambiental del área intervenida o disposición final en pozo sumidero.

CASO CANADIENSE

En este país existen ocho entidades encargadas del buen uso, aprovechamiento y seguimiento ambiental de los recursos de petróleo y gas natural (AER, BCOGC, NBNG, NLDNR, OROGO, NSDE, OMNR, PBIEM, PEIDFEMA, QNR, SER, y YDEMR) y que corresponden a las Provincias de Alberta, B. Columbia, N. Brunswick, Labrador, Provincias Noroccidentales, N. Escocia, Ontario, Manitoba, P. Edwards, Quebec, Saskatchewan y Yukón, respectivamente. Un operador debe tramitar todos los servicios para la construcción de un pozo no convencional y de aprovechamiento de agua a estas entidades. Vale la pena resaltar que British Columbia y Alberta son provincias que tienen una larga historia de producción utilizando la técnica de estimulación hidráulica y son líderes en sus regulaciones y prácticas, seguidas de Saskatchewan y Manitoba, provincias a donde se extiende el *shale* de Bakken (OIGI, 2018).

Pese a lo anterior, existen otro tipo de entidades con injerencia en los temas de fracturamiento hidráulico, sin que ello implique un control normativo, por ejemplo, las autoridades municipales controlan asuntos ambientales locales, incluida la gestión de aguas residuales y la protección local del agua potable. Finalmente, los gobiernos aborígenes tienen un papel importante en los procesos de toma de decisiones si hay una posibilidad razonable de que sus derechos puedan ser infringidos, si estos yacimientos se encuentran en títulos aborígenes o en áreas de reserva natural (CPU, 2015).

Tal y como sucede en los Estados Unidos, en Canadá, los operadores de yacimientos no convencionales se encuentran obligados, en su mayoría, a publicar las sustancias químicas que se emplean en los fluidos de estimulación, los cuales se encuentran documentados en el Portal FracFocus Canadiense, pues en las provincias de Saskatchewan y Manitoba, los operadores no están obligados a revelar la composición química de sus fluidos de fractura (Minkow, 2017). Por otro lado, la industria ha desarrollado procedimientos operativos

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

entre los cuales se destacan los de mejores prácticas, prácticas recomendadas y códigos de conducta; información que se encuentra documentada y que propende por utilizar las aguas superficiales y subterráneas de manera eficiente, velando por su calidad, cantidad, aumento del reúso de agua y revelando volúmenes de consumo en las actividades de exploración y producción de yacimientos no convencionales con el fin de provocar el menor impacto ambiental posible.

Provincia de Alberta

Allí se empezó a usar esta técnica desde 1950 y más de 174 000 pozos han sido fracturados; para 2014, más de 7700 pozos han sido fracturados por multietapas. En esta provincia la estimulación hidráulica es prohibida en yacimientos someros. Por lo general, los yacimientos no convencionales pertenecen a la Formación Duverney, la cual está a 3000 m de profundidad. Los acuíferos (considerados con TDS de hasta 4000 ppm), en esta provincia están hasta los 600 m de profundidad.

Por otro lado, se tiene establecido que los pozos que aprovechen este tipo de yacimientos deben tener un sistema dual de protección: el primario, capaz de contener y aislar los fluidos de fractura y el secundario, capaz de proporcionar control de pozo en caso de falla de la barrera primaria, lo cual debe ir complementado de un sistema de monitoreo para detectar y permitir una respuesta a una falla de la barrera primaria. Además, se debe garantizar que el *casing* de superficie se encuentre debajo del nivel más profundo zona de agua utilizable (25 m). Finalmente, los operadores deben realizar una prueba de integridad de presión antes de comenzar las operaciones y entre los 60 a 90 días de haber culminado el fracturamiento hidráulico; al abandonar el pozo, se deben hacer ensayos de migración de gases (AER, 2013).

En cuanto a requisitos de cementación, para la tubería de conducción y el *casing* de superficie se exige que esté cementado en toda su longitud, si el tubo de conducción falla en la prueba de integridad, se deben suspender las actividades e iniciarse inmediatamente acciones correctivas, implementar un plan de emergencias y dar aviso a la AER. Está expresamente prohibido usar aditivos que disminuyan las fuerzas compresivas del cemento. Para los *casing* de producción, intermedio y el liner, el volumen de cemento requerido se obtendrá una vez se haya interpretado el registro *caliper* y se agregará un 20 % de volumen de cemento como factor de seguridad. Durante las operaciones de cementación, el fluido de retorno será monitoreado, si este no se obtiene en superficie una vez se haya previsto el volumen estimado o si retorna con fluidos de la perforación, indica fallas en el proceso, por tal razón las acciones remediales deben enviarse a la AER 60 días antes de la puesta en marcha de la plataforma de perforación o antes del inicio de las operaciones de completamiento (AER, 1990).

En el evento de presentarse la estimulación a una distancia de 100 metros de la base de un acuífero, se debe realizar una evaluación de riesgo al acuífero, para ello se debe realizar un modelo geomecánico de simulación del fracturamiento y si la distancia vertical promedio de estas multiplicadas por un factor de dos se encuentra en contacto con el acuífero, se prohíbe la implementación de la técnica. Esta actividad tampoco es permitida si a 200 metros de distancia horizontal de un pozo de agua y a menos de 100 metros de distancia vertical de la base del mismo. En cuanto a la protección de los acuíferos se emplea la definición de "intervalo protegido" a aquel intervalo por encima de la línea base de protección de aguas subterráneas (600 m), con una porosidad mayor al 3 %. Los fluidos de fracturamiento hidráulico en esta Provincia se permiten ser conducidos en sistemas de tuberías desde que cumplan con estándares de sólidos disueltos totales.

Para evitar una comunicación entre un *offset well* (es decir, un pozo que se perfora con el propósito de determinar el comportamiento o la reacción a ciertos tratamientos o técnicas a emplear antes de replicarlas

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 173 de 92

sobre un pozo productor, debido a la estimulación hidráulica), el titular del yacimiento no convencional debe suministrar a la AER el programa de estimulación, el cual debe contener la zona de planos de fractura, la identificación, pruebas de integridad y una evaluación de análisis de riesgo de los *offset wells*.

En lo relacionado con el tratamiento de aguas, la Directiva 58 y su adendo esbozan los criterios para el tratamiento de todos los desechos de yacimientos petrolíferos (Canadian Water Network, 2015). Los desechos como los lodos de perforación, los retornos de cemento y los suelos deben ser procesados en una instalación de manejo aprobada por la AER y cumplir con los criterios de toxicidad, salinidad y TDS. Por otro lado, la AER promueve la reutilización, el reciclaje y la recuperación como un mecanismo para minimizar el volumen de aguas a tratar. Los operadores de la industria pueden almacenar aguas residuales de acuerdo con los criterios discutidos anteriormente, y tratarlos para que sea adecuada su reutilización. Las instalaciones de tratamiento fuera de los campos están sujetas a aprobación regulatoria y sus permisos inherentes. Como reutilización repetida de las aguas residuales concentran contaminantes (Abdalla et al., 2011), una vez que las aguas residuales alcanzan una carga considerable de TDS no se puede reutilizar, se puede tratar o reinyectar.

Provincia de British Columbia

En British Columbia, la BCOGC tiene la potestad de otorgar permisos de uso de agua superficial por periodos de hasta dos años, los interesados deben especificar el volumen total de agua solicitada, el caudal máximo y el tiempo de extracción, las circunstancias bajo las cuales el agua puede ser retirada, y la(s) ubicación(es) específica(s) donde se realizará la extracción. En relación con las aguas subterráneas, los hidrogeólogos de BCOGC revisan las solicitudes de permiso y las condiciones que pueden ser impuestas (como pruebas hidrogeológicas y requisitos de monitoreo) para mitigar los efectos potenciales del bombeo de aguas subterráneas en los acuíferos disponibles. En estos casos, los titulares de los permisos deben informar la cantidad de producción de agua del pozo a la BCOGC a más tardar 25 días después del final del mes en que se produjo la producción (EY, 2015). En términos de cuantificación de agua, la BCOGC, publica reportes trimestrales y anuales.

Los operadores de estos pozos también tienen permitido utilizar aguas grises tratadas de PTAR'S, agua comprada en bloque y agua de acuíferos salinos profundos. Como labor rutinaria, las empresas reúsan el *flowback* de pozos fracturados hidráulicamente. No obstante, no existe una norma provincial que rija o fomente la reutilización del *flowback*, aunque las compañías tienen un fuerte incentivo financiero para hacerlo, pues la disposición en los llamados pozos de disposición subterránea puede costar tanto como \$ 70 CAD por metro cúbico. En esta provincia solamente el agua de retorno de tipo *slickwater* (combinación de baja viscosidad entre un fluido base agua y propante), se puede almacenar en tanques de contención abiertos en superficie o en estanques hechos en tierra, diseñados por ingenieros con licencia aprobada en la provincia, revestidos mientras el operador tenga permanencia en el sitio y la vida útil del diseño del revestimiento no sea excedidos y que consiste en dos dispositivos de contención, un sistema de detección de fugas entre la contención primaria y secundaria, cercas adecuadas para evitar el acceso a la fauna silvestre y vertidos no autorizados y señalización adecuada. En contraste, todos los demás tipos de aguas de retorno se deben almacenar en tanques cerrados. El almacenamiento en tanques abiertos y cerrados está limitado a 90 días a menos que se autorice lo contrario y deben contar con bermas de contención por derrames como medida primaria de prevención y contención.

Los tanques abiertos deben inspeccionarse mensualmente a fin de detectar daños estructurales y fugas, y tantos estos como los enterrados no deben tener la lámina de agua a menos de un metro del borde superior, En el evento de que se produzca un derrame, se requiere que el titular del permiso o la persona que realiza la

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

actividad lleve a cabo la identificación de la causa o fuente del derrame, la contención y eliminación del mismo y que remedie cualquier tierra o cuerpo de agua afectado.

Con el objeto de prevenir derrames a cuerpos de agua, las facilidades y plataformas deben estar a 100 m de distancia de cuerpos de agua superficial, no deben estar localizadas en áreas de recarga de acuíferos ni en el tope de un acuífero somero previamente identificado, (medidas que pueden ser consideradas como incompletas, en virtud de que la prevención frente a los derrames no se da por la distancia de la instalación a un cuerpo o una corriente de agua, sino por la estricta aplicación de las normas de seguridad industrial, la construcción de diques de contención debidamente diseñados y adecuados y la existencia probada de la operatividad de un plan de contingencia por derrames de crudo).

En lo relacionado a los insumos químicos empleados en la estimulación, los operadores deben publicarlos en el portal FracFocus, además, la API Seccional Canadá recomiendan se esfuere por minimizar el uso de aditivos y de utilizar productos más inocuos para el medio ambiente. En cuanto al almacenamiento, los productos químicos deben almacenarse en un contenedor que esté diseñado, construido y mantenido en buen estado y en un material apropiado que sea resistente a la sustancia que contiene, que se mantengan sellados o cubiertos cuando no estén en uso y que se mantenga cantidades "razonables" de productos químicos en las áreas de trabajo.

