

**EVALUACIÓN DE ALGUNAS ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN DE LA
CONTAMINACIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES.**

JOSÉ DAVID MOLANO VARGAS

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C.
2016**

**EVALUACIÓN DE ALGUNAS ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN DE LA
CONTAMINACIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES.**

JOSÉ DAVID MOLANO VARGAS

**MONOGRAFÍA PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
GESTIÓN AMBIENTAL**

**ASESOR
JIMMY EDGARD ALVAREZ DIAZ
Biólogo Doctor**

**FUNDACION UNIVERSIDAD AMERICA
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACION EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Director de la Especialización

Firma del Calificador

Bogotá D.C., Octubre 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano Facultad de Educación Permanente

Dr. Luis Fernando Romero S.

Director Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Francisco Archer Narváez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documentos. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por darme la oportunidad de vivir y por acompañarme en cada paso que doy, por fortalecer mis conocimientos e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a excelentes personas que han sido mi soporte y compañía durante todo mi tiempo de estudio.

A mis padres por ser mi eje fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, por su incondicional apoyo en todo lo que he realizado, por sus esfuerzos para darme siempre lo mejor que pueden.

A mis hermanos, por estar conmigo y apoyarme siempre incondicionalmente, los quiero mucho.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

AGRADECIMIENTOS

A dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos.

A mis padres por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante, por los ejemplos de perseverancia y constancia que me han permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis hermanos por ser el ejemplo de unos hermanos mayores y de los cuales aprendía ciertos y de momentos difíciles.

Finalmente a mi tutor por su gran apoyo y motivación para la culminación y elaboración de esta monografía. Y por supuesto a mis amigos por el gran apoyo que me han proporcionado a lo largo de todos estos años.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS	18
1. MARCO TEORICO - DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	19
1.1 TEORÍA SOBRE EL ORIGEN DEL PETRÓLEO	19
1.2 TIPOS DE GASES NO CONVENCIONALES	20
1.2.1 Shale gas	20
1.2.2 Tight Gas	22
1.2.3 Coalbed gas	23
1.3 QUE ES UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL	24
1.4 DIFERENCIA ENTRE UN YACIMIENTO CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL	25
1.5 ¿POR QUÉ SE EXPLOTAN LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?	26
1.6 RESERVAS DE GAS Y OÍL NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO	27
1.7 COMO SE EXPLOTAN LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	29
1.7.1 Métodos de exploración	30
1.7.2 Diseño y construcción de pozos para la obtención de gas mediante fracking	31
1.7.3 Perforación vertical	32
1.7.4 Tubería de revestimiento	33
1.7.5 Cementación	34
1.7.6 Perforación horizontal	35
1.7.6.1 Radio corto	36
1.7.6.2 Radio medio	37
1.7.6.3 Radio largo	37
1.7.7 Detonación de cargas explosivas	37
1.7.8 Fracturamiento hidráulico	38
2. CONTAMINACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA DURANTE LA EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL	44
2.1 CICLO DEL AGUA.	44
2.1.1 Acuífero	45
2.1.2 Sistemas Acuíferos	46
2.1.2.1 Volumen nacional estimado del uso de agua subterránea	48
2.2 MODOS DE CONTAMINACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA	48
2.2.1 Migración a través de las grietas del subsuelo	48
2.2.2 Derrames en la superficie	50
2.2.3 Reventones	51
2.2.4 Grietas en el casing	51

2.2.5 Gas metano	52
2.2.6 Flow back	53
2.3 GESTIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES	54
2.3.1 Procedimiento para el análisis de riesgos	56
2.3.2 Evaluación del riesgo	58
3. ESTRATEGIAS DE PREVENCIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL SOBRE EL AGUA SUBTERRÁNEA DURANTE LAS OPERACIONES DE UN YNC.	61
3.1 APROXIMACIÓN METODOLÓGICA	61
3.2 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	62
4. CONCLUSIONES	66
5. RECOMENDACIONES	67
BIBLIOGRAFIA	68

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Comparación entre un yacimiento convencional y no convencional.	25
Cuadro 2. Top 10 de los países con recursos de petróleo de lutitas técnicamente recuperables.	28
Cuadro 3. Top 10 de los países con recursos de gas de lutitas técnicamente recuperables.	28
Cuadro 4. Aditivos más comunes empleados en la fractura hidráulica.	40
Cuadro 5. Fuente de Riesgo, incidente y consecuencia.	55
Cuadro 6. Medición cualitativa de la posibilidad.	57
Cuadro 7. Medición cualitativa del impacto.	57
Cuadro 8. Matriz de interacción entre las posibilidades y los impactos: Nivel de riesgo.	58
Cuadro 9. Evaluación del riesgo.	58
Cuadro 10. Plan de manejo ambiental	62

