

**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 caso, 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 período 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)

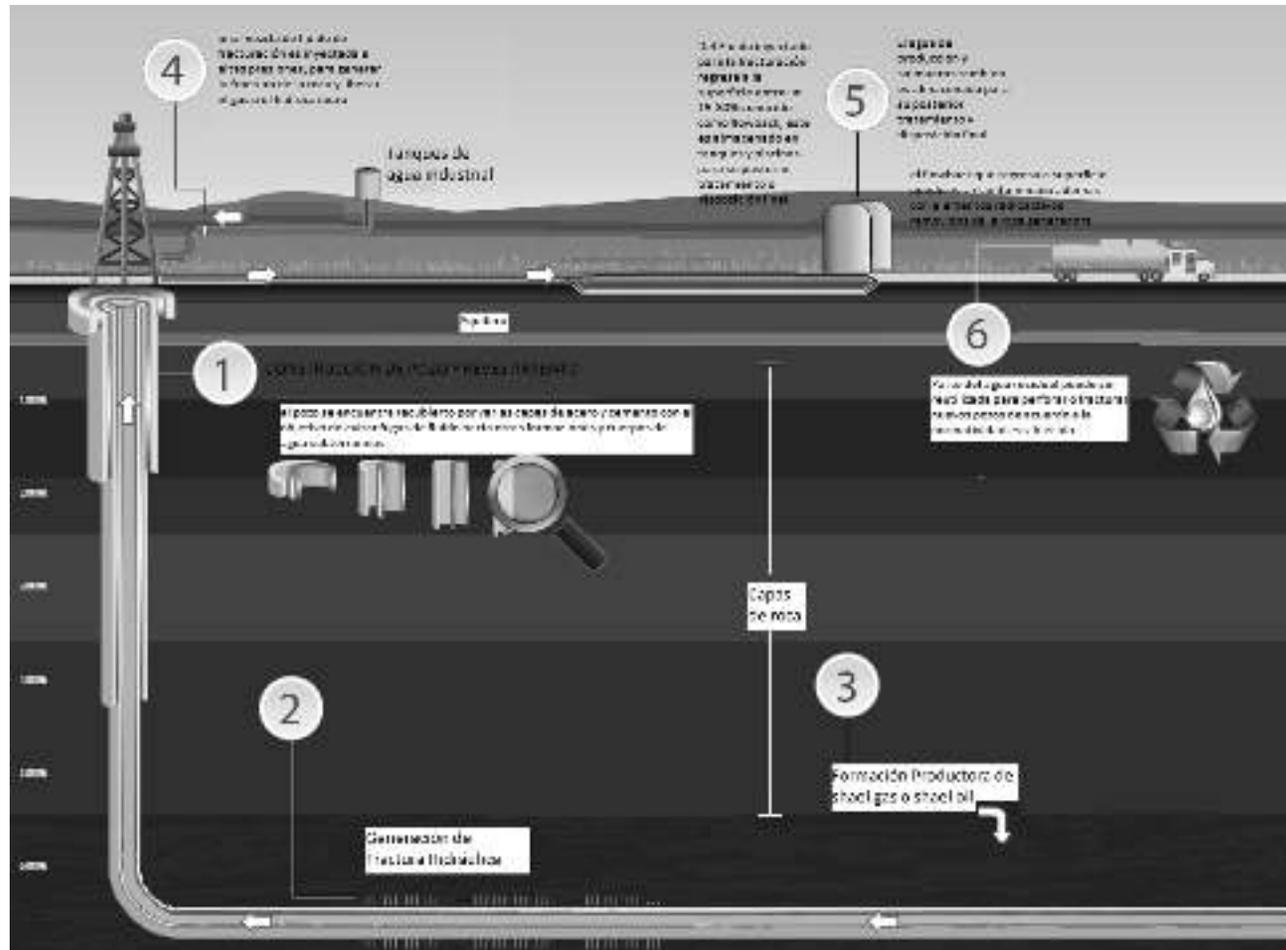


Figura 1. Esquema del fracturamiento hidráulico

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).

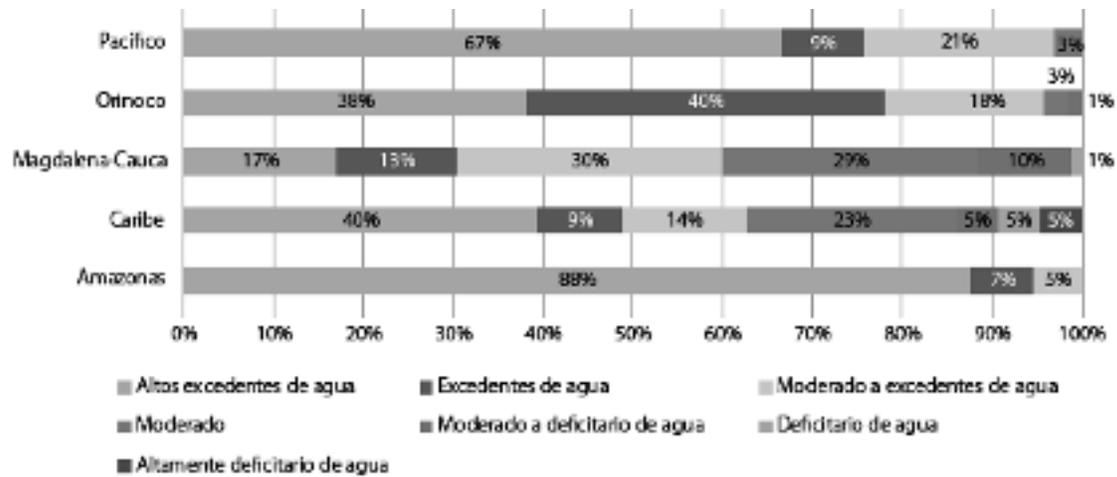


Figura 2. Distribución del índice de aridez por área hidrográfica

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)