Los operadores de yacimientos no convencionales tienen prohibido desechar el *flowback* en superficie, esto no se ha hecho debido a los costos que implica el verter en superficie bajo el estándar de la provincia. Por tal razón, una fracción del *flowback* y de las aguas de producción se disponen en los llamados pozos de disposición subterránea (Clase 1b), en donde se pueden reinyectar aguas de producción y residuos no peligrosos desde las plataformas de producción hasta donde se encuentran estos pozos mediante transporte por carrotanques o líneas de tubería (en su mayoría). En cuanto a cementación, en la provincia se exige que se haga desde el *casing* superficial hasta el suelo y del *casing* intermedio hasta al menos 200 metros por encima del zapato del *casing* superficial con el fin de mitigar el riesgo de que los contaminantes migren entre la *casing* y la formación.

Si el operador reinyecta fluidos de su propia operación es regulado a nivel provincial (BCOGC), pero si lo hace en un pozo en donde otros operadores o industrias lo hagan, será regulado a nivel Ministerial (MOEBC). Para construir este tipo de pozos deben cumplirse una serie de requisitos y conocimientos geológicos, de presión de formación y de inyección, y de monitoreo (prueba anual de aislamiento de *packers* y de ensayos de integridad, reportes mensuales de volúmenes inyectados y de presiones máximas en cabeza de pozo). En esta provincia, a mayo de 2014, existían 110 pozos destinados a esta actividad, reconociendo la misma BCOGC que existen operadores que no han cumplido con el test anual de aislamiento de *packers* y de revelar la calidad fisicoquímica de los fluidos inyectados, aunado al hecho de que la disposición se hace en pozos de gran edad (por ejemplo, para el año 2014, el pozo # 2214 representó el 39 % del volumen inyectado en la provincia, teniendo como referencia que este fue construido en 1968 y que en la medida en que un pozo envejece puede degradarse su *casing* de cemento, lo que representaría peligro de migración a formaciones suprayacente o a acuíferos). No obstante, si este tipo de pozos pierden presión, inmediatamente son cerrados para proceder a acciones correctivas (Wilson, 2014).

En lo relacionado con la gestión de buenas prácticas, esta provincia ha regulado el uso de agua para actividades de estimulación durante épocas de sequía. Por ejemplo, en épocas de sequía, el agua superficial no puede ser empleada para estimulación hidráulica, también ha promovido el reciclaje de agua, la optimización y eficiencia de agua dulce en esta técnica (plan de gestión integrado del agua). Por otro lado, cuenta con un sistema continuo de respuesta a emergencias por derrames o fugas, así como un equipo de 20 inspectores, los cuales realizan alrededor de 4000 inspecciones al año. (Wilson, 2014).

LECCIONES DE COBERTURA E IMPLEMENTACIÓN DE NORMATIVIDAD

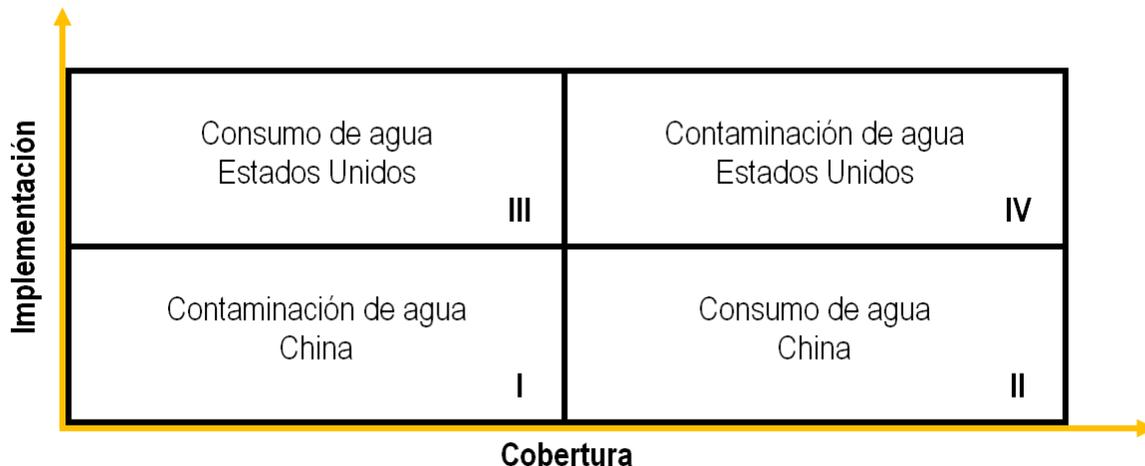
China y Estados Unidos

Guo et al. (2014), llevaron a cabo una evaluación cualitativa acerca de la regulación relacionada con la estimulación hidráulica en China y Estados Unidos, específicamente en los aspectos de monitoreo, generación de reportes a las Autoridades Ambientales y verificación, este cuadro fue adaptado para mostrar exclusivamente la gestión del recurso hídrico en ambos países. En el cuadro I se puede observar que los mecanismos de monitoreo, reportes y verificación (MRV) son especialmente inadecuados en China para detectar el incumplimiento de los operadores por concepto de contaminación de agua y que la cobertura de las regulaciones de este impacto ambiental es muy insuficiente. Aunque China regula el consumo de agua de manera extensiva (en el papel), la implementación de los mecanismos MRV siguen siendo insuficientes (recuadro II).

La falta de requisitos de verificación efectivos en torno al consumo de agua podría llevar al aprovechamiento ilegal de aguas subterráneas por parte de los operadores de gas de esquisto en China. Para los Estados Unidos con una regulación de MRV bastante eficaz en cuanto a contaminación del agua (Recuadro IV), las mejoras deberían extenderse a la cobertura de MRV del consumo de agua, particularmente agua subterránea (Cuadro III).

Un marcado contraste en las regulaciones chinas, en comparación con las de EE.UU., es que en las del país asiático generalmente carecen de suficientes detalles y pertinencia, lo que da como resultado una implementación inadecuada. Como una explicación tentativa a este fenómeno, Guo et al. (2014) atribuyen el hecho de que China aún no tiene implementado un sistema de regulación ambiental sólido, mientras que, en los Estados Unidos, la alta implementación es obligatoria en su sistema de derecho.

Figura A4-1. Cobertura e Implementación de normatividad China y EE. UU.



Fuente: Guo et al. (2017)

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

En resumen, en la siguiente tabla se muestran los sistemas de MRV entre China y Los Estados Unidos:

Tabla A4-1. Sistemas de MRV China y EE. UU.

Impacto/Aspecto Ambiental	Estados Unidos	China
Contaminación de agua	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Requerimientos detallados para monitorear la calidad de aguas subterráneas, fluidos inyectados, presión y caudal de inyección. ➤ Guías detalladas de métodos de monitoreo. ➤ Requerimientos para la presentación de reportes periódicos y de emergencias. ➤ Programas de inspección y requisitos de entrega de información para asegurar la verificación. ➤ Es ley común en los estados elaborar informes anuales de uso del agua. Los propietarios de los predios están exentos del control estatal, especialmente en el tema de aguas subterráneas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ No tienen requerimientos y estándares para el desarrollo de yacimientos no convencionales. ➤ Requisitos de los mecanismos MRV para el caso de gas natural son generales y tienen deficiencias de pertinencia. ➤ El desempeño del sistema de monitoreo ambiental automático de fuentes de contaminación posee una baja implementación en las regulaciones.
Consumo de agua	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Es ley común en los estados elaborar informes anuales de uso del agua. Los propietarios de los predios están exentos del control estatal, especialmente en el tema de aguas subterráneas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Los requisitos de monitoreo y de los reportes sobre el aprovechamiento de agua y uso del recurso por unidad de producto posee una falta de verificación de requisitos implementables.

Fuente: Guo et al (2017)

Canadá

Para el caso canadiense, según la organización Canadian Water Network, no está claro qué parte del agua residual de un pozo se reutiliza o recicla, se trata, es descargada en superficie o inyectada en profundidad, situación que se repite para la mayoría de yacimientos no convencionales en los Estados Unidos. Esta falta de información prohíbe cualquier análisis directo de prácticas de gestión de aguas residuales para las operaciones de fracturación hidráulica en función de la información disponible en bases de datos. (Esto representa un claro riesgo y una debilidad legal en caso que el estado quiera llevar a los estrados judiciales a los infractores o causantes de daños a los recursos naturales por el uso de la técnica del *fracking*).

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 177 de 92

Por otro lado, en un estudio detallado de la normatividad en las provincias de Alberta y British Columbia (lugares en donde tiene el mayor desarrollo de yacimientos no convencionales), la firma Ernst and Young, en un Informe realizado en 2015, determinó que la normatividad en estas provincias tiene oportunidades de mejora, las cuales deben centrarse en dos aspectos: (I). Recolección de datos y monitoreo y (II). Cobertura. Para estos aspectos, al revisar estas oportunidades, con relación a la preservación y calidad del recurso hídrico, se destaca lo siguiente:

- Mejorar la regulación relacionada con las pruebas de presión y de cementación para proteger contra el flujo incontrolado de fluido que se produciría detrás del *casing*. Se ha determinado que han habido fallas en la presentación y la interpretación de los registros CBL (*cement bond log*).
- El manejo del *flowback* debe tener fuerza de ley, de manera que haga parte integral de las normas relacionadas con el fracturamiento hidráulico. Esta deficiencia se ve principalmente en British Columbia, en donde se ha recomendado que la gestión del *flowback* haga parte integral del "*Oil and Gas Activities Act*".
- Mejorar el control en los mecanismos de contención de los tanques abiertos en donde se almacena el *flowback*, con el propósito de evitar derrames y/o fugas.
- Mejorar los requisitos para evaluar la integridad de pozos cercanos, ya sean activos o abandonados, antes de la fracturación hidráulica protegería contra la contaminación de agua dulce debido a conductos creados por otros pozos.
- Incluir con fuerza de ley los planes de riesgo del fracturamiento hidráulico, de tal modo que sea obligatoria su planificación, presentación y desarrollo. En este país existen guías de prácticas recomendadas por comunicación entre pozos (Guía IRP 24), pero los planes de riesgo en estas guías deberían tener un soporte técnico más robusto.
- Implementar mejores prácticas para el mapeo de la base de la protección del agua subterránea (BGWP), que puede ser entendida como la mejor estimación de la elevación de la base de la formación en la que el agua subterránea no salina se encuentra en una ubicación en particular. Dadas las variaciones locales típicas en geología y topografía, la elevación real de esta base a menudo puede variar, por lo cual las autoridades ambientales deberían exigir estudios hidrogeológicos con métodos de prospección geofísica detallados, a fin de conocer esta base para cada sitio en particular.
- Utilizar los resultados de las pruebas de calidad del agua cerca de los pozos de eliminación (*disposal wells*) para decidir si se desarrolla o no un régimen de monitoreo más amplio en cercanías a estas estructuras.
- Unificar los criterios de vulnerabilidad de los acuíferos a la contaminación, con el propósito de que los entes regulatorios como los operadores de yacimientos no convencionales tengan reglas claras de las implicaciones de este concepto.
- Mejorar los mecanismos de reporte del uso de fuentes alternativas de aguas empleadas en la estimulación hidráulica, específicamente de aguas grises y las compradas de sistemas de acueductos municipales con el fin de aumentar la transparencia y de conocer la trazabilidad detallada de volúmenes y su empleo para la actividad.
- Mejorar la identificación de las zonas de recarga de acuíferos, con el propósito de impactarlas en lo más mínimo, en la medida de lo posible.