LISTA DE IMAGENES

	pág.
Imagen 1. Roca shale	19
Imagen 2. Esquema de los diferentes tipos de gas.	21
Imagen 3. Diferencia entre un yacimiento convencional y no convencional.	26
Imagen 4. Perforación a partir de una plataforma base y perforación multilateral.	29
Imagen 5. Sarta de perforación.	32
Imagen 6. Perforación vertical	33
Imagen 7. Protección del agua subterránea mediante revestimientos de acero de tres capas	34
Imagen 8. Tubería de revestimiento y cementación por secciones.	35
Imagen 9. Tipos de radios en perforación horizontal.	36
Imagen 10. Detonación de cargas explosivas.	38
Imagen 11. Posicionamiento del agente de soporte y del sistema de canales dentro de la fractura.	39
Imagen 12. Ciclo del agua	Error! Bookmark not defined.
Imagen 13. Migración de fluidos a través de las grietas hacia los acuíferos.	49
Imagen 14. Diseño para la Protección de Recursos de Aguas Subterráneas.	52

LISTA DE MAPAS

	pág.
Mapa 1. Yacimientos de Tight de gas en Estados Unidos.	22
Mapa 2. Yacimientos de metano asociados al coalbed gas en Estados Unidos.	23
Mapa 3. Yacimientos de gas shale en el mundo.	27
Mapa 4. Localización de Sistemas Acuíferos de Colombia.	47

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Uso de agua por pozo para perforación y fracturación.	40
Tabla 2. Elementos identificados en la muestra de flow back.	54

RESUMEN

Se realizó una recopilación digital de información, incluida artículos, tesis e informes, ente otros, que trataran sobre la explotación de yacimientos no convencionales utilizando el proceso de fracturamiento hidráulico, conocido como fracking. Más exactamente se abordó el impacto ambiental que conlleva la aplicación de esta técnica sobre el agua subterránea, para lo cual se realizó una descripción detallada de todo el proceso que se sintetizó en un diagrama de flujo para una mayor comprensión.

Por otro lado, se hizo una descripción pormenorizada sobre el ciclo del agua y las diferentes clases de acuíferos existentes e igualmente se describió la caracterización hidrológica del agua subterránea de Colombia. Adicionalmente, se describieron y explicaron las diferentes vías de migración hacia los acuíferos del fluido de fracturamiento, gas metano, flow back y el agua producida. Una vez que se determinaron las causas de contaminación de los acuíferos, se analizó el nivel de la amenaza de contaminación a través de la implementación de una metodología de la gestión del riesgo que analiza la posibilidad y el impacto de los aspectos ambientales que intervienen en el fracking. El desarrollo de esta metodología culmina con la calificación de la amenaza en tres distintos niveles: bajos, medios y altos, los dos primeros se definen como riesgos aceptables mientras que el tercero de ellos es un riesgo inaceptable que debe ser controlado a través del establecimiento de un plan de manejo ambiental ya sea para su prevención o mitigación. Se encontró que la industria petrolera ha venido desarrollando medidas de prevención para contrarrestar el impacto que ha traído consigo el fracturamiento hidráulico sobre el agua subterránea. Finalmente, se recopiló la mayor información posible sobre la regulación estratégica que debe tener un país al momento de explotar los hidrocarburos no convencionales, para que posea mayor seguridad, control, y manejo frente al impacto ambiental generado.

Palabras claves: Hidrocarburo no convencional, fracking, agua subterránea, prevención del riesgo y migración de gas metano.

GLOSARIO

ACUIFERO: almacenamiento de agua en formaciones geológicas subterráneas.

AGUA PRODUCIDA: agua producida en los pozos petroleros junto con hidrocarburos

AGUA SUBTERRÁNEA: véase acuífero

CORRELACIÓN: relación o correspondencia de dos o más facies.

CUENCAS: área de la corteza terrestre donde hubo una depresión producto del movimiento tectónico de las capas del subsuelo, en donde hay acumulación de sedimentos.

ENTRAMPADOS: hidrocarburo contenido en los espacios porosos de la roca, el cual no puede escapar o migrar por las fuerzas capilares.

ESTIMULACIÓN: actividad o tratamiento que consiste en la inyección de algún tipo de fluido con el objetivo de restaurar o mejorar la producción de hidrocarburos.

ESTRATIFICACIÓN: deposición de sedimentos en una cuenca con un orden geológico que dan origen a capas o estratos.

FACIE: características específicas para un conjunto de rocas metamórficas o sedimentarias.

GAMMA RAY: tipo de registro eléctrico, empleado para medir la radiación de las rocas, especialmente las lutitas.

KERÓGENO: mezcla presente en los poros de las rocas sedimentarias, la cual es la precursora del petróleo y puede ser de catalogado dentro de cuatro tipos.

KICK-OFF POINT (KOP): hace referencia a la profundidad donde el pozo empieza a cambiar de trayectoria.

LITOFACIES: facies con características puntuales en cuanto a textura, minerales y estratificación en las rocas sedimentarias.

METANO: gas producido por la descomposición de materia orgánica, el cual es incoloro, inodoro y muy inflamable.

NÚCLEOS: muestra representativa del pozo, tomada a profundidades específicas con el fin de caracterizar el pozo.

PERMEABILIDAD: capacidad de algunas rocas para permitir el flujo de fluidos por su estructura interna sin verse afectada internamente.