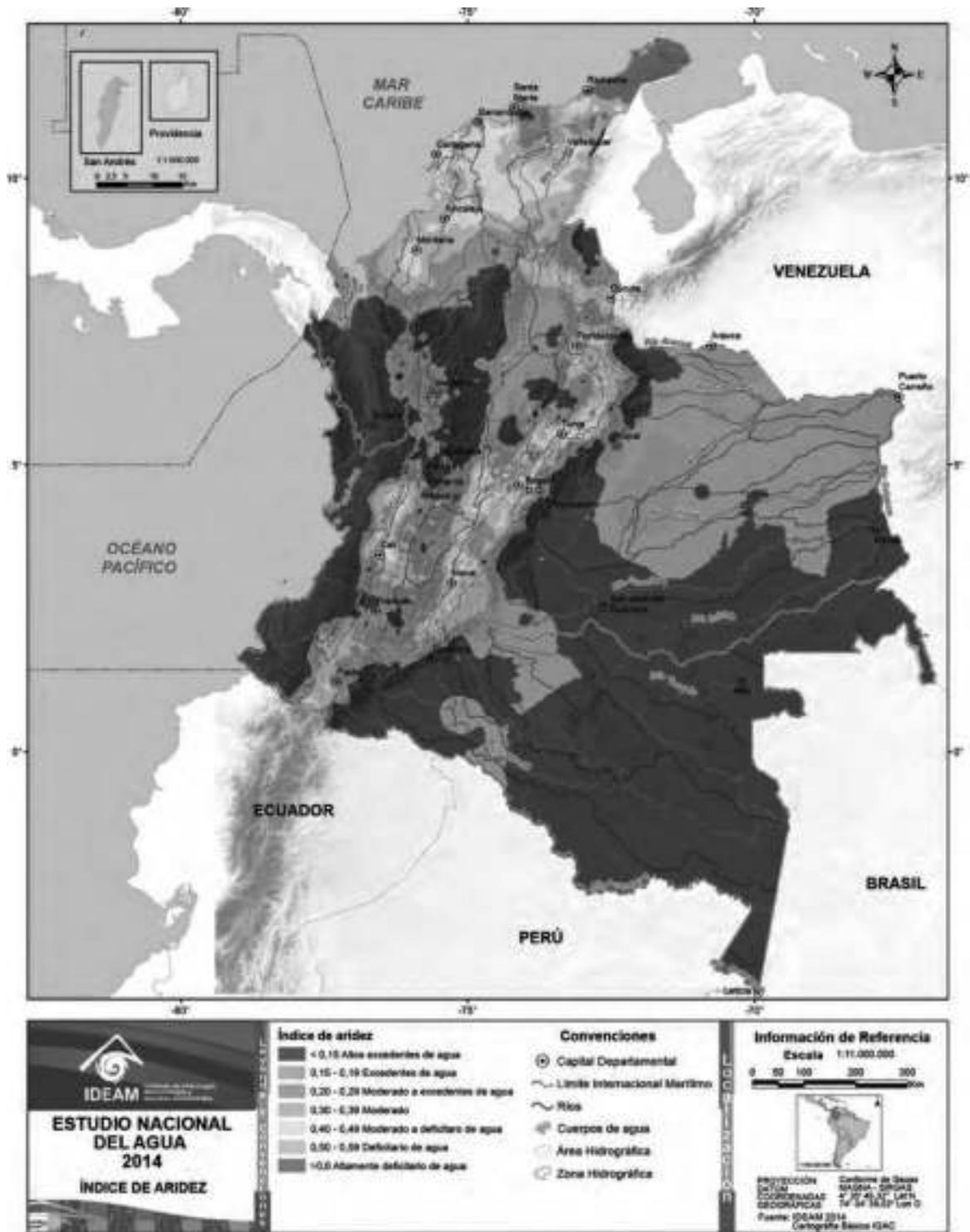


Figura 4. Índice de aridez en Colombia

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.