CONCLUSIONES

- El cumplimiento exitoso de la política ambiental requiere un sistema efectivo de monitoreo, reporte y verificación (MRV) para detectar el incumplimiento. El monitoreo es una base esencial para la

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

realización de un sistema de MRV efectivo porque es la forma más directa de obtener información de primera mano sobre los impactos ambientales. Los informes ayudan a mantener la información transparente y disponible para que las Autoridades Ambientales puedan emitir una directiva que solicite mejoras y resolver problemas basados en datos reales. Para validar la precisión y confiabilidad de la información reportada y el cumplimiento de la política, la verificación es necesaria. Los sistemas de MRV deben considerarse como la columna vertebral de la gestión ambiental para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en el país.

- La determinación de incumplimientos ambientales por parte de las Autoridades en la materia, exige una definición clara de incumplimiento, incluyendo qué impacto ambiental potencial está regulado y cómo distinguir el cumplimiento del incumplimiento. La dimensión de implementabilidad se dirige en mayor medida a los gobiernos locales. Los detalles y la pertinencia suficientes facilitarán la conversión más precisa de las políticas en papel a la implementación sobre el terreno. El gobierno central también podría verificar más convenientemente si los funcionarios ambientales locales han implementado políticas fielmente. Por ejemplo, la comprensión clara y precisa de los estándares y requisitos de política puede afectar significativamente la eficiencia de la implementación de la política (Van Meter & Van Horn, 1975).
- Desde el punto de vista de cobertura, la regulación de la posible contaminación del agua en el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales ha sido ampliamente cubierta en los Estados Unidos, mientras que en China la laxitud de requisitos para yacimientos convencionales no puede cubrir cada posible impacto del desarrollo de los no convencionales en cuanto a la calidad del agua.
- En términos de implementación, el programa de administración de monitoreo ambiental automático es potencialmente más conveniente para la gestión centralizada de información y probablemente con mayores costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, la regulación en China se refiere a importantes fuentes de contaminación en general, no lo suficientemente pertinentes en el desarrollo de *shale gas* y *shale oil*, con características únicas. La coyuntura China actual muestra que la implementación sigue siendo uno de los principales desafíos que enfrentan las autoridades ambientales de ese país desde los niveles provinciales hasta el nacional. Estados Unidos, al haber sido pionero en el desarrollo de yacimientos no convencionales tiene una normatividad ambiental en la materia más robusta que cualquier otro país, en razón a que ha sido revisada a nivel nacional y estatal. No obstante, hay requerimientos que deben ser más especializados y refinados a fin de aumentar la operatividad y eficiencia en el desarrollo de este tipo de yacimientos así como de detectar incumplimientos a la normatividad ambiental.
- Dado que las aguas usadas en el proceso de estimulación hidráulica provienen de fuentes de agua dulce, como aguas superficiales, subterráneas y aquellas tratadas en sistemas de acueducto y un pequeño porcentaje es reciclada de las aguas de retorno (*flowback*), tal y como lo afirmó la IEA (2012), los requerimientos de agua de esta operación deben evaluarse a nivel regional teniendo en cuenta la disponibilidad de agua en los sitios en donde se encuentran estos campos, las demandas competitivas del recurso por parte de otros sectores productivos, incluyendo el abastecimiento doméstico, a fin de evitar el estrés hídrico en las zonas en donde se desarrollan estos proyectos. Ante este panorama, la legislación debe estar orientada a priorizar el abastecimiento doméstico y las

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 179 de 92

actividades productivas previamente establecidas en estas zonas a fin de evitar problemas sociales en el mediano y largo plazo.

- En Estados Unidos y Canadá, las prácticas de manipulación, transporte, tratamiento y prácticas de disposición adecuada en la regulación de aguas residuales en la industria del petróleo son complejas y multifacéticas. Gran parte de esta complejidad proviene de una jurisdicción compartida entre estados y municipios (*counties*). A nivel general, los actos federales proporcionan parámetros para la gestión de desechos peligrosos, y la protección del agua subterránea. En este par de países algunas comisiones regionales, comisiones de cuencas hidrográficas, municipalidades y comunidades afectadas por actividades relacionadas con el desarrollo de yacimientos no convencionales también tienen potestad para intervenir y poder establecer regulaciones. Tradicionalmente, las decisiones de zonificación se les delegan a los municipios, lo que les da la autoridad para determinar si estas actividades pueden tener lugar en, o cerca de sus límites geográficos. La autoridad de zonificación ha dado a muchos municipios el derecho a promulgar una moratoria total o parcial sobre la estimulación hidráulica y sus prácticas asociadas de gestión de aguas residuales.
- En Estados Unidos y Canadá, países que poseen la mayor experiencia regulatoria en yacimientos no convencionales, la normatividad en este asunto cambia con el tiempo, en respuesta a los avances tecnológicos, la presión pública, los descubrimientos científicos, los valores sociales de las comunidades en donde estas prácticas se llevan a cabo, las situaciones de emergencia ambiental ocurridas, los riesgos para la salud humana y la seguridad de los trabajadores y la intensificación de estas actividades. De hecho, la relación de la legislación y las reglamentaciones con la gestión de las aguas residuales de petróleo y gas, por ejemplo, están influenciadas por la ocurrencia y severidad de eventos como la contaminación del agua.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 180 de 92

**ANEXO 5. REGISTRO DE EVIDENCIAS DE INCIDENTES E IMPACTOS AL RECURSO HÍDRICO
 DERIVADAS DE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS
 NO CONVENCIONALES A NIVEL INTERNACIONAL**

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

ESTADOS UNIDOS

Descripción de la evidencia de incidente o impacto	Fuente
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la caracterización de 151 derrames en o cerca de sitios de pozo en 11 estados entre enero de 2006 y abril de 2012.</p> <p>Entre los 151 derrames caracterizados por la U.S. EPA, el volumen mediano de fluido derramado fue de 420 galones (1600 litros), aunque los volúmenes derramados variaron desde 5 galones (19 litros) a 19 320 galones (73 130 litros). Los líquidos derramados a menudo se describen como ácidos, biocidas, reductores de fricción, <i>crosslinkers</i> o reticulantes (aditivo que aumenta el grosor de los fluidos gelificados al conectar moléculas de polímero en el fluido), geles y fluido de fracturación hidráulica mezclado, pero pocos productos químicos específicos fueron mencionados.</p> <p>En trece de los 151 derrames caracterizados por la U.S. EPA se informó que han alcanzado una superficie cuerpo de agua (a menudo arroyos o arroyos). Entre los 13 derrames, los volúmenes de derrames informados variaron desde 28 galones (105 litros) a 7350 galones (27 800 litros).</p> <p>Causa: Falla de equipos (34 % de los derrames) o error humano (25 %), y más del 30 % de los derrames provenían de unidades de almacenamiento de fluidos (por ejemplo, tanques, contenedores y remolques).</p>	<p>U.S. EPA (U.S. Environmental Protection Agency). (2015c). Review of state and industry spill data: Characterization of hydraulic fracturing-related spills [U.S. EPA Report]. (U.S. EPA/601/R-14/001). Washington, DC: Office of Research and Development. http://www2.epa.gov/hfstudy/review-state-and-industry-spill-data-characterization-hydraulicfracturing-related-spills-1.</p>
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la caracterización de 17 derrames en Dakota del Norte en el año 2015.</p> <p>En Dakota del Norte, hubo 12 derrames mayores a 21 000 galones (79 500 litros), 5 derrames mayores a 42 000 galones (160 000 litros) y un derrame de 2.9 millones galones (11 millones de litros) en 2015.</p>	

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

<p>Causas: error humano y fugas o fallas del equipo. Las fuentes comunes de derrames de agua producidos incluyen fallas en mangueras, líneas de conducción y equipos de almacenamiento.</p>	
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de aguas de producción.</p> <p>Esta Agencia informó que, en 30 de 225 derrames de agua producidos y caracterizados, que representan el 13 % del total, se evidenció que han alcanzado cuerpos de agua superficial, (quebradas, lagos o humedales), de estos 30, uno (1), alcanzó acuíferos (lo que representa un 0,44 %) y 17 alcanzaron cuerpos de agua superficiales. De los derrames reportados, los volúmenes variaron desde menos de 170 galones (640 litros) hasta casi 74 000 galones (280 000 litros).</p>	
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Aumento de los niveles de salinidad en aguas subterráneas y/o recursos hídricos superficiales.</p> <p>El derrame de agua de producción más grande informado en Dakota del Norte en 2015, cuando aproximadamente 2.9 millones de galones (11 millones de litros) de este líquido fluyó de una ruptura inesperada de una tubería de conducción, gran parte se dirigió al Blacktail Creek (cuerpo de agua superficial), aumentando la concentración de cloruro y la conductividad eléctrica de esta quebrada; estas observaciones también permitieron asegurar un aumento en los niveles de conductividad eléctrica y cloruro aguas abajo en el río Little Muddy y el río Missouri.</p> <p>Otro ejemplo de la alteración fisicoquímica a cuerpos de agua ocurrió en Kentucky en el año 2007, cuando un depósito superficial para el almacenamiento de fluidos de retorno sufrió un desbordamiento y parte del fluido derramado llegó a Acorn Fork Creek, (cuerpo de agua superficial), en el que se pudo demostrar que se provocó una disminución de su pH así como de un aumento de su conductividad.</p>	
<p>➤ Referencia: COGC (2014).</p>	<p>COGCC (Colorado Oil and Gas Conservation Commission). (2014). Risk-based inspections: Strategies to address environmental risk associated</p>