POROS: espacio microscópico que contienen algunas rocas para almacenar algún tipo de fluido.

POROSIDAD: fracción de volumen de la suma de los poros de las rocas sobre el volumen total.

POROSIDAD PRIMARIA: hace referencia a los espacios porales originados inicialmente junto con la formación de los estratos.

POROSIDAD SECUNDARIA: es aquella que se induce o se forma posterior al origen de la roca, debido a procesos geológicos.

PRECIPITACIÓN: cualquier producto ocasionado de la condensación del vapor de agua.

REGISTROS ELÉCTRICOS: proceso por el cual se adquiere y se registra información de las características geológicas del subsuelo.

ROCA MADRE: roca que por diferentes procesos como meteorización y erosión dan origen a la materia inorgánica.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad es indispensable el uso de la energía para el desarrollo económico de cualquier país del mundo, es por esto que la energía mundial se ha basado fundamentalmente en el uso de combustibles fósiles. Sin embargo, con el paso del tiempo estos recursos han venido agotándose debido al declive en el hallazgo de nuevos descubrimientos de yacimientos convencionales, por lo cual los países deben enfrentarse al agotamiento de las reservas de petróleo y gas que utilizan técnicas convencionales para su extracción.

Con la finalidad de abastecer la demanda energética mundial y gracias a los avances tecnológicos se ha hecho posible que fuentes de energía que anteriormente eran consideradas financieramente no viables, puedan ahora ser explotados. Tal es el caso de los yacimientos no convencionales, también llamados gas de esquisto, shale oil o shale gas, los cuales debido a sus características de baja porosidad y permeabilidad hacen que solo puedan ser explotados mediante un método llamado fracturación hidráulica, conocido también como fracking.

El fracking es básicamente la inyección de altos volúmenes de agua mezclada con aditivos químicos y arena, a las rocas del subsuelo con la finalidad de lograr fisuras y vías de transporte por donde el hidrocarburo pueda escapar de la roca hacia la superficie. La implementación de esta técnica ha traído consigo grandes debates medioambientales debido al riesgo de contaminación de las aguas superficiales y subterráneas del entorno, que incluso pueden provocar riesgos sanitarios para la población humana debido principalmente a la elevada cantidad de agua utilizada, los aditivos empleados, los fluidos de retorno (Flow back) y la migración de gases, entre otros.

El desarrollo de este trabajo está orientado a mostrar algunas estrategias de prevención de la contaminación de aguas subterráneas, debido a la gran importancia del agua subterránea como fuente de abastecimiento para consumo humano, por lo que fue necesario hacer un análisis de la gestión del riesgo que involucrara todos los aspectos ambientales que se tienen en cuenta durante el desarrollo de un proceso de fracturamiento hidráulico.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar algunas estrategias para mitigar la contaminación de las aguas subterráneas en la explotación de yacimientos no convencionales, desde un contexto internacional, con posibles aplicaciones en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir el proceso de explotación de los yacimientos no convencionales desde un contexto internacional.
- Identificar los factores que contaminan el agua subterránea en la explotación de yacimientos no convencionales, desde un contexto internacional.
- Relacionar las actividades del proceso de explotación de los yacimientos no convencionales con los factores contaminantes del agua subterránea, para formular los posibles impactos ambientales.
- Interpretar una estrategia que se ha implementado en la explotación de yacimientos no convencionales en otros países, para mitigar el impacto ambiental que causan estas operaciones en las aguas subterráneas.

1. MARCO TEÓRICO - DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Antes de empezar a realizar una explicación detallada de cómo es el proceso por el cual es posible extraer gas o petróleo de un yacimiento no convencional, es necesario comenzar dando algunas características relevantes en cuanto al origen, definición de un yacimiento no convencional, los tipos de petróleo y gas, la diferencia entre un yacimiento convencional y no convencional, las razones por las cuales el mundo actual está comenzando a explotar este tipo de yacimientos, y por último todo lo que tiene que ver con la famosa técnica que se aplica para explotarlos.

1.1 TEORÍA SOBRE EL ORIGEN DEL PETRÓLEO

La teoría más aceptada para darle sentido al origen de los hidrocarburos es la teoría de la formación orgánica, la cual explica que todas las plantas empleaban la energía proveniente del sol para realizar el proceso de fotosíntesis, es decir que el agua y el dióxido de carbono se convertía en hidratos de carbono y oxígeno. Estas plantas y los animales cuyo alimento eran estas, al morir se aglomeraban y por procesos geológicos quedaban sepultados por sedimentos de rocas, y a medida que la carga de sedimentos era mayor, la presión y el calor convertían los hidratos de carbono en hidrocarburos.