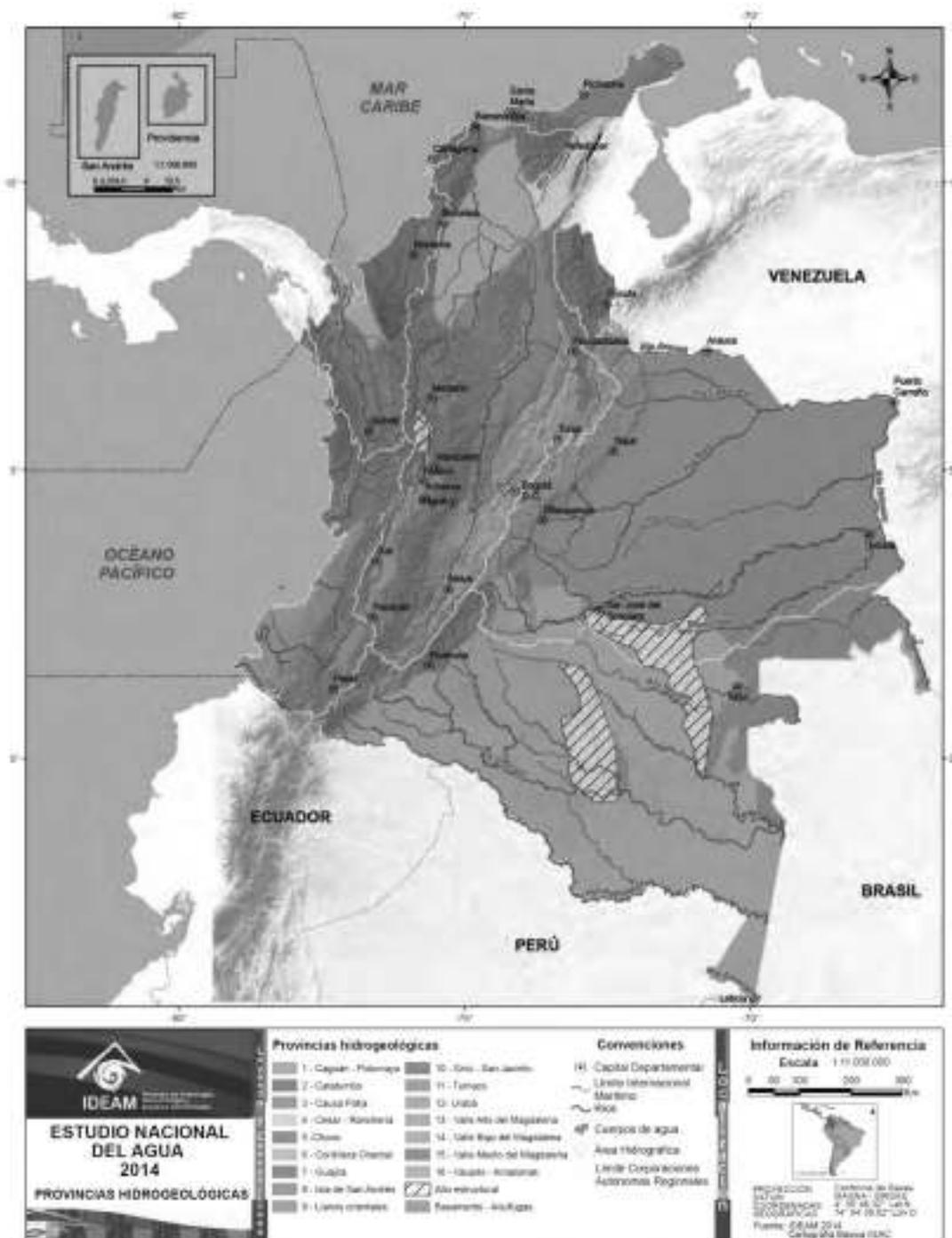


Figura 5. Distribución de provincias hidrogeológicas en Colombia

Fuente: IDEAM (2014)

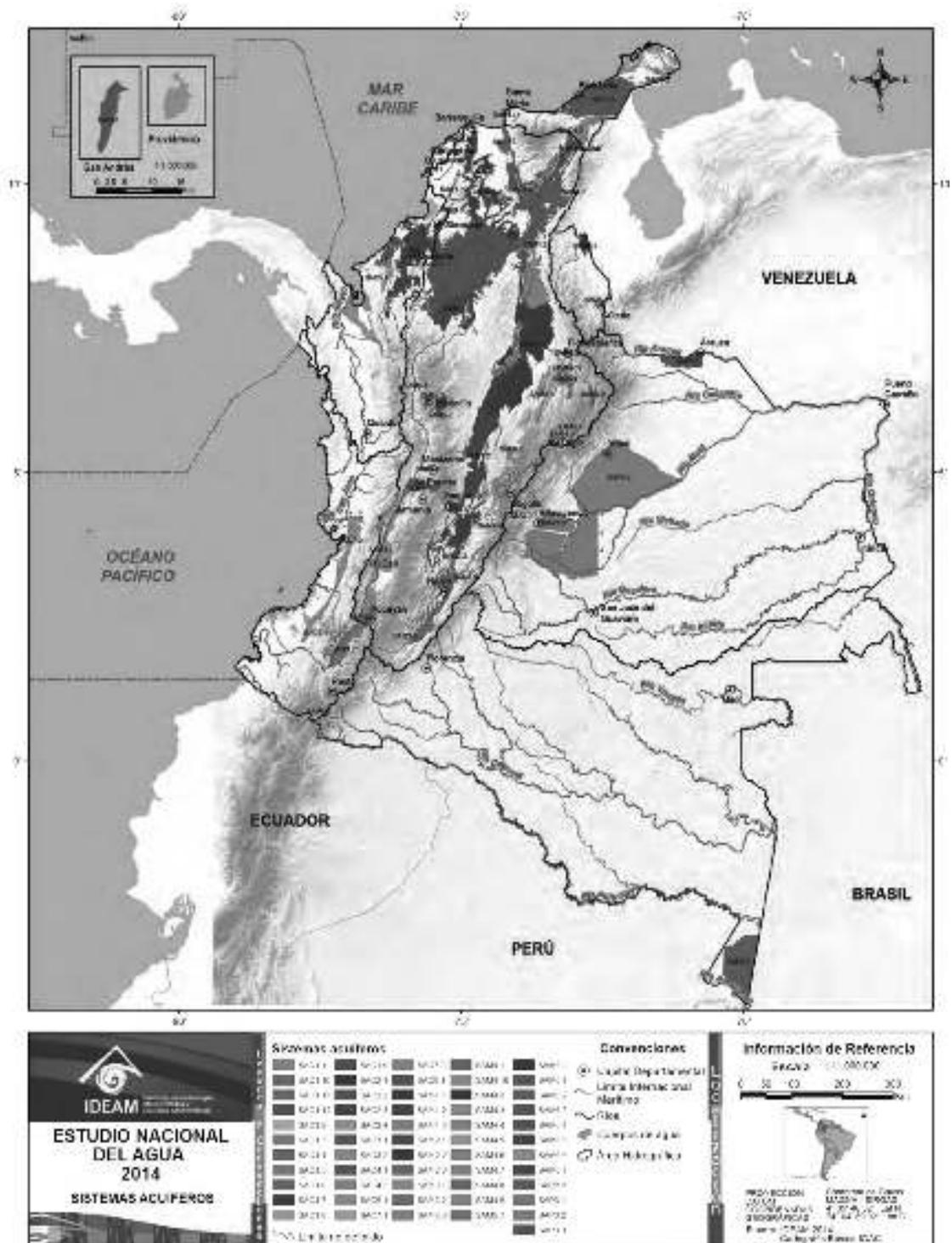


Figura 6. Localización de sistemas acuíferos en Colombia
Fuente: IDEAM (2014)

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.