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

<p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la identificación de 125 derrames durante el pozo estimulación (es decir, una parte de la vida de un pozo de petróleo y gas que a menudo, pero no siempre, incluye la fracturación hidráulica) entre enero de 2010 y agosto de 2013.</p> <p>➤ Causa: 51 % fueron causados por errores humanos y el 46 % se debieron a fallas en los equipos.</p>	<p>with oil and gas operations. (COGCC-2014-PROJECT #7948). Denver, CO. https://cogcc.state.co.us/Announcements/RiskBasedInspection/RiskBasedInspectionStrategy.pdf.</p>
<p>➤ Referencia: Brantley et al. (2014) y Considine et al. (2012).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la identificación de derrames relacionados con el desarrollo de petróleo y gas de esquisto en el Play Marcellus de Pensilvania entre enero de 2008 y agosto de 2011 según el reporte de avisos de violaciones emitidos por el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania.</p> <p>Los autores identificaron derrames mayores a 400 galones (1500 litros) en menos de diez ocasiones y derrames de menos de 400 galones (1500 litros). Los volúmenes de derrames notificados de estos derrames variaron de 3400 galones (13 000 litros) a 227 000 galones (859 000 litros).</p>	<p>Brantley, SL; Yoxtheimer, D; Arjmand, S; Grieve, P; Vidic, R; Pollak, J; Llewellyn, GT; Abad, J; Simon, C. (2014). Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. International Journal of Coal Geology 126:140-156. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.017</p> <p>Considine, T; Watson, R; Considine, N; and Martin, J. (2012). Environmental impacts during Marcellus Shale gas drilling: Causes, impacts, and remedies. (Report 2012-1). Buffalo, NY: Shale Resources and Society Institute. http://cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/UBSRSI-Environmental%20Impact%20Report%202012.pdf. https://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/E-comms/UBSRSI-EnvironmentalImpact.pdf</p>
<p>➤ Referencia: LGWRC (2012).</p> <p>➤ En 2011, una red de pozos de agua potable en un área que cubre el Shale de Haynesville se quedó sin suministro del recurso debido a extracciones de agua subterránea y sequía superiores a lo normal; en donde las extracciones de agua para la fracturación hidráulica contribuyeron al suceso de estas condiciones. Sin embargo, el desabastecimiento de agua aumentó por la falta de precipitaciones.</p>	<p>Louisiana Ground Water Resources Commission. (2012). Managing Louisiana's groundwater resources: An interim report to the Louisiana Legislature. Baton Rouge, LA: Louisiana Department of Natural Resources. http://dnr.louisiana.gov/index.cfm?md=pagebuilder&tmp=home&pid=907.</p>
<p>➤ Referencia: Scanlon et al. (2014).</p>	<p>Scanlon, BR; Reedy, RC; Nicot, JP. (2014). Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? Environmental Research Letters 9. http://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/9/12/124011.</p>

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

<p>➤ En un estudio de caso detallado en el Estado de Texas, este Autor estimó que los niveles de agua subterránea en el 6 % del área estudiada descendió de 100 pies (31 metros) a 200 pies (61 metros) o más después de que las actividades de fracturamiento hidráulico se incrementaran en 2009.</p>	
<p>➤ Referencia: Patterson L et al. (2016). Unconventional Oil and Gas Spills: Risks, Mitigation Priorities, and State Reporting Requirements</p> <p>➤ Suceso: En este artículo científico, los autores evaluaron los datos de derrames de 2005 a 2014 en 31 481 pozos de yacimientos no convencionales de crudo y gas en Colorado, Nuevo México, Dakota del Norte y Pensilvania. En este reporte se encontró que entre el 2 al 16 % de los pozos informaron un derrame cada año. Los volúmenes medios de derrames oscilaron entre 0,5 m³ a 4.9 m³ en Pensilvania, los derrames más grandes superaron los 100 m³. 75 a 94 % de derrames ocurrieron dentro de los primeros tres años de vida útil cuando los pozos fueron perforados, completados y tuvieron sus mayores volúmenes de producción. En los cuatro estados, el 50 % de los derrames estuvieron relacionados con el almacenamiento y transporte de fluidos por tuberías de conducción.</p>	<p>Environmental Science Technology (2017). Patterson L et al. (2016). Unconventional Oil and Gas Spills: Risks, Mitigation Priorities, and State Reporting Requirements. Environ. Sci. Technol., 2017, 51 (5), pp 2563–2573. DOI: 10.1021/acs.est.6b05749. Recuperado de https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.6b05749</p>

Fuente: Los Autores con base en las referencias mencionadas

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

SOSPECHAS DE IMPACTOS A POZOS A CAUSAS DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YNC EN ESTADOS UNIDOS

La organización "*FracTracker Alliance*" ha estado trabajando con nueve socios comunitarios diferentes en un proyecto para mapear puntos de agua subterránea, (ver Figura en la siguiente página), en donde se sospecha que la actividad E&P de YNC en Estados Unidos ha afectado dichos puntos. Este mapa consta de las siguientes capas de datos, los cuales fueron consultados a julio de 2018, para un total de 524 incidentes en todo el país.

- Incidentes de tuberías que transportan líquidos peligrosos que contaminan el agua subterránea: Identificado en el Mapa como *PHMSA Groundwater Contamination*; Esta capa de datos incluye incidentes con tuberías de líquidos peligrosos que se indicaron como resultado de contaminación del agua subterránea entre marzo 1 de 2010 y marzo 29 de 2013. Los datos fueron obtenidos por el Departamento de Transporte de EE.UU. y la Administración de Seguridad de Materiales Peligrosos (PHMSA) y fueron modificados por "*FracTracker Alliance*" en el sentido de que solo incluye los incidentes que conducen a la contaminación del agua subterránea. Hay 30 incidentes en esta lista.
- Impactos reportados por los visitantes: Identificado en el Mapa como "US Impact Map Form Submission". Esta capa consiste en datos de formularios diligenciados y presentados por espectadores que describen incidentes sospechosos de contaminación del agua subterránea por extracción de petróleo y gas e industrias relacionadas. Se reportan tres impactos: uno en Ohio y dos en Pennsylvania.
- Eventos de Contaminación de reservorios en superficie (pits) en el Estado de Nuevo México: Identificado en el Mapa como "Groundwater contamination by pits in NM". Esta capa consiste en eventos en los que la División de Conservación de Petróleo de Nuevo México determinó que sustancias de los pozos de petróleo y gas contaminan las aguas subterráneas. En total, hay 369 incidentes incluidos en los datos. El documento en el que se basa este mapa se publicó en 2008.
- Sospecha de eventos de contaminación reportados por la organización NRDC: Identificado en el Mapa como "NRDC List Amy Mall". En esta capa, Amy Mall, quien hace parte del Consejo de Defensa de Recursos Naturales (NRDC, por sus siglas en inglés), compiló una lista de 37 incidentes donde se sospecha que la fracturación hidráulica contribuye a la contaminación del agua subterránea. La lista fue compilada en diciembre de 2011, y cada entrada está vinculada a informes de noticias del evento.
- Lista de incidentes en donde hay sospechas de que puntos de agua subterránea fueron perjudicados por actividades de E&P de YNC: Identificado en el Mapa como "PACWA list of the harmed water exposures". La construcción de esta capa fue basada en los datos tomados por Jenny Lisak, codirectora de la Alianza de Pensilvania para el Agua Pura y el Aire, quien mantiene una lista de personas que dicen ser perjudicadas por la fracturación hidráulica o procesos relacionados, llamada Lista de los perjudicados (LoTH, por sus siglas en Inglés). Esta capa de datos se basa en la actualización de la lista del 23 de febrero de 2013 y contiene solo los eventos en los que el agua es la vía de exposición sospechosa, en un total de 85 incidentes, en donde casi el 50% de estos se reportaron en el Estado de Pennsylvania.

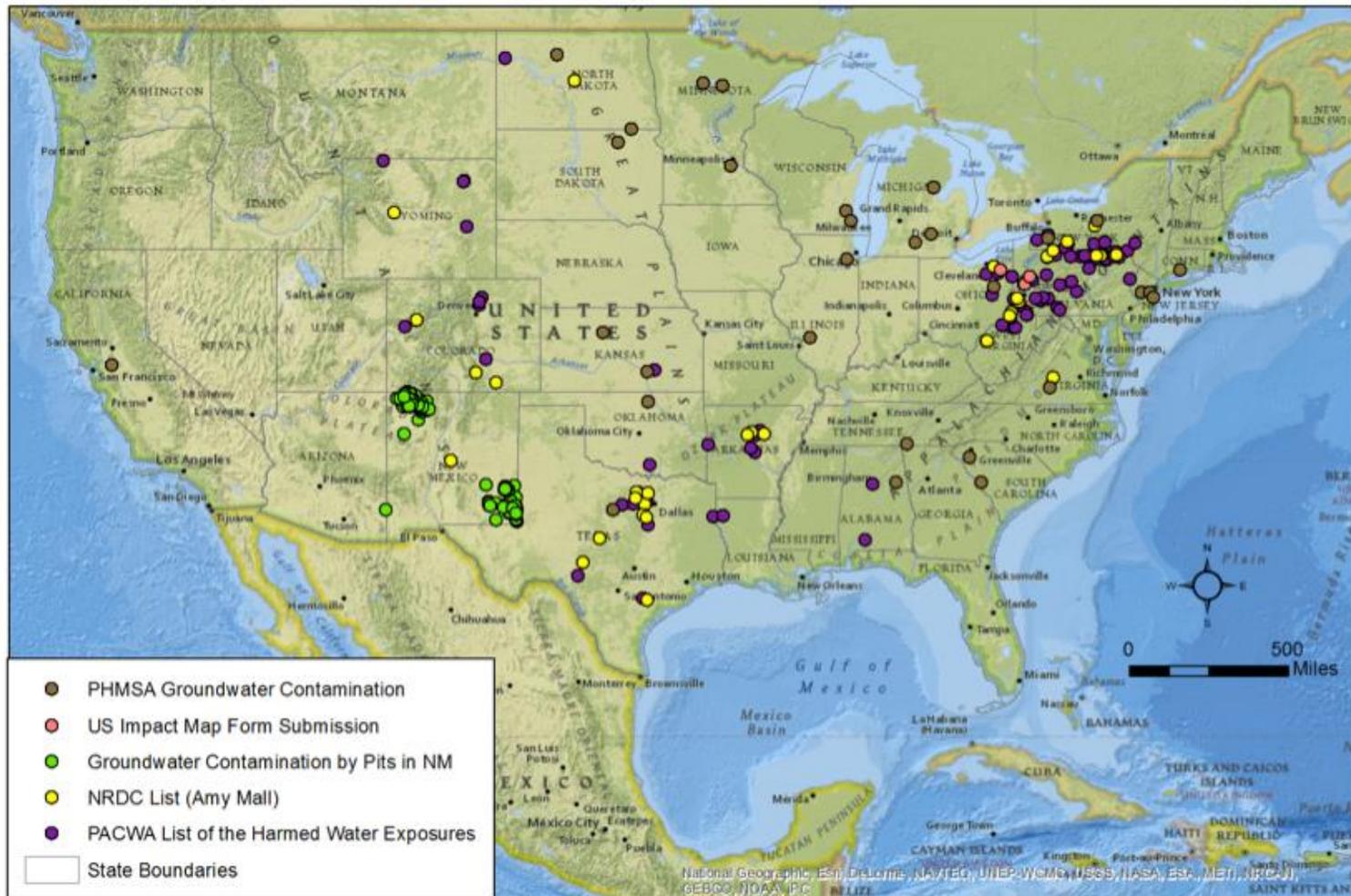


Figura A5-1. Mapa de sospechas de impactos a pozos a causas de actividades de exploración y producción de YNC en Estados Unidos

Fuente: <https://www.fractracker.org/2013/05/v1/wellimpactsmap/>

Quejas al Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PADEP):

El siguiente mapa presenta en los puntos de color azul, la distribución espacial de puntos de agua subterránea (aljibes y pozos), de personas que se han quejado de que su punto de agua ha sido afectado por perforación de petróleo y gas, el fracturamiento hidráulico, y actividades relacionadas en el Estado de Pennsylvania, en el cual se ha explotado intensamente el *Shale del Marcellus*. La inclusión en esta capa del mapa sólo significa que hubo una queja a PADEP, y no debe ser interpretado como prueba de una relación causal entre la actividad de los pozos de gas y el supuesto impacto del agua subterránea. Para este estado, se reportan a julio de 2018 un total de 297 quejas.