Imagen 1. Roca shale



Fuente: MASSA, Martín. YPF, necesidad de financiación y posibilidades. [Sitio web.] Trabajo de grado. Maestría en Finanzas. Universidad del CEMA. Argentina. 2012. p. 9. Disponible en: https://www.ucema.edu.ar/posgrado-download/tesinas2012/Tesina_MAF_UCEMA_Massa.pdf

Ahora bien, siendo más preciso el gas natural empieza a formarse al interior de granos finos de color negro, los cuales al acumularse generan rocas orgánicas como la **Imagen 1**. Por efecto de la presión que se ejerce a la roca esta expulsa la mayor cantidad de volumen de hidrocarburo hacia la parte más porosa y permeable, pero el hidrocarburo que no puede ser expulsado y que por ende queda atrapado en el interior de la roca es denominado gas o aceite de esquisto, shale, lutita o de pizarra. Según Estrada¹ el gas de esquisto se puede formar en sedimentos que se encuentren a 450 y 5000 metros de profundidad, donde la materia orgánica podrá formar metano. Además debido al gradiente geotérmico por cada 1000 metros de profundidad, la temperatura aumentara 30°C, y cuando esta llega a los 60°C, los componentes se descomponen para dar origen al aceite de esquisto.

1.2 TIPOS DE GASES NO CONVENCIONALES

Por otro lado, Según De la Cruz² el gas shale está compuesto de formaciones ricas orgánicamente en esquisto, formada a partir de depósitos de lodo, cieno, arcilla y materia orgánica. Se afirma que existen varios tipos de gas en los yacimientos no convencionales, los cuales son shale gas, tight gas y coalbed gas, como se observa en la **Imagen 2**. A continuación se explicaran con mayor detalle los tipos de gas encontrados.

1.2.1 Shale gas

De acuerdo a Delgado³, el shale gas conocido también en Latinoamérica como gas de esquisto o de lutitas, es definido como el gas atrapado en los poros de las rocas arcillosas, generalmente esquistosas, que a su vez lo ha generado la roca madre. Dicho esto, el gas de esquisto no es otra cosa que el gas residual generado y no expulsado por la roca madre, por ende, el término “*gas de esquisto*” no es más que una mala traducción al español del término shale, el cual significa lutita, es decir que este gas debería llamarse gas de lutita, como es nombrado en algunos países hispanoparlantes. Para De la Cruz⁴ este gas se suele encontrar a una profundidad de entre 3900 y 13100 pies, tiene un alto contenido de materia

¹ ESTRADA, Javier H. Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético: reflexiones para Centroamérica. México. 2013. P.13-14

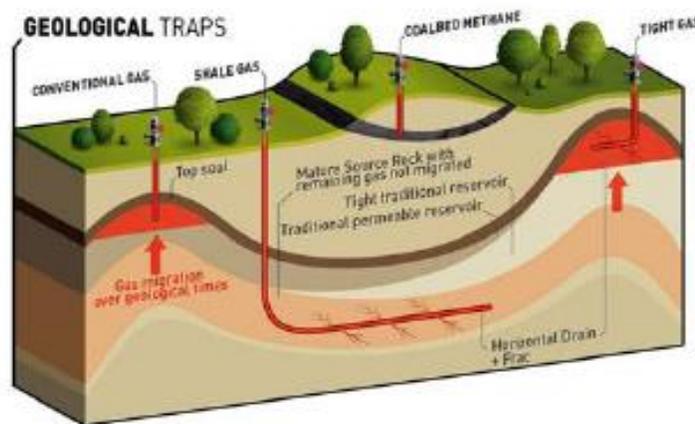
² CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 8-16

³ DELGADO LÓPEZ, Orelvis, et al. Gas no convencional, estado y perspectivas para su exploración en Cuba. En: revista cubana de ingeniería, vol. 3, no. 3, 2012 p. 4-6

⁴ CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ. Op.Cit., p 8-16

orgánica que actúa como roca madre y almacén, y con muy baja permeabilidad. Su estructura se caracteriza por una laminación muy fina. Es producido en formaciones que tengan abundante materia orgánica, producto de la descomposición de seres vivos, en un ambiente deposicional ya sea marino, agua dulce, cuencas marinas, lagos o pantanos; debe además tener una continua sedimentación que genere un recubrimiento, también debe tener una rápida descomposición de sedimentos y el desarrollo en un ambiente reductor, es decir condiciones anaeróbicas.

Imagen 2. Esquema de los diferentes tipos de gas.