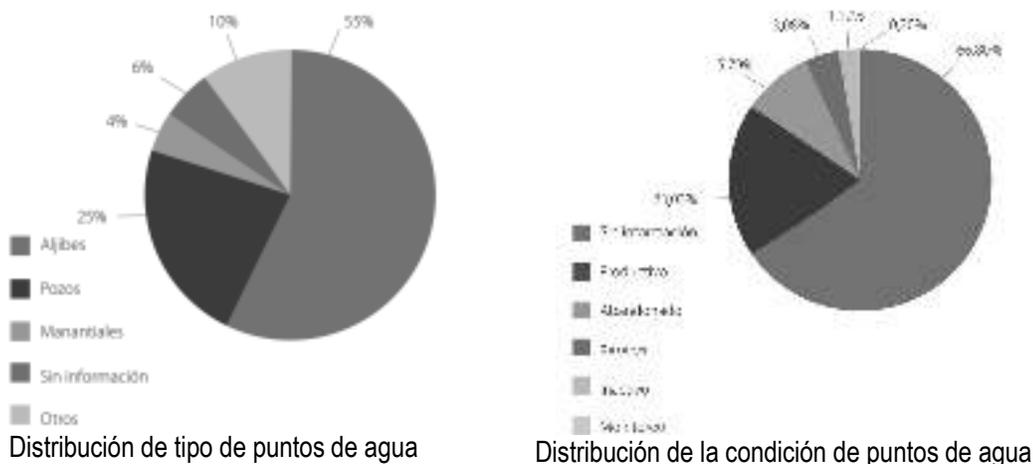


Figura 7. Distribución de los tipos y condiciones de los puntos de agua

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%.

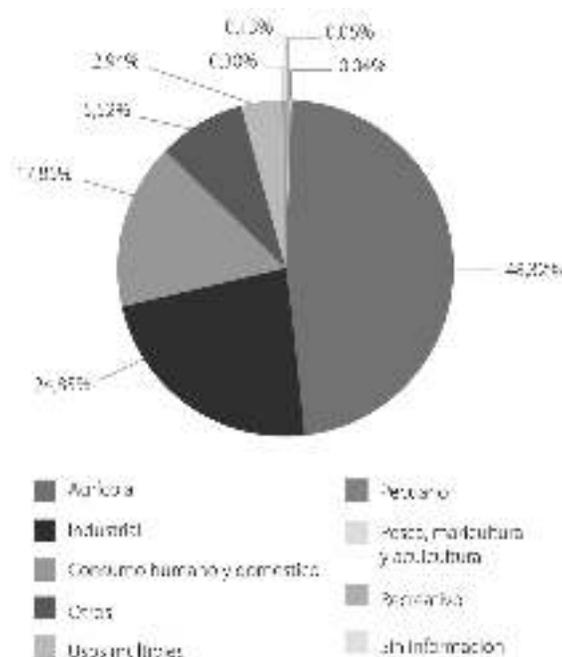


Figura 8. Usos del agua concesionada sujeta a cobro por tasa de utilización de agua (TUA)

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.