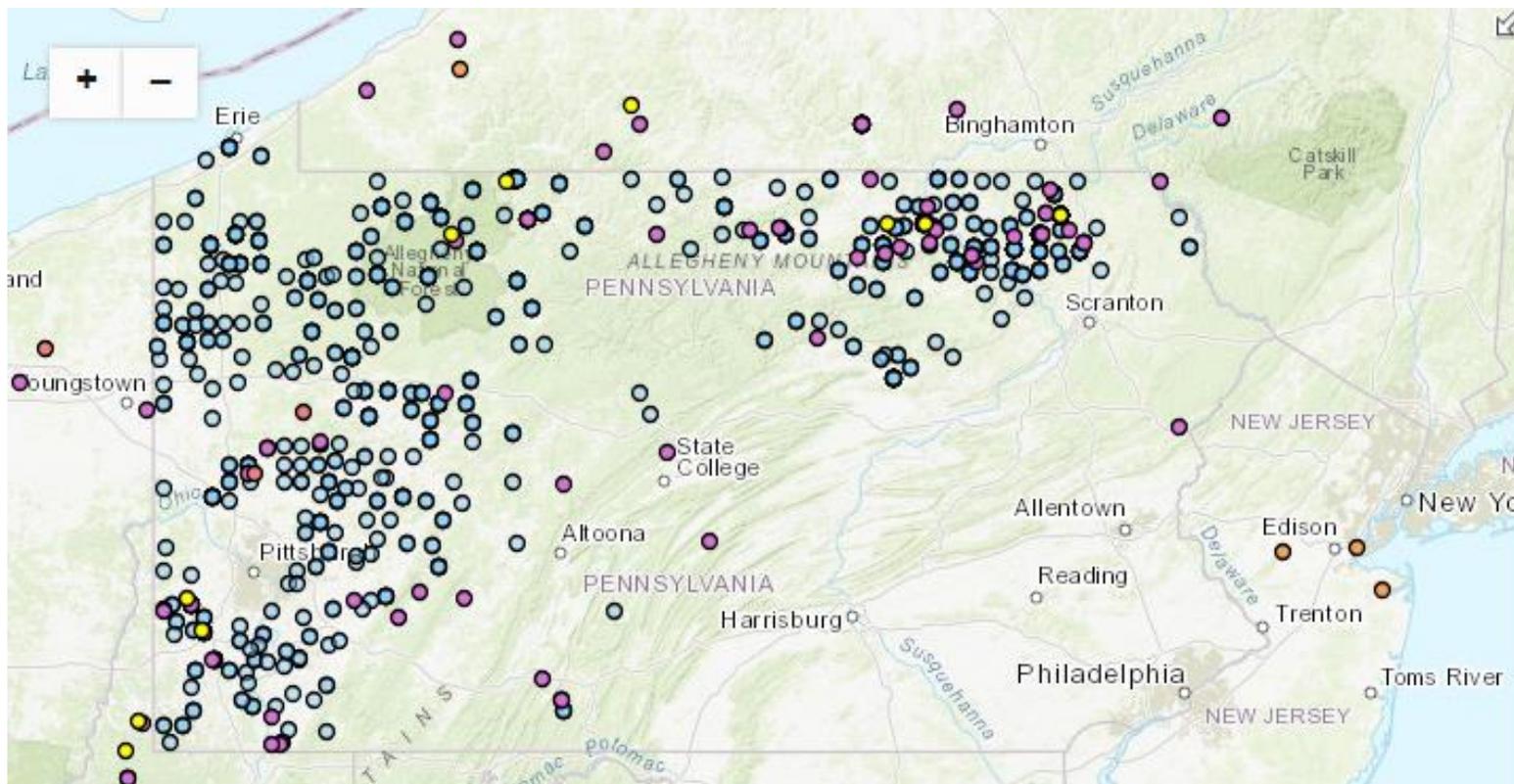


Figura A5-2. Mapa de distribución espacial de puntos de agua subterránea en el Estado de Pennsylvania

 <p>CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente</p>	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 188 de 92

Fuente: <https://www.fractracker.org/2013/05/v1wellimactsmapi/>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 189 de 92

CANADÁ

Descripción de la evidencia de incidente o impacto	Fuente
<p>Referencia: Reducing Produced Water Leaks and Spills by Improving Industry Compliance in British Columbia's Natural Gas Sector (2014).</p> <p>Tipo de incidente: Fisura en un depósito de aguas de producción en superficie (sumidero), o sump, (por sus siglas en inglés). Por esta infracción, la Empresa Chinook Energy debió pagar una multa de 575 CAD.</p>	<p>Notte, C. (2014) Reducing produced water leaks and spills by improving industry compliance in British Columbia's natural gas sector. (Capstone Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Public Policy) School of Public Policy Faculty of Arts and Social Sciences. SIMON FRASER UNIVERSITY. Recuperado de http://summit.sfu.ca/item/14030</p>
<p>Referencia: Alberta Energy Regulator. Report of incidents of the oil and gas industry in the Province of Alberta - Canada. (2015).</p> <p>Tipos de incidentes: En la Provincia de Alberta, para el mes de enero de 2015 se reportaron un total de 19 incidentes relacionados con el manejo de aguas de producción: En ninguno se reportó daños a cuerpos de agua superficiales. De estos, 13 fueron en líneas de conducción de fluidos, 5 en pozos y 1 en una facilidad de producción. Para el caso de las líneas de conducción el rango de volúmenes de derrames osciló entre los 0,8 a 100 m³, con una media de 28,1 m³, en tanto que para los pozos el rango varió entre 0,5 a 19 m³, con una media de 7,28 m³ y finalmente, para la facilidad de producción el volumen derramado fue de 15 m³.</p>	<p>http://www1.aer.ca/compliancedashboard/incidents.html</p>

CHINA

Descripción de la evidencia de incidente o impacto	Fuente
<p>Referencia: Hansia, F. (2014) [Entrada de blog CorpWatch]</p> <p>Tipo de infracción: Derrames de depósitos de combustible a cuerpos de agua superficial cercanos a una plataforma de un pad de pozos para explotar yacimientos no convencionales en la localidad de Jiaoshizhen, provincia de Sichuan. Según los pobladores locales que habitan en el sitio cercano a la facilidad, afirman que estos cuerpos superficiales han cambiado su color y al acercarse huelen a diesel. (Declaraciones dadas por Tian Shiao Yung, un granjero residente en esta localidad).</p> <p>Causa: Explosión en las facilidades de producción del campo.</p>	<p>https://corpwatch.org/article/sinopec-fracking-china-turns-deadly</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 190 de 92

Referencia: Chloe Sher & Cary Wu (2018) Fracking in China: Community Impacts and Public Support of Shale Gas Development, Journal of Contemporary China, 27:112, 626-641.

Tipo de infracción: En un estudio realizado mediante entrevistas extensas a 9 pobladores en la Provincia de Xinchang (provincia de Sichuan) y 8 pobladores de Jiaoshi (provincia de Chongqing), en donde a febrero de 2018 reportan 79 y 250 pozos que explotan yacimientos no convencionales en cada una de estas provincias, respectivamente, 15 de 17 personas entrevistadas, y que residían entre 50 a 100 metros de distancia de los pozos, y que cuentan con pozos y aljibes para consumo doméstico y agropecuario, manifestaron que tiempo transcurrido de la puesta en marcha de estos pozos petroleros, en sus puntos de agua subterránea evidenciaron que el agua de sus estructuras cambiaron el color de sus agua a color negro, teniendo como antecedente que con antelación al desarrollo de las actividades de exploración y producción de YNC, sus puntos no presentaban alteraciones abruptas en la coloración de sus aguas a boca de pozo, lo que sugiere, sin ser prueba fehaciente, contaminación del agua; de este grupo en particular, varios pobladores, (sin mencionar un número), manifestaron que estos problemas se debían a la naturaleza kárstica de las formaciones geológicas que suministraban el agua subterránea, versión que fue dada por la Autoridad Ambiental, una vez efectuaron el sellamiento de los pozos.

Adicional a esta sospecha de contaminación de aguas, los entrevistados también reportaron racionamientos de agua en un total de 42 ocasiones, manifestando el desecamiento de sus captaciones. Varios entrevistados manifestaron que la falta de agua en los cultivos de maíz afectó la producción de esta planta cereal.

Además de impactos al recurso hídrico, en el estudio de los investigadores también reportan impactos al aire, por ruido y a la calidad de los suelos: Una pareja de esposos de una familia que reside a 50 metros de un pozo manifestaron sentirse mareados por olores a gas emanados de la plataforma de perforación. Por otro lado, un tendero que residía a 200 metros de otro pozo, reportó que no pudo dormir cuando la perforación del pozo petrolero estaba en curso dada la intensa actividad exploratoria en la Provincia. Además, propietarios de la tierra que arrendaron sus predios a las Compañías interesadas en el desarrollo de la operación, cuando esta les fue devuelta, manifestaron que no pudieron recultivar sus tierras, pues su fertilidad se redujo debido a que la estructura del suelo fue bruscamente modificada y el tope de los suelos fueron removidos, se presentó compactación del suelo y aunque intentaron volver a cultivar maíz, estas cosechas no fueron fructíferas.

Como medidas de mitigación y compensación, en este estudio también se establece que el Gobierno Chino ha construido tuberías de conducción de aguas desde reservorios a los sitios de este par de provincias donde se presenta escasez de agua, se han excavado reservorios adicionales para coleccionar aguas lluvias y se han provisto de tanques de almacenamiento de agua en las casas de los

<https://doi.org/10.1080/10670564.2018.1433591>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 191 de 92

pobladores que manifestaron afectaciones a causa de pozos de YNC. Los habitantes locales también han manifestado que el Gobierno Chino ha respondido a tiempo proveyendo fuentes alternativas para el abastecimiento de agua.