Fuente: CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 8-16

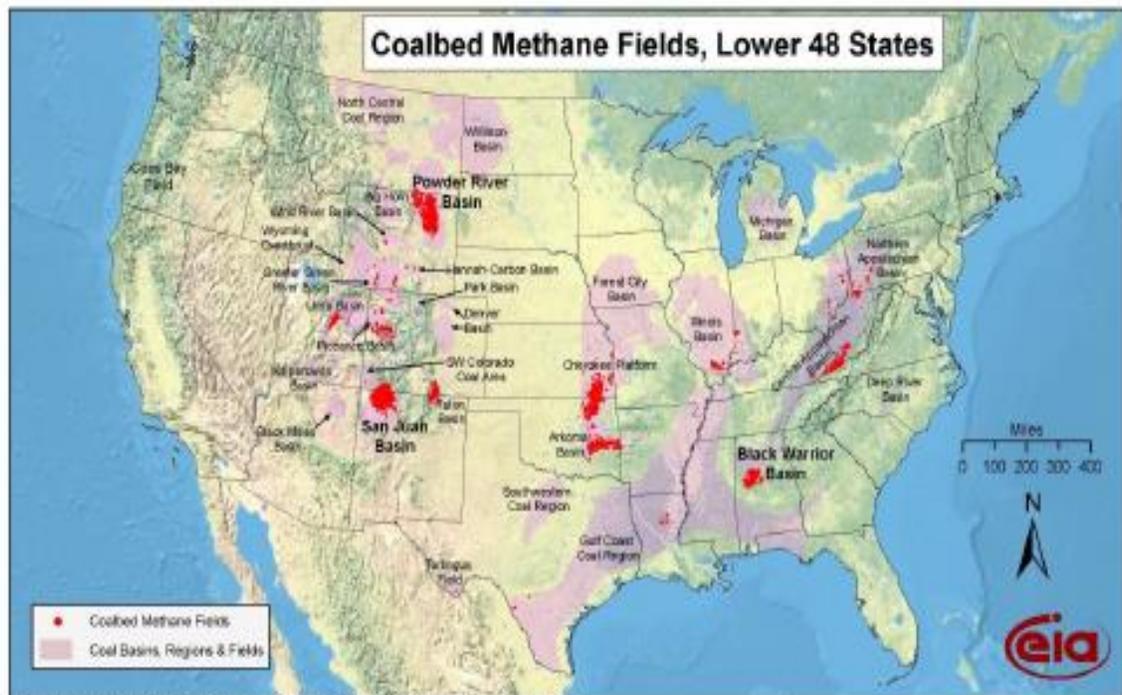
Por otro lado, la evolución de la materia orgánica debe alcanzar la ventana de generación de gas, es decir que la roca debe ser una roca madre madura; la generación del gas se puede dar a una diferente profundidad, ya que esta se encuentra en función del gradiente geotérmico, de la historia geológica y del tipo de kerógeno. El gas originado y que es acumulado en las lutitas puede ser, libre o adsorbido; en cuanto a libre, este se encuentra en las fracturas, fisuras o micro poros, y puede producirse de manera inmediata, generando significativos volúmenes con respecto al gas adsorbido, el cual se encuentra en la superficie de los minerales arcillosos y el kerógeno, además para su producción necesita una caída de presión. Este sistema puede encontrarse con acumulaciones convencionales y no convencionales que han sido explotados dada la importancia económica que ha tomado el shale gas en los últimos años.

compactada en los que se encuentra este tipo de gas no convencional requiere, al igual que el gas de pizarra, fracturamiento hidráulico para liberar el gas contenido, a menos que existan fracturas naturales.

1.2.3 Coalbed gas

Según De la Cruz⁷ el coalbed gas también conocido como CBM, es un término empleado para definir al metano generado y atrapado en capas de carbón. Este tipo de gas se encuentra a profundidades de entre 500 pies y 10000 pies, aunque es más factible encontrarlo en un rango entre 3300 pies y 7000 pies, cuando ya se encuentra a profundidades mayores a los 7000 pies, estos tienden a tener una permeabilidad y producción menor. Además, la producción de metano en las capas de carbón puede verse afectada hablando estrictamente en un sentido de costo versus efectividad.

Mapa 2. Yacimientos de metano asociados al coalbed gas en Estados Unidos.



Source: Energy Information Administration based on data from USGS and various published studies
Updated: April 8, 2009

Fuente: CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 17

⁷ CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ. Op.Cit., p 8-16

En cuanto al gas, Delgado⁸ afirma que este se forma por el proceso geológico de generación de carbón y su contenido varia en cantidades dependiendo del yacimiento; como todos, la formación de esta acumulación sucede en las etapas tempranas de la formación del carbón, cuando se genera el metano biogénico debido a las bajas temperaturas, baja presión, poca profundidad y por la acción de las bacterias. Su producción puede darse gracias a la presión del agua intersticial que empuja el gas a la superficie.

1.3 QUE ES UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

Sánchez⁹ lo define como hidrocarburos shale (según el nombre genérico en inglés) y en términos geológicos se les denomina lutitas o esquistos. Basándose en esta definición del petróleo o gas de esquisto, también es el nombre que se le da a los reservorios cuyos niveles de la roca productora son ricos en materia orgánica que ha sufrido los procesos físicos químicos necesarios para convertirse en hidrocarburo. Sin embargo, a diferencia de los yacimientos convencionales, la roca madre o generadora es la misma roca almacenadora. En este caso, el hidrocarburo permanece en la roca generadora sin migrar a una roca almacenadora, como en los yacimientos convencionales. Estos recursos al encontrarse atrapados en la roca madre poco permeable o por tratarse de fluidos de muy alta viscosidad, no se pueden extraer sin el empleo de una tecnología especial, distinta de las técnicas clásicas utilizadas en la historia del petróleo. Para Avram¹⁰ los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes: 1) contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca; 2) dispersión de yacimientos en áreas muy extensas y permeabilidad muy baja y; 3) volumen extraído por pozo inferior a los yacimientos convencionales.