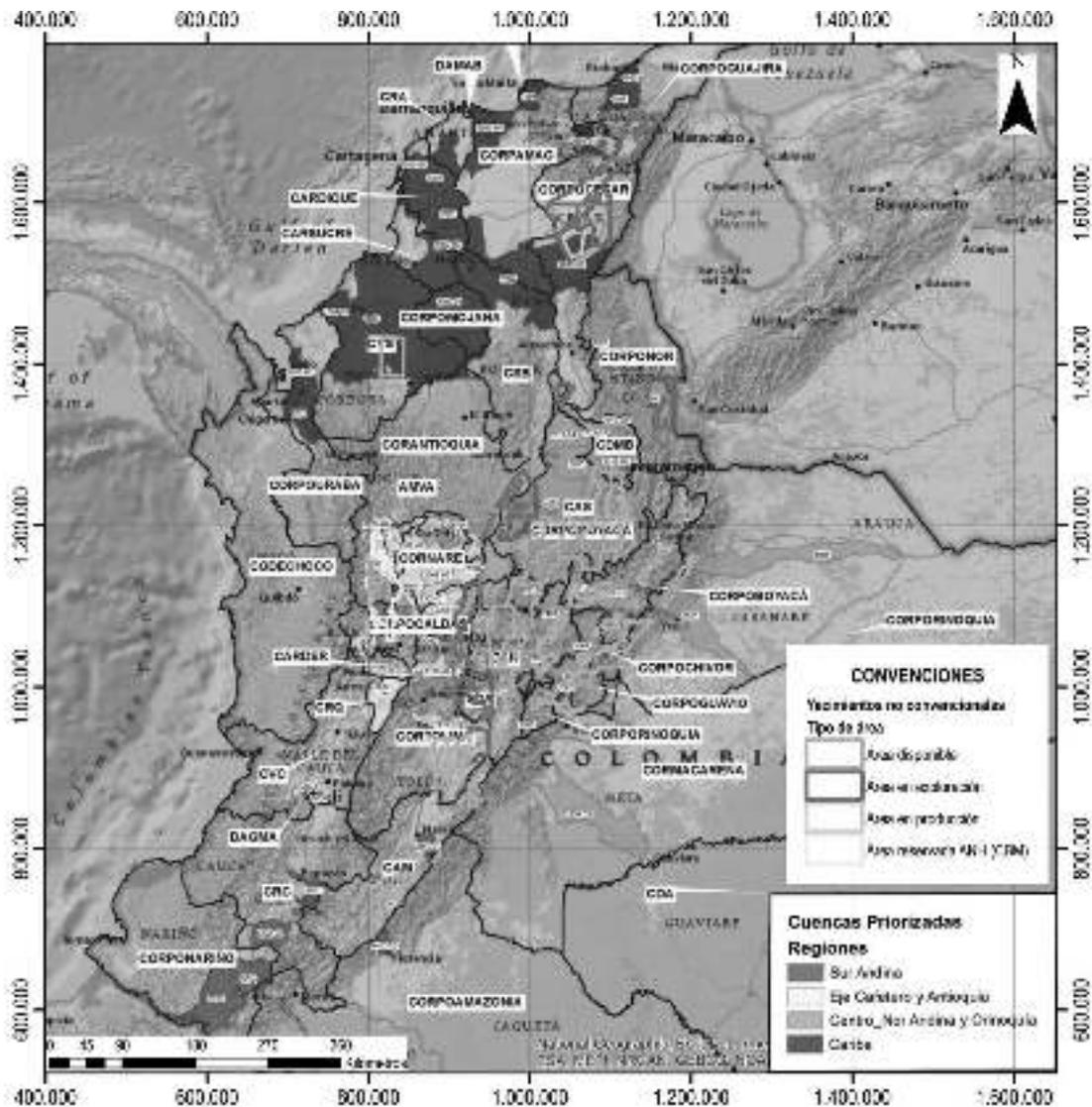


Figura 9. Localización de cuencas prioritizadas para la realización de los POMCA vs. localización de Bloques de YNC (TUA)

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 Orinoquía de las cuencas prioritizadas 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, Corporenoquía, Corpoguvavo, 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.

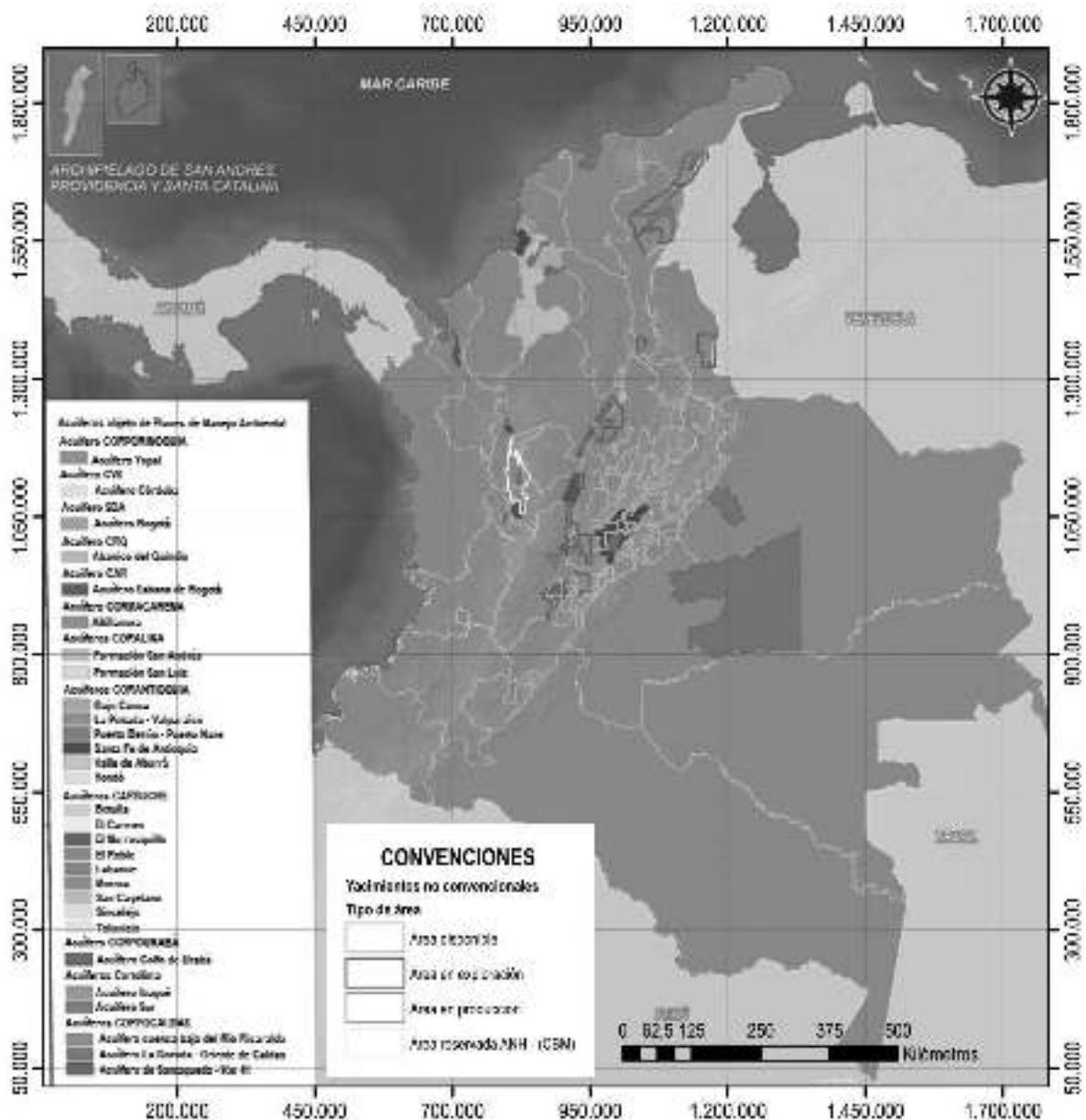


Figura 10. Localización de algunos PMAA vs. localización de Bloques de YNC

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.