ARGENTINA

Descripción de la infracción	Fuente
<p>Referencia: El Diario de Buenos Aires (2015)</p> <p>Tipo de infracción: Derrame de crudo en facilidades de producción cercanas al asentamiento mapuche Campo Maripe, dedicado a la producción de yacimientos no convencionales de la Formación Vaca Muerta entre las Provincia de Neuquén y Loma Campana. La Comunidad Mapuche del Lof Campo Maripe denunció en febrero de 2015 a la sociedad YPF-Chevron, el cual fue dado a conocer en un comunicado de la Confederación Mapuche de Neuquén. Esta comunidad indígena tiene una guardia ambiental que aparece ante cada derrame o explosión provocada por YPF en sus tierras y acusan a la Compañía de que al usar las llamadas “mantas oleofilicas de pluma de pollo”, que son fabricadas con el objeto de absorber los repetidos casos de derrame, poco absorben y controlan, y que representan un nuevo problema ambiental pues el desprendimiento de estas plumas al ingerirlas las cabras y vacas de la comunidad ha provocado su envenenamiento, lo que suma más drama al existente. A pesar de todo lo anterior, no se pudo evidenciar en la Referencia que estos derrames hayan alcanzado cuerpos de agua superficiales y acuíferos.</p> <p>Además de los problemas de derrames, la comunidad manifiesta impactos a sus vías por el intenso tráfico de los campos cercanos a sus casas, incendios, venteos de gas no autorizados y accidentes en el traslado de desechos.</p>	<p>http://www.eldiariodebuenosaires.com/2015/02/12/la-comunidad-mapuche-campo-maripe-denuncia-a-ypf-por-mas-derrames-de-petroleo/</p>
<p>Referencia: Última frontera: políticas públicas, impactos y resistencia al fracking en América Latina. Autores: Alianza Lationamericana contra el Fracking, Amigos de la Tierra y Fundación Heinrich Böll Cono Sur, (2016).</p> <p>Sucesos: en septiembre de 2014 en la comunidad mapuche Campo Maripe en la Provincia de Loma Campana hubo una fuga de gas debido a la presión, que rompió el caño principal de un pozo (casing) de YNC, obligando a suspender todas las operaciones en el área. Miembros de la comunidad denuncian que las empresas involucradas no respetan las condiciones mínimas de seguridad para sus trabajadores -que ya provocó la muerte de un operario- y alertan sobre el riesgo de</p>	<p>https://aida-americas.org/sites/default/files/publication/informe_regional_ultima_frontera_alff_0.pdf</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 192 de 92

contaminación de fuentes de aguas superficiales y subterráneas. A pesar de todo lo anterior, no se pudo evidenciar en la Referencia que estos derrames hayan alcanzado cuerpos de agua superficiales y acuíferos.

En este Informe se da cuenta de varios sucesos adicionales de interés: (I). Explosiones: en julio de 2013 se incendió un pozo de gas de arenas compactas de la empresa Pluspetrol en una zona urbana de Plottier (Neuquén), el que fue apagado cinco días después. También explotó un pozo de gas de arenas compactas de la empresa YPF en una zona rural de Allen (Río Negro) en 2014. (II). Pérdida de elementos radioactivos: En dos ocasiones se extraviaron pastillas radioactivas dentro de pozos no convencionales, que son utilizadas para hacer exploraciones al interior de la roca (perfilado del pozo). En mayo de 2014 fue por responsabilidad de Halliburton en el yacimiento Cerro Hamaca (YPF) y al mes siguiente en el yacimiento Aguada Pichana operado por Total. Tras los accidentes ambos pozos fueron sellados. (III). Basureros petroleros: con la extracción de hidrocarburos no convencionales se han multiplicado los desechos en basureros petroleros, que implican riesgos de contaminación de aire y suelo en las principales ciudades de la zona, además de derrames y accidentes en los traslados de estos desechos.

Finalmente, la legislación ambiental también fue puesta en jaque por el avance del fracking. El caso más representativo es la fracturación al interior del Área Natural Protegida Auca Mahuida por parte de la empresa francesa Total. Estas operaciones vulneran directamente el objetivo de creación del Área que es la conservación de la flora y fauna de una porción de la estepa patagónica.

Fuente: Los Autores con base en las fuentes mencionadas

REFERENCIAS

- Abdalla, C. D. (2011, Marzo). *Our Energy Policy: Marcellus Shale Gas Well Drilling: Regulations to Protect Water Supplies in Pennsylvania - Penn State Extension* - . Recuperado en Marzo 28, 2018, de http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/10/marcellus_regulations_fact_sheet1.pdf
- Advanced Resources International Inc. (ARI) (Mayo, 2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Prepared for U.S. Energy Information Administration (Junio, 2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Recuperado el 6 de Marzo de 2018 de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- AER, Alberta Energy Association. (1990). *Directive 009: Casing Cementing Minimum Requirements*. Recuperado en Marzo 23, 2018, de <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive009.pdf>
- AER, Alberta Energy Regulator. (2012). *Hydraulic Fracturing - Rules and Directives* - . Recuperado en Marzo 21, 2018, de <http://www.aer.ca/rules-and-regulations/by-topic/hydraulic-fracturing>
- AER, Alberta Energy Regulator (AER). (2013, Mayo 21). *Directives - ERCB Directive 083: Hydraulic Fracturing - Subsurface Integrity* - . Recuperado en Marzo 22, 2018, de <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive083.pdf>
- AER, Alberta Energy Regulator. (2015). *Report of incidents of the oil and gas industry in the Province of Alberta - Canada*. Recuperado de <http://www1.aer.ca/compliancedashboard/incidents.html>
- Alianza Lationamericana contra el Fracking, Fundación Heinrich Böll Cono Sur y Amigos de la Tierra Europa, (2016). Políticas públicas, impactos y resistencia al fracking en América Latina. *Informe Regional Última frontera*. Recuperdo de https://aida-americas.org/sites/default/files/publication/informe_regional_ultima_frontera_alff_0.pdf
- Alonso, S. (Octubre 16, 2014). Panorama actual y perspectivas de la regulación ambiental de la explotación de los hidrocarburos en la Argentina. Recuperado en Marzo 12, 2018, de Raskovsk y asociados: <http://raskovskyasociados.com.ar/blog/?p=238>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2011, Noviembre). Información Geológica y Geofísica - Estudios Integrados y Modelamientos - Presentaciones - Póster Técnico. Recuperado en Abril 6, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Valoraci%C3%B3n%20del%20potencial%20exploratorio%20de%20CBM%20en%20la%20cuenca.pdf>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2016a, Diciembre 21). Asignación de áreas - Contratos E&P y TEAS firmados. Recuperado en Abril 5, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20ADICIONAL%20EyP%20LA%20LOMA.PDF>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2016b, Diciembre 23). Asignación de áreas - Contratos E&P y TEAS firmados. Recuperado en Abril 5, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20EyP%20CR%202.pdf>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016c, Diciembre 22). Asignación de áreas, contratos EyP y TEAS firmados. Recuperado en Abril 6, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20EyP%20CR%204.pdf>

- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (Febrero de 2017). Mapa de Tierras. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2017). Operaciones-Regalias y Participaciones - Sistema Integrado de Operaciones - Estadísticas de Producción del año 2017. Recuperado en Abril 6 , 2018, de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
- ANH- Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia); Orlando Velandia. (2018). No Convencionales: una oportunidad para la seguridad energética y el desarrollo de capacidades locales. 7ma Colombia genera 2018, (pp. 1 - 10). Cartagena. Recuperado en Mayo 1 , 2018, de <http://www.andi.com.co/Uploads/OrlandoVelandia.pdf>
- ANLA. (2018, Junio 1). Radicación: 2018070940-2-000. Respuesta a oficio con radicación en la ANLA, 2018061376-1-000 de 18 de mayo de 2018. Solicitud de información sobre exploración y explotación de yacimientos hidrocarburos no convencionales YHNC. Bogotá D.C., Cundinamarca, Colombia.
- Becker, G. (Mar--Apr., 1968). Crime and punishment: an economic approach. *Journal of Political Economy*. *The University of Chicago Press*. 76(2), pp. 169-217. Recuperado de https://www.jstor.org/stable/1830482?seq=1#page_scan_tab_contents
- Brantley, SL; Yoxtheimer, D; Arjmand, S; Grieve, P; Vidic, R; Pollak, J; Llewellyn, GT; Abad, J; Simon, C. (2014). Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. *International Journal of Coal Geology* 126. pp. 140-156. doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.017. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S016651621300284X?via%3Dihub>
- Canacol Energy Ltd . (2017, Agosto 14). Actualización operacional -Canacol Energy Ltd. Completa Prueba en Pozo de Crudo Picoplata 1 en Colombia-. Recuperado el 6 de Abril 6 de 2018, de <http://www.canacolenergy.com/i/pdf/nr-esp/Agosto-14-2017-Actualizacion-Operacional.pdf>
- Canadian Water Network. (2015, Octubre). *Unconventional Wastewater Management: A Comparative Review and Analysis of Hydraulic Fracturing Wastewater Management Practices Across Four North American Basins*. Recuperado en Marzo 28, 2018, de <http://www.cwn-rce.ca/assets/resources/pdf/Hydraulic-Fracturing-Research-Reports/Goss-et-al.-2015-CWN-Report-Unconventional-Wastewater-Management.pdf>
- CAPP - Canadian Association of Petroleum Producers. (2014). *Basic Statistics*. Recuperado de <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/statistics/>
- ConocoPhillips. (2018, Enero). Nuestras operaciones - VMM3. Recuperado en Abril 6, 2018, de <http://www.conocophillips.com.co/es/nuestras-operaciones/vmm-3/>
- COGCC, Colorado Oil and Gas Conservation Commission. (2014). Risk-based inspections: Strategies to address environmental risk associated with oil and gas operations. (COGCC-2014-PROJECT #7948). Denver, CO. <https://cogcc.state.co.us/Announcements/RiskBasedInspection/RiskBasedInspectionStrategy.pdf>.
- Considine, T; Watson, R; Considine, N; and Martin, J. (2012). Environmental Impacts During Marcellus Shale Gas Drilling: Causes, Impacts, and Remedies. Report 2012-1. *Buffalo, NY: Shale Resources and Society Institute*. Recuperado de

Environmental%20Impact%20Report%202012.pdf y/o
<https://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/E-comms/UBSRSI-EnvironmentalImpact.pdf>