Es decir, que según De la Cruz¹¹ un gas no convencional es todo aquel gas natural que no puede ser producido en tasas económicas de flujo ni en volúmenes económicos de gas natural, a menos que el pozo sea estimulado mediante procedimientos de fracturación hidráulica, pozos horizontales, multilaterales o alguna otra técnica que aumente la producción del pozo.

⁸ DELGADO LÓPEZ. Op.Cit., p 4-6

⁹ SÁNCHEZ CANO, Julieta Evangelina. La revolución energética del siglo XXI: fracturación hidráulica versus energía renovable. En: perfiles de las ciencias sociales. vol. 3. México, 2014. P 130-132

¹⁰ AVRAM, Lazar; STOICA, Mónica Emanuela & CRISTESCU, Tudora. Ecological Aspects on Exploration and Exploitation of Shale Gas. En: Revista Minelor / Mining Revue.vol. 20, no. 4. 2014. p. 3-7

¹¹ CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ. Op.Cit., p 8-16

1.4 DIFERENCIA ENTRE YACIMIENTO CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

Según Moreu¹² el término hidrocarburo no convencional es poco afortunado, ya que no convencional no es un rasgo intrínseco del recurso. Tanto el gas como el petróleo obtenidos son, composicional y genéticamente exactamente iguales. Son las características geológicas (**Cuadro 1**) del yacimiento donde se ubica el recurso y las condiciones en las que están atrapados en la roca madre lo que diferencia a ambos yacimientos. A diferencia de las formaciones convencionales, los yacimientos no convencionales tienen una permeabilidad y porosidad bajas; los poros de las lutitas “son tan pequeños que se miden en nanómetros (una milmillonésima de un metro, nm)”. El tamaño medio de un poro de lutita es de 3 nm, aunque algunos llegan a medir más de 100 nm”.¹³

Cuadro 1. Comparación entre un yacimiento convencional y no convencional.

Parámetros	Yacimiento	
	Convencional	No convencional
Mecanismo de acumulación de los fluidos	Entrampados, en cualquier disposición geométrica de rocas(trampa) que permita acumulaciones de gas en su superficie	Gas adsorbido en la estructura de la roca y la materia orgánica; gas libreen los poros y fracturas
Calidad del reservorio	De aceptables a buenas (alta porosidad y permeabilidad)	Malas (baja porosidad y permeabilidad)
Desarrollo del yacimiento	Fácil desarrollo, perforación de pozos de desarrollo	Pozos horizontales y multicaños. Trabajos de fracturación y estimulación
Condiciones de flujo	Favorables. Generalmente en los inicios de explotación los hidrocarburos fluyen solo por la presión del yacimiento (pozos surgentes)	Desfavorables. Hay que fracturar la roca y extraer importantes volúmenes de agua para que se libere el gas

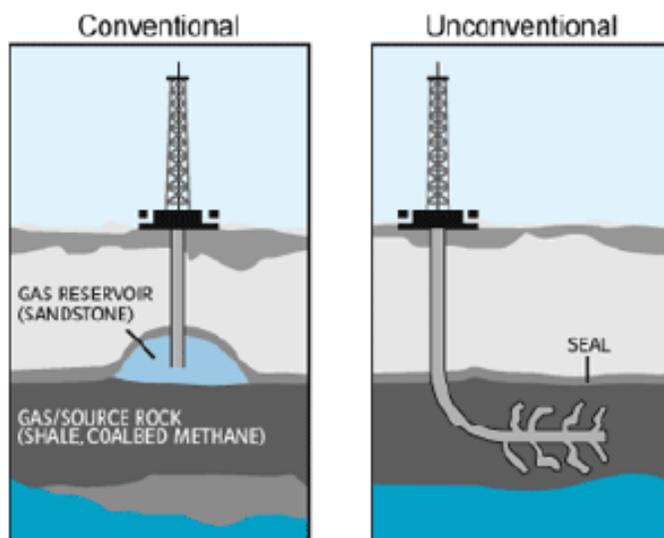
Fuente: DELGADO LÓPEZ, Orelvis, et al. Gas no convencional, estado y perspectivas para su exploración en Cuba. En: revista cubana de ingeniería, vol. 3, no. 3, 2012 p. 31

La desventaja del yacimiento no convencional radica el alto costo de extracción de aceite y gas, a diferencia de los yacimientos convencionales que más económica la extracción. Estos altos costos se deben a que la explotación de yacimientos no convencionales exige la estimulación de la roca madre donde se encuentra atrapado el recurso y para eso se utiliza una técnica de estimulación conocida como fractura hidráulica (**Imagen 3**).

¹² MOREU CARBONELL, Elisa. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). En: Revista catalana de dret ambiental. vol. 3, no. 2. 2012. p. 4

¹³ ESTRADA Op.Cit., P.18

Imagen 3. Diferencia entre un yacimiento convencional y no convencional.



Fuente: CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 9

Complementando lo anterior, se puede establecer que en términos generales para la explotación industrial, según Estrada¹⁴ los yacimientos con permeabilidad mayor a 0,1 milidarcy se consideran convencionales y el resto no convencionales.