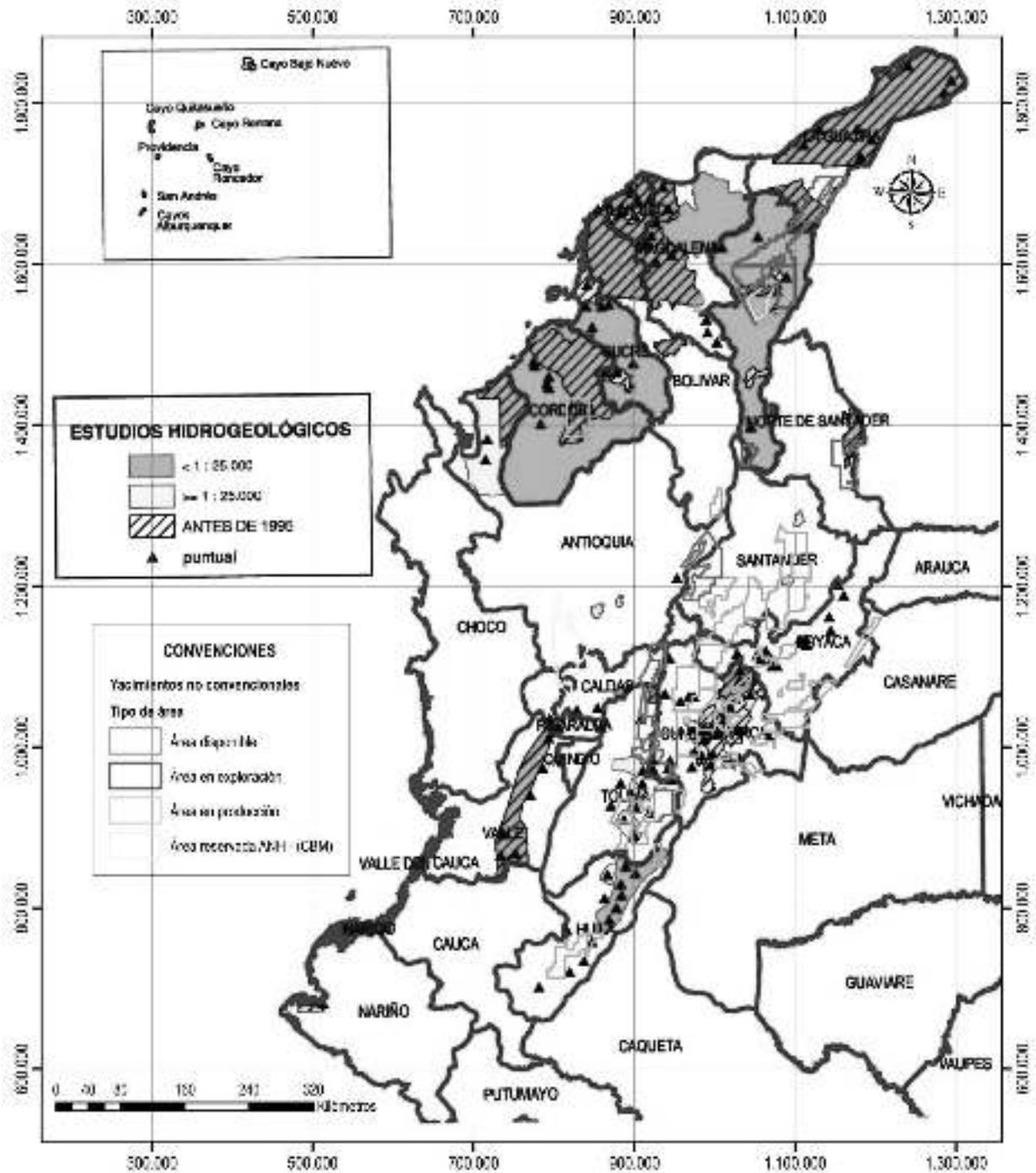


Figura 11. Localización de áreas con estudios hidrogeológicos realizados por Ingeominas hasta el año 2004 vs. localización de Bloques de YNC

Fuente: Modificado de Ingeominas (2004)