- CPU, Cape Breton University & Verschuren Centre for Sustainability in Energy and Environment. (2015, Octubre). *Discussion Paper: Hydraulic Fracturing - Understanding the General Regulatory Issues*. Recuperado en Marzo 21, 2018, de <https://www.cbu.ca/wp-content/uploads/2015/10/Hydraulic-Fracturing-Understanding-the-General-Regulatory-Issues.pdf>
- c&en -By Free Feng-. (Enero 19, 2015). China Backpedals On Shale Gas [Imagen]. *Chemical and Engineering News. Volume 93 Issue 3* (pp. 22-23). Recuperado el 30 de Marzo de 2018, de <https://cen.acs.org/articles/93/i3/China-Backpedals-Shale-Gas.html>
- Dazhong, D., Caineng, Z., Jinxing Dai, S. H., Junwei, Z., Jianming, G., Yuman, W., . . . Zhen, Q. (2016). Fig. 2. Distribution of shale gas exploration and development blocks in China [Image] Suggestions on the development strategy of shale gas in China. *Journal of Natural Gas Geoscience* (1), 413-423. Recuperado de https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S2468256X16300815-gr2_lrg.jpg en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468256X16300815>
- El Diario de Buenos Aires. (Febrero 12, 2015) La Comunidad Mapuche Campo Maripe denuncia a YPF por más derrames de petróleo. Recuperado de <http://www.eldiariodebuenosaires.com/2015/02/12/la-comunidad-mapuche-campo-maripe-denuncia-a-ypf-por-mas-derrames-de-petroleo/>
- Elbel, J., & Britt, L., 2000, Fracture treatment design, in Economides, M.J., and Nolte, K.G., eds., *Reservoir stimulation: West Sussex, England, John Wiley and Sons, LTD*, p. 10-1– 10-50.
- Esquivel, R. (Julio, 2015). Marco de la Política Ambiental Provincial para el Desarrollo Hidrocarburífero Sostenible en la Provincia del Neuquén. *Secretaría de Hacienda de la Provincia de Neuquén. XXXIII Reunión Plenaria del Foro Permanente de Direcciones de Presupuesto y Finanzas de la República Argentina*. Recuperado el 23 de Marzo de 2018, de http://www.haciendanqn.gob.ar/archivos/7574_Esquivel_-_Medio_Ambiente_Hidroc_-_Foro_Nqn_2015.pdf
- EY (Ernst & Young). (2015, Marzo 3). *Public Reports (BCOGC) - Review of British Columbia's hydraulic fracturing regulatory framework* - . Recuperado en Marzo 2018, 22, de <https://www.bcoqc.ca/review-british-columbia%E2%80%99s-hydraulic-fracturing-regulatory-framework>
- FRACKTRACKER Alliance. (May 1, 2013) The US Map of Suspected Well Water Impacts. *Data and Analysis, Events and Announcements, Feature / by Matt Kelso, BA* [Images]. Recuperado de <https://www.fracktracker.org/2013/05/v1wellimactsmap/>
- Gallegos, T., Varela, B., Haines, S., & Engle, M. (2015). Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research* 51(7), 5839-5845. doi: 10.1002/2015WR017278
- GAO - United States Government Accountability Office. (Septiembre, 2012). Oil and Gas, Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. *Highlights of GAO-12-732, a Report to Congressional Requesters*. Recuperado de <https://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf>
- Gobernación de Neuquén. (2014, Marzo 17). *Fracking center*. Proyecto de Ley 8474 - Expediente E-009/ 14 de la Provincia de Neuquén sobre la protección, mejoramiento y defensa del ambiente y para el uso eficiente de los recursos, la prevención y reducción de impactos y riesgos derivados de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <http://fracking.center-hre.org/wp-content/uploads/2014/04/Proyecto8474.pdf>

- Goss, G. et al. (Octubre, 2015). Unconventional Wastewater Management: A Comparative Review and Analysis of Hydraulic Fracturing Wastewater Management Practices Across Four North American Basins [Images]. *Final CWN (Canadian Water Network) Report. University of Alberta & Canadian Water Network.*
- Guangdong Price Bureau. (2010). *Sewage treatment costs in 2009 and 2010.*
- Guo, M., Xu, Y., & Chen, Y. (Enero 9, 2014). Fracking and pollution: can China rescue its environment in time? *Environ. Sci. Technol.* 48 (2). pp 891-892 [Image]. *American Chemical Society.* DOI: 10.1021/es405608b. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/259644252_Fracking_and_Pollution_Can_China_Rescue_Its_Environment_In_Time
- Guo, M., & Xu, Y. C. (2017). Catching environmental noncompliance in shale gas development in China and United States. *Resources, Conservation and Recycling* 121. pp 73-81. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2015.12.001>. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344915301488?via%3Dihub>
- Hansia, F. (24 de abril de 2014). Sinopec Fracking In China Turns Deadly [Entrada de blog CorpWatch] Recuperado de <https://corpwatch.org/article/sinopec-fracking-china-turns-deadly>
- IDEAM. (2014). *Estudio Nacional del Agua. Informe de Resultados*, Bogotá D.C.
- INGEOMINAS. (2004). *Programa de exploración de aguas subterráneas.* Bogotá D.C.
- IEA, International Energy Agency. (2011). Are We Entering A Golden Age of Gas? *World Energy Outlook Special Report.* Paris, France. (<http://www.iea.org/weo/>) Recuperado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf
- IEA, International Energy Agency. (2012). Golden Rules for a Golden Age of Gas. *World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Resumen Ejecutivo.* Paris, France. (<http://www.iea.org/weo/>) Recuperado de https://www.iea.org/media/publications/weo/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf
- Krupnick, A., Wang, Z., & Wang, Y. (2014). Environmental risks of shale gas development in China. *Energy Policy* 75, pp. 117 - 125. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.07.022>. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514004509?via%3Dihub>
- Lauri, C. (s.f.). Fractura Hidráulica. *Dpto. de Estudios, Dirección de Estudios, Secretaría de Minería e Hidrocarburos, Gobierno de la Provincia de Neuquén.* Recuperado en de <https://es.scribd.com/document/262420450/Fractura-Hidraulica>
- Legislatura de la Provincia de Neuquén. (2010) Ley 2735: Certificado de Aptitud Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/arg153331.pdf>
- Legislatura de la Provincia de Neuquén. (1991, Febrero 1). *CEAN, Centro de Agricultura Aplicada de Neuquén.* Recuperado en Marzo 9, 2018, de principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente en todo el territorio de Neuquén: <http://www.cean.gob.ar/wp-content/uploads/2016/05/leypcial1875-decreto2656-leyt.o.2267.pdf>.
- Li, J. Z. (2011). Analysis on the factors of affecting on pollution emission automatic monitoring data validity. *Environmental Analysis and Assessment* (27), 48-52.
- LGWRC - Louisiana Groundwater Resources Commission. (Marzo 15, 2012). Managing Louisiana's Groundwater Resources With Supplemental Information on Surface Water Resources: An Interim Report to the Louisiana Legislature. *Louisiana Ground Water Resources Commission Issued Water*

Mangement Report. State of Louisiana Department of Natural Resources. Recuperado el 3 de Abril de 2018, de <http://dnr.louisiana.gov/index.cfm?md=pagebuilder&tmp=home&pid=907>

Ministerio de Justicia y Derechos Humanos - Presidencia de la Nación. (1967, Junio 23). *InfoLEG - Ley 17.319 de 1967 de la Presidencia de la República de Argentina: Ley de Hidrocarburos*. Recuperado en Marzo 8, 2018, de Información Legislativa: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/texact.htm>

Ministerio de Medio Ambiente, Urbanismo y Vivienda. (1992, Noviembre 26). *Argentina Ambiental*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de Decreto 437/93 - Evaluación ambiental de la industria petrolera - : <http://argentiniambiental.com/legislacion/nacional/decreto-43793-evaluacion-ambiental-la-industria-petrolera/>

MEP, Ministry of Environmental Protection of China. (2006). *Environmental Policies - Hazardous Chemicals Management*. Recuperado en Marzo 8, 2017, de Amendment on the List of Toxic Chemicals Severely Restricted on Import and Export in China: http://english.sepa.gov.cn/inventory/toxic_chemicals/200712/t20071212_114144.shtml

MEP, Ministry of Environmental Protection of China. (2008). *The Ecological and Environmental Protection on the "Belt and Road": China's Main Documents, Laws and Regulations on Environmental Protection (2016)*. Recuperado en Marzo 11, 2017, de Law on the Prevention and Control of Water Pollution: http://english.sepa.gov.cn/Resources/laws/environmental_laws/201712/P020171212587967385688.pdf

MEP, Ministry of Environmental Protection of China . (1989, Julio 2010). *Resources - Laws* . Recuperado en Marzo 8, 2017, de Provisions on the Administration of the Prevention and Control of Pollution in Protected Areas for Drinking Water Sources: <http://english.sepa.gov.cn/Resources/laws/>

MEP, Ministry of Environmental Protection of China. (2011). *National Plan for Ground Water Pollution Prevention and Control (2011–2020)*. Beijing, China. Chinese only version en <http://chinawaterrisk.org/research-reports/national-groundwater-pollution-prevention-and-control-plan-2011-2020/>

Minkow, D. (2017, Abril 6). *Desmog Canada - What You Need to Know About Fracking In Canada* -. Recuperado en Marzo 13, 2018, de <https://www.desmog.ca/2017/04/06/what-is-fracking-in-canada>

Ni, Y. (2010). Problems and suggestions in the operation of the pollution sources. *Journal of Environmental Science* , 19 - 22 .

Nicot, J & Scanlon, B. (2012). Water use for shale-gas production in Texas. U.S. *Environmental Science Technology* (46), 3580–3586. Recuperado de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.362.4944&rep=rep1&type=pdf>

Notte, C. (2014) Reducing produced water leaks and spills by improving industry compliance in British Columbia's natural gas sector. (Capstone Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Public Policy) School of Public Policy Faculty of Arts and Social Sciences. SIMON FRASER UNIVERSITY. Recuperado de <http://summit.sfu.ca/item/14030>

OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES. (November 27, 2013). Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. *SENAT*. Recuperado de SENAT, Francia: <https://www.senat.fr/rap/r13-174/r13-1741.pdf>

OIGI, Oil and Gas Info. (2018). Oil and gas operations, including hydraulic fracturing or fracking, are strictly regulated in Canada. Oil and gas exploration, development and production activities are governed by

legislation, regulations and/or guidelines. *All about fracking -Regulator -*. Recuperado en Marzo 20, 2018, de <https://oilandgasinfo.ca/all-about-fracking/regulatory/>

OPSC, The Office of the Pollution Source Census (2007). The notice of issuing “The technical regulations of industrial sources and centralized protection and treatment facilities census” and other six regulations. *Beijing, China*.

Otálvaro, L. (2018). Las aguas subterráneas en la política nacional para la gestión integral del recurso hídrico. *I Congreso Internacional de Hidrogeología*, (pp. 7 - 22). Bogotá D.C.