1.5 ¿POR QUÉ SE EXPLOTAN LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?

Por otro lado Pérez¹⁵ afirma que el constante incremento en la demanda energética a nivel internacional y el paulatino agotamiento de las reservas de hidrocarburos convencionales, conduce a la exploración y explotación de reservas anteriormente consideradas como no viables (yacimientos no convencionales). Por esto para Batto¹⁶ en el futuro los países no tendrán suficientes reservas de gas convencional para abastecer la demanda interna y cumplir sus contratos para

¹⁴ ESTRADA. Op.Cit., P.13-14

¹⁵ PÉREZ ÁLVAREZ, Rubén, et al. La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación. En: DYNA. vol. 88, no. 1. 2013 p. 1-2

¹⁶ BATTO, Amos B. El riesgo de fracking en Bolivia. Bolivia. S.F. p. 1-2

exportar gas, por lo cual se han venido desarrollando planes para explotar las reservas de gas de esquisto.

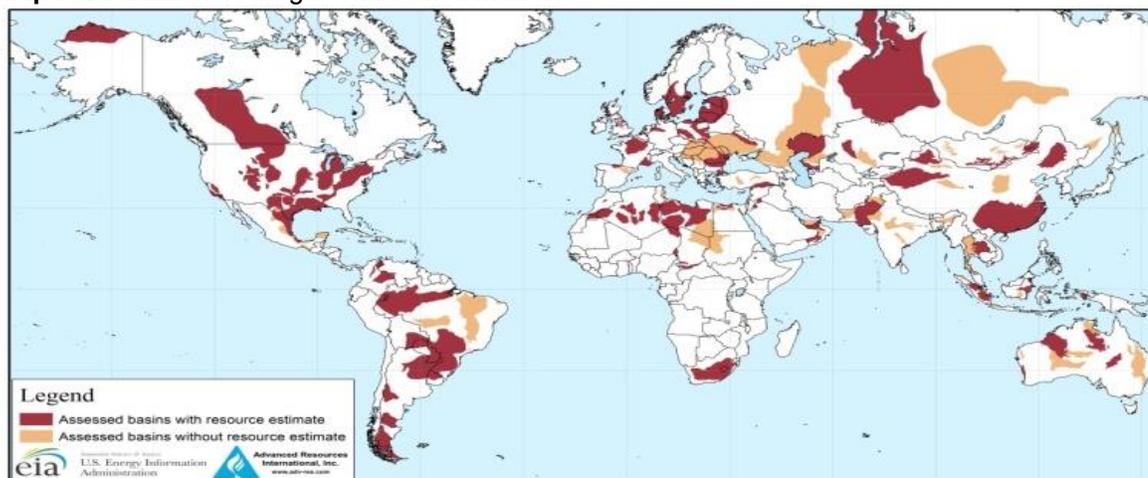
Estas circunstancias son para Pérez¹⁷ las que rodean el aprovechamiento del denominado gas no convencional que podrían aumentar las reservas varias décadas más, lo que es la prioridad para muchas regiones del mundo. Tal es el caso de las economías en desarrollo de China e India que según Sánchez¹⁸ a medida que la demanda de energía aumenta por el continuo crecimiento económico, se expanden y los suministros de combustibles fósiles disminuyen, por lo que esas reservas serán más importantes que nunca. Un claro ejemplo es Estados Unidos, el cual es pionero en la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales.

Pero dicha política resultara únicamente factible en aquellos casos en los que la tecnología avance hasta alcanzar los requerimientos asociados a dichos planteamientos, dentro de unas condiciones rentables, por lo que surge la adaptación y combinación de tecnologías anteriormente empleadas de forma independiente a escalas más modestas, como la fractura hidráulica.

1.6 RESERVAS DE GAS Y OÍL NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO

De igual forma Estrada¹⁹ evidencia que la mayor parte de las reservas de gas natural y petróleo provienen de lutitas que contienen una gran riqueza en materia orgánica, como se observa en el **Mapa 3**. Estas reservas se identifican en las áreas de color rojo y representan la ubicación de las cuencas, para el que las estimaciones del aceite y gas natural son técnicamente recursos recuperables.

Mapa 3. Yacimientos de gas shale en el mundo.



Fuente: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. Washington, DC. Junio, 2013. p. 5

¹⁷ PÉREZ. Op.Cit; p. 37

¹⁸ SÁNCHEZ. Op.Cit; p. 135

¹⁹ ESTRADA. Op.Cit., P.13-14

Cuadro 2. Top 10 de los países con recursos de petróleo de lutitas técnicamente recuperables.

Rango	País	Aceite de esquisto bituminoso (miles de millones de barriles)	
1	Rusia	75	
2	Estados Unidos ¹	58	(48)
3	China	32	
4	Argentina	27	
5	Libia	26	
6	Australia	18	
7	Venezuela	13	
8	México	13	
9	Pakistán	9	
10	Canadá	9	
Total World		345	(335)

Fuente: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. Washington, DC. 2013. p.10

Además, el **Cuadro 2** y el **Cuadro 3** publicadas por la EIA, evalúan 137 formaciones de lutitas en 41 países fuera de Estados Unidos y se registran además los países con recursos de petróleo y gas de lutitas técnicamente recuperables

Cuadro 3. Top 10 de los países con recursos de gas de lutitas técnicamente recuperables.

Rango	País	El gas de esquisto (billones de pies cúbicos)	
1	China	1115	
2	Argentina	802	
3	Argelia	707	
4	Estados Unidos ¹	665	(1161)
5	Canadá	573	
6	México	545	
7	Australia	437	
8	Sudáfrica	390	
9	Rusia	285	
10	Brasil	245	
Total World		7299	(7795)

Fuente: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. Washington, DC. 2013. p.10

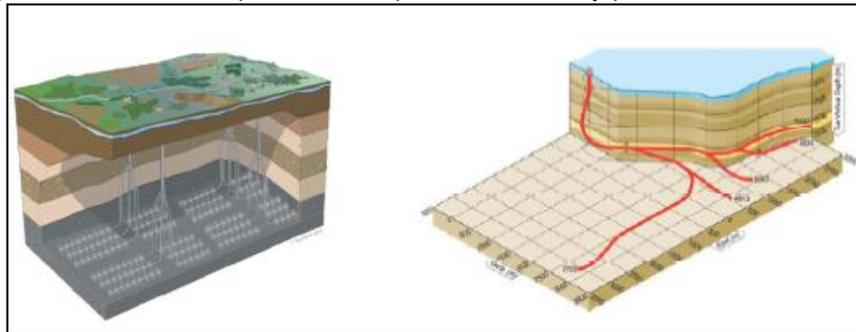
1.7 ¿CÓMO SE EXPLOTAN LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?

Hasta el momento, se utiliza el fracking o fracturamiento hidráulico, que según la definición del Instituto Geológico y Minero de España (IGME)²⁰, es el hidrocarburo no convencional que no puede ser producido con rentabilidad a menos que el yacimiento sea estimulado por fractura hidráulica masiva o recurriendo a la perforación multilateral desde un pozo principal.

El fracturamiento según Sarlingo²¹ comenzó a utilizarse frecuentemente en Estados Unidos (EE.UU.) a mediados de siglo XX, aplicándose a la extracción de shale oil para optimizar la producción de los pozos petroleros que se iban agotando. Para Sánchez²², en un primer instante, se empezó empleando explosivos, como la nitroglicerina y gasolina gelatinosa y posteriormente se hizo uso de agua junto con geles químicos y espumas. Años después se empleó el slick water fracking, que empleó mayor cantidad de agua que contenía tensoactivos e inhibidores de fricción para propiciar fracturas horizontales a lo largo de la formación. Este fluido, como se le conoce, con el paso del tiempo tuvo mayor desarrollo para que generara grietas más grandes en las perforaciones de forma horizontal.

Hasta hace muy poco tiempo la explotación de hidrocarburos (líquidos o gaseosos) mediante fractura hidráulica era una actividad industrial relativamente desconocida, la cual surge en respuesta a las nuevas necesidades de mayor oferta de energía. De acuerdo a Estrada²³, el fracking es una práctica en busca de nuevas fuentes de energía a fin de que los hidrocarburos de yacimientos no convencionales alcancen viabilidad económica. Su extracción debe hacerse con la técnica de perforación de pozos horizontales, pozos multilaterales y otras técnicas (**Imagen 4**) hasta alcanzar la mayor parte del yacimiento.

Imagen 4. Perforación a partir de una plataforma base y perforación multilateral.



Fuente: ESTRADA, Javier H. Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético: reflexiones para Centroamérica. México. 2013. P. 23

²⁰ INSTITUTO GEOLOGICO Y MINERO DE ESPAÑA (IGME). Recomendaciones ambientales en relación con las medidas preventivas y correctoras a considerar en proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fractura hidráulica. España. Enero, 2014. p. 6

²¹ SARLINGO, Marcelo. Impactos socio ambientales del fracking. Opacidad, política ambiental y explotación de hidrocarburos no convencionales. En: Atek na. vol. 3. 2013 p. 246-247

²² SÁNCHEZ CANO. Op.Cit., P 130-132

²³ ESTRADA. Op.Cit., P.13-14

Por consiguiente, el fracking se usa en todos los hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, como el tight gas, el shale gas, el coalbed gas y el crudo de lutitas. Adicionalmente, para Moreu²⁴ esta técnica ha experimentado una gran difusión en el mercado energético, convirtiéndose en una fuente de abastecimiento de gran potencial para reducir la dependencia energética de países como EE.UU de la producción exterior. Pero está siendo muy cuestionada en diversos lugares del mundo por los impactos ambientales que se le asocian.

La secuencia de pasos o procedimientos a llevar a cabo para la explotación de yacimientos no convencionales empieza al igual que en los yacimientos convencionales, en la exploración, seguido de la perforación, revestimientos, cementación, perforación horizontal, detonación de explosivos y por último el proceso del fracturamiento hidráulico (Fractura de rocas por medio de inyección de agua a elevada presión).

1.7.1 Métodos de exploración