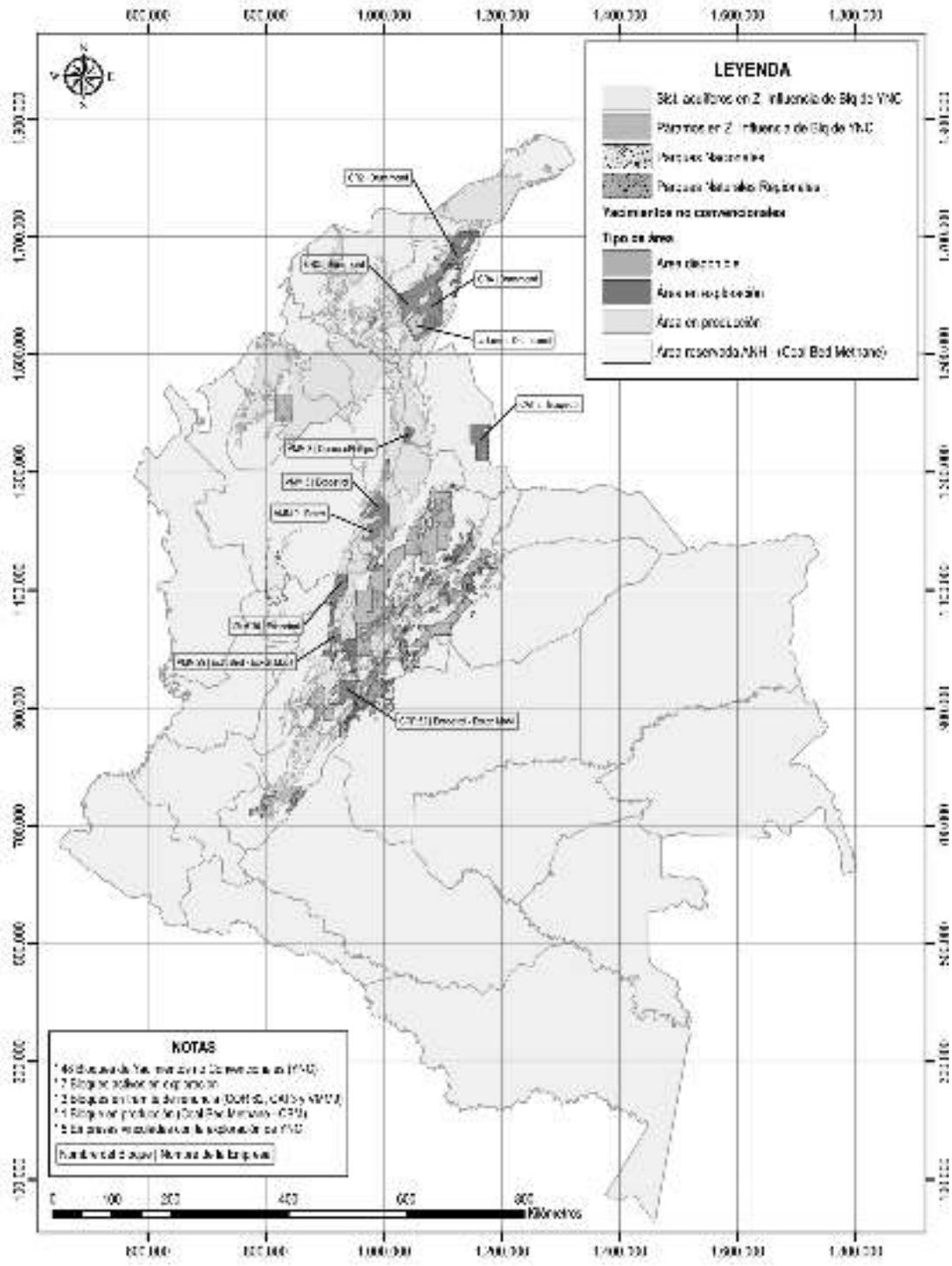


Figura 12. Localización de Sistema de Acuíferos, Páramos, PNN, PNR en zonas de influencias de YNC

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 provincia		Medio geológico		Módulo hidrogeológico					Módulo hidrogeológico	Módulo hidrogeológico					Módulo hidrogeológico		
	Código	Nombre	Formación	Tipos de rocas	Descripción de los niveles hidrogeológicos	Instrucciones de control de aguas (uso de parámetros)	Instrucciones de control de aguas (transmisividad del suelo)	Instrucciones de control de aguas (reserva)	Cálculo de recarga	Mapa de flujo	Cálculo de reservas	Cálculo de acumulación	Parámetros hidrogeológicos (K, T, S) de almacenamiento de un área hidrogeológica	Parámetros hidrogeológicos (K, T, S) de un área de interés hidrogeológico	Información de calidad de un área hidrogeológica			
Área hidrogeológica del Magdalena - Cauca																		
FDI Cesar - Korchocha	SAC 1.1	Cesar																
FMI Valle Medio del Magdalena	SAM 1.1	Valle Medio del Magdalena																
	SAM 1.2	Manjuna - Dorada Sejor																
FMI Valle Alto del Magdalena	SAM 2.2	Huicholán Soldado																
	SAM 2.3	Noche - Tercero - García																
	SAM 1.1	Son Gil Dardiana																
FMI Cauca Oriental	SAM 4.5	Sistema de Reón																
	SAM 4.10	Meta de los Sanics																

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 carrotanques, 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 contra incendios. 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 alteración 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.

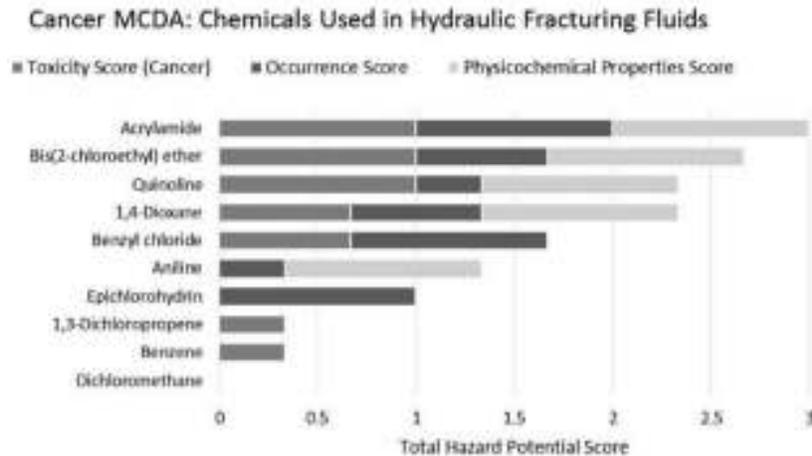


Figura 13. Químicos usados en la fracturación hidráulica y con potenciales riesgos carcinogénicos.

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.

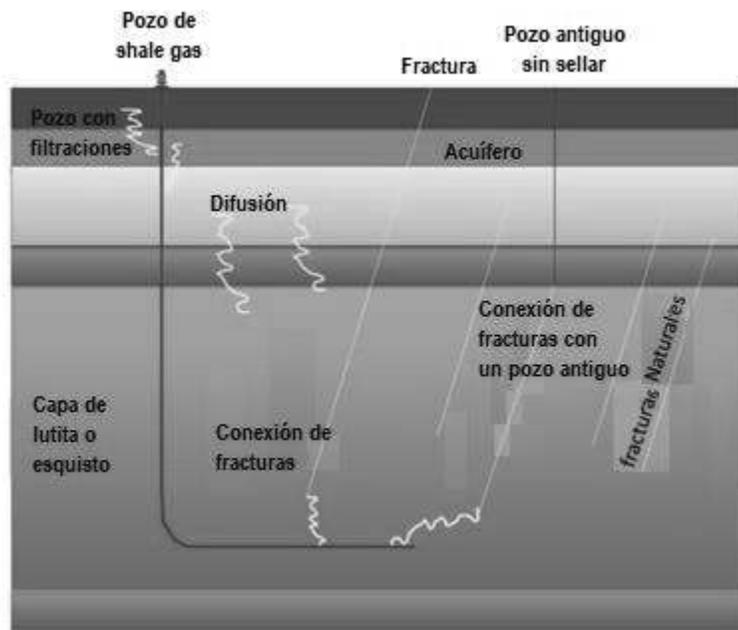


Figura 14. Algunas de las maneras que el metano de shale gas fracking podría encontrar su camino hacia un acuífero

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.