Patterson L et al. (2016). Unconventional Oil and Gas Spills: Risks, Mitigation Priorities, and State Reporting Requirements. *Environ. Sci. Technol.*, 2017, 51 (5), pp 2563–2573. DOI: 10.1021/acs.est.6b05749. Recuperado de <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.6b05749>

Poder Ejecutivo Provincial de Mendoza. (2008, Febrero 7). *Argentina Ambiental - Decreto 170/08 – Hidrocarburos. Evaluación de Impacto Ambiental -*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <http://argentinambiental.com/legislacion/mendoza/decreto-17008-hidrocarburos-evaluacion-impacto-ambiental/>

Poder Legislativo Provincial de Neuquén. (2008, Agosto 29). *Microjuris - Inteligencia jurídica*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de Ley 2600: medidas de resguardo y protección ambiental en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas: <https://aldiaargentina.microjuris.com/2017/07/05/ambiental-hidrocarburos-provincia-del-neuquen-medidas-de-resguardo-y-proteccion-ambiental-empresas-certificado-de-aptitud-ambiental-de-la-actividad-hidrocarburifera-obligatoriedad/>

Rahm, D. (2011). Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: the case of Texas. *Energy Policy* 39(5), pp 2974–2981. Recuperado de <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v39y2011i5p2974-2981.html>

Rivard, C., Lavoie, D., Lefebvre, R., Séjourné, S., Lamontagne, C., & Duchesne, M. (Junio 1, 2014). An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns, *Int. J. Coal Geol [Images]. International Journal of Coal Geology* 126, [64-76]. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.004>. Recuperado de http://www.atlanticaenergy.org/pdfs/natural_gas/Community/Overview%20of%20Canadian%20shale%20gas%20production_Rivard_IJCG_2014.pdf

Scanlon, B., Reedy, R. & Nicot, J. (2014). Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? *Environmental Research Letters* 9. 124011 (14 pp). doi:10.1088/1748-9326/9/12/124011. Recuperado de <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/9/12/124011/pdf>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Territorial de la Provincia de Mendoza . (2018, Marzo 9). → *Decreto reglamentario para la evaluación de impacto ambiental para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales* . Recuperado en Marzo 13 , 2018 , de <http://www.prensa.mendoza.gov.ar/wp-content/uploads/sites/5/2018/03/Presentacion-DECRETO-.pdf>

Sher, C. & Wu, C. (Febrero 19, 2018). Fracking in China: Community Impacts and Public Support of Shale Gas Development. *Journal of Contemporary China* 27(112), pp. 626-641. doi.org/10.1080/10670564.2018.1433591. Recuperado de <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/10670564.2018.1433591>

SIAC - Sistema de Información Ambiental Colombiano - . (2017). *Geovisor - Catálogo de mapas (shapes)* . Recuperado en Abril 5, 2018, de <http://www.siac.gov.co/catalogo-de-mapas>

Smakhtin, V., Revenga, C. & Döll, P. (Septiembre, 2004). A pilot global assessment of environmental water requirements and scarcity. *Water International Journal* 29(3). pp 307 - 317. *International Water Resources Association*. <https://doi.org/10.1080/02508060408691785>. Recuperado de <http://rydberg.biology.colostate.edu/bz580/readings/5%20->

%20Environmental%20flow%20methods/Smakhtin%20etal%202004%20Envtl%20Water%20Requirements.pdf

- Subsecretaría de Ambiente de la Provincia de Neuquén. (2012, Agosto 13). *Decreto provincial 1483 de 2012 de la Gobernación de la Provincia de Neuquén: normas y procedimientos para exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <https://ambiente.neuquen.gov.ar/>
- Taillant, J. D., Valls, M., D'Angelo, M. E., & Headen, C. a. (2013). Fracking Argentina. Informe Técnico y Legal sobre la Fracturación Hidráulica en Argentina. *Cordoba, Argentina: Centro de Derechos Humanos y Ambiente (CEDHA) & ECOJURE*. Recuperado de <https://es.slideshare.net/delDespojoCmicas/fracking-argentina-informe-tecnico-y-legal-sobre-la-fracturacin-hidraulica-en-argentina>
- TCEQ, Texas Commission on Environmental Quality. (2012). *Report Form of Surface Water Used*. Recuperado de <http://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/forms/10316> (https://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/forms/annual_report_instructions1.pdf)
- Tong, L., Zhou, X., & Haisheng, L. (n.d.). Environmental Impacts of Shale Gas Development in China and Recommendations on Management of their Environmental Impact Assessment. *Appraisal Center For Environment and Engineering, MEP of China*. Recuperado en de <http://conferences.iaia.org/2013/pdf/Final%20papers%20review%20process%2013/Environmental%20Impacts%20of%20Shale%20Gas%20Development%20in%20China%20and%20Recommendations%20on%20Management%20of%20their%20Environmental%20Impact%20Assessment.pdf>
- U.S. EIA, Energy Information Administration and Advanced Resources International Inc. (ARI). (2013, Junio). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Retrieved Marzo 6, 2018, from <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- U.S. EIA, Energy Information Administration (Febrero 13, 2015). Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries. *Today In Energy*. Recuperado el 6 de Marzo de 2018, de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=19991>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (1980). *40 CFR Part 146, Underground Injection Control Program: Criteria and Standards*. Columbia, Washington: U.S. Government Printing Office. Recuperado de <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-146>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency Program. (1983a). *40 CFR Part 144, Underground Injection Control*. Columbia. Washington: Government Printing Office. Recuperado de <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-144>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (1983b). *40 CFR Part 145, State UIC Program Requirements*. U.S. Columbia. Washington, DC: Government Printing Office. Recuperado de <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-145>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (2011b). *Fact Sheet: EPA Initiates Rulemaking to Set Discharge Standards for Wastewater de Shale Gas Extraction*.
- U.S. EIA, Energy Information Administration (U.S. EIA) (Junio, 2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Recuperado el 6 de Marzo de 2018, de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (2015). *Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry*.

- U.S. EPA (U.S. Environmental Protection Agency). (2015c). Review of state and industry spill data: Characterization of hydraulic fracturing-related spills [U.S. EPA Report]. (U.S. EPA/601/R-14/001). Washington, DC: Office of Research and Development. <http://www2.epa.gov/hfstudy/review-state-and-industry-spill-data-characterization-hydraulicfracturing-related-spills-1>.
- U.S. EPA. Environmental Protection Agency. (Diciembre, 2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts de the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Executive Summary). *Washington, DC*. (50 pp) EPA/600/R-16/236ES. www.epa.gov/hfstudy. Recuperado de https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf
- Van Meter, D. & Van Horn, C.. (1975). The policy implementation process: A conceptual framework. *Administration & Society*, 6(4), pp. 445–488. doi.org/10.1177/009539977500600404. Recuperado de <http://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1177/009539977500600404>
- Wilson, S. (2014 , Mayo). Improving the regulation of fracking wastewater disposal in BC. *Environmental Law Centre, University of Victoria* . Recuperado en Marzo 21, 2018, de: http://www.elc.uvic.ca/press/documents/2014-01-04-ELC-Report_ImprovingFrackingWastewaterDisposalRegulation.pdf
- WRI - World Resources Institute. (2014). *Water Stress Magnifies Drought's Negative Impacts throughout the United States* [Mapa]. Recuperado el 3 de Abril de 2018, de http://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/uploads/us_water_stress_map.png a través de <http://www.wri.org/blog/2014/04/water-stress-magnifies-drought%E2%80%99s-negative-impacts-throughout-united-states>

NORMAS JURÍDICAS REPÚBLICA DE COLOMBIA

- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (26 de marzo de 2014). Consideración 6, Artículos 40.2, 40.4, 46, 54. *Acuerdo Número 03 de 2014, por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias*. DO: No. 49.111 de 2 de abril de 2014. Recuperado de http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/acuerdo_anh_0003_2014.htm
- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2013). Numeral 4. Artículo 46: Acreditación de Capacidad Medioambiental. (n.d.). ANH: *EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS PROVENIENTES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, TÉRMINOS PARTICULARES*. Recuperado de http://www.anh.gov.co/en-us/Documents/Noticias%20ANH/Proyecto_Terminos_Particulares_20_11_13.pdf
- Congreso de Colombia. (24 de abril de 2012). Artículo 42. *Ley 1523 de 2012, por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones*. DO: No. 48.411. Recuperado de http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1523_2012.html
- Departamento Administrativo de la Presidencia de la República. (20 de diciembre de 2017). Artículo 2.3.1.5.1.1.2, Artículo 2.3.1.5.1.2.1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Artículo 2.3.1.5.2.1.2, Artículo 2.3.1.5.2.6.1, Artículo 2.3.1.5.2.8.1, Artículo 2.3.1.5.2.9.1, Artículo 2.3.1.5.3.2. *Decreto Número 2157 de 20 DIC 2017, por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la ley 1523 de 2012*. Recuperado de <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%202157%20DEL%2020%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202017.pdf>

- MADS, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (20 de marzo de 2014). Consideraciones, Numerales 4.1, 4.2, 5.1.2, 5.3.4, 6.1, 6.2, 7.1, 7.2, 7.3, 7.7, 7.9. *Resolución 0421 de 2014, por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. (Anexo 3. Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales)*. Recuperado de <http://www.leyex.info/leyes/Resolucionmadr421de2014.htm>
- MADS, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (17 de marzo de 2015). Artículo 11. *Resolución 631 de 2015, por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones*. DO: No. 49.486 de 18 de abril de 2015. Recuperado de http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minambientes_0631_2015.htm
- MADS, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (16 de enero de 2018). Artículos 5, 6, 7. *Decreto 050 de 16 ENE 2018, por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de la Macrocuenca (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones*. Recuperado de <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%2050%20DEL%2016%20ENERO%20DE%202018.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (2 de septiembre de 2009). Artículos 6, 15, 21, 22, 23, 51, 52. *Resolución Número 18 1495 de 02 SEP 2009, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos*. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%2018%201495%20de%202009.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (5 de enero de 2010). Capítulos II, III, IV. Artículos 17, 19, 25, 41, 43. Apéndice I. *Resolución Número 18 0005 de 05 ENE 2010, por la cual se adopta el Reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia*. Recuperado de https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23931303/RES180005_2010.pdf/056063f3-298a-4b68-9999-53113d137d03
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (16 de mayo de 2012). Artículo 42. *Resolución 18 0742 de 16 MAY 2012, por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Recuperado de <https://redjusticiaambientalcolombia.files.wordpress.com/2014/09/resolucion-180742-de-2012-minminas.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (26 de diciembre de 2013). Artículo 1. *Decreto Número 3004 de 26 DIC 2013, por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Recuperado de <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Decretos/2013/Documents/DICIEMBRE/26/DECRETO%203004%20DEL%2026%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202013.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (27 de marzo de 2014). Capítulo I, Artículos 11, 15, 16, 17. *Resolución 9 0341 de 27 MAR 2014, por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/22632-11325.pdf>
- SGC, Servicio Geológico Colombiano. (2017, Marzo 23). Artículos 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8. *Resolución D-149 de 2017, por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de*

exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. DO: No. 50.192 de 31 de marzo de 2017. Recuperado de <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col169136.pdf> y/o https://srv-nor.sgc.gov.co/normograma/docs/resolucion_sgc_0149_2017.htm

SGC, Servicio Geológico Colombiano. (2017, Julio 4). Artículo 1, Modificación: Artículo 3. Transmisión de Datos. *Resolución D277 de 2017, por la cual se modifica el artículo 3o de la Resolución número D149 de 2017*. DO: No. 50.288 de 8 de julio de 2017. Recuperado de https://srv-nor.sgc.gov.co/normograma/docs/resolucion_sgc_0277_2017.htm