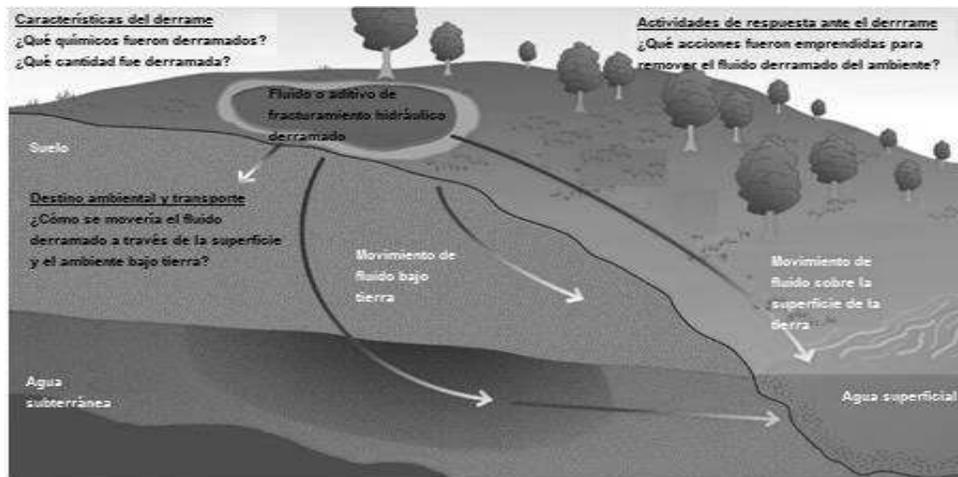


Figura 15. Riesgo de derrames para recurso hídrico subterráneo

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 del fluidos de retorno	Tratamiento de residuos	Reinyección de aguas de producción	Control de material particulado en producción
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 envejeczan 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...”

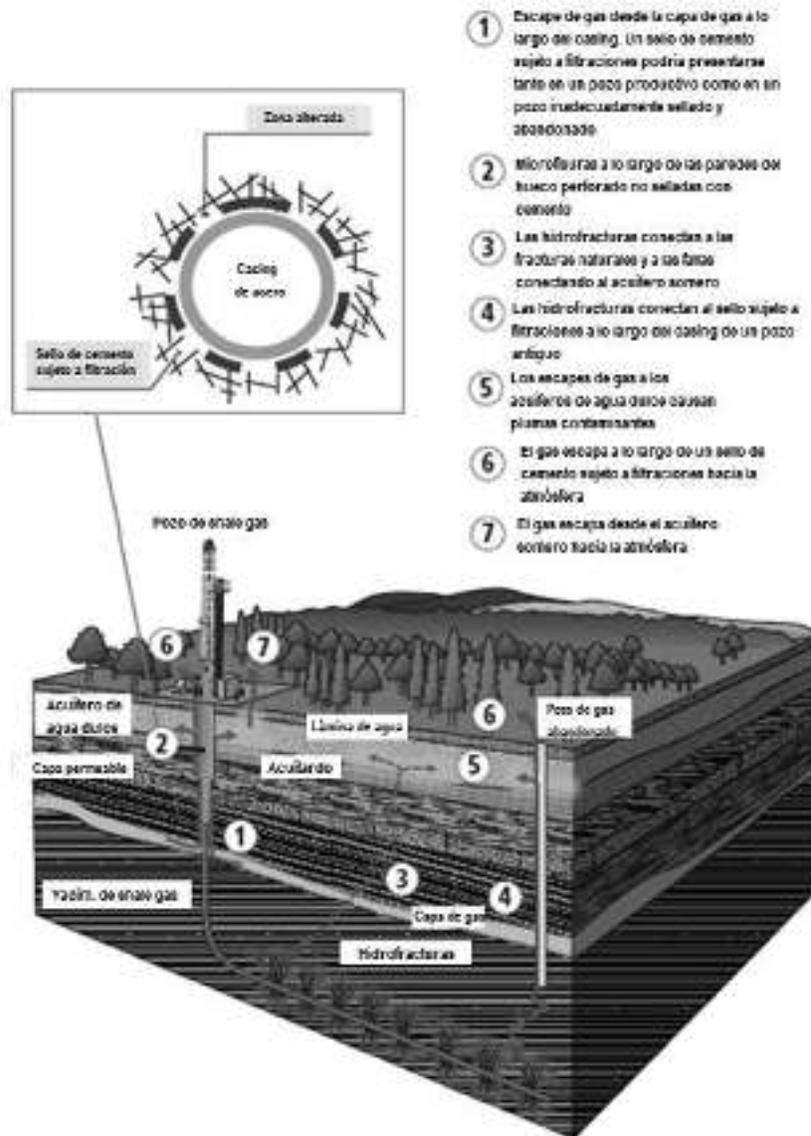


Figura 16. Representación de migración de fluidos hacia las aguas subterráneas

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	Derrames o fugas de fluidos en superficie		X		
	*Rotura de geomembranas *Sobrellenados accidentales.	Infiltración de aguas residuales en el suelo				X
	Carencia de información con respecto a la frecuencia, cantidad y concentraciones de los productos químicos utilizados en el fracturamiento.	Debilidades en el manejo, control, seguimiento y monitoreo de las sustancias químicas empleadas en el fracturamiento		X		X
	Incertidumbre o dificultad para especificar los efectos tóxicos y ambientales de los aditivos en los fluidos de fracturamiento hidráulico.					
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 inyector nuevos y/o pozos inyector 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, Pennsylvania, 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^(g).</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" ^(h).</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 propanes 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 propano 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
	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 ^(b) .	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 ^(f) .	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" ^(g) .		<i>deberá facilitar la información de manera oportuna a la entidad que lo solicite con fines de diagnóstico clínico o tratamiento médico".</i>
Regulación en a tomo sismicidad inducida	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	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	En la actualidad no existen regulaciones específicas sobre sismicidad inducida por desarrollo del fracking en este país	En la actualidad no existen regulaciones específicas sobre sismicidad inducida por desarrollo del fracking en este país	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

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/AI61-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/hjbhzb/bzwb/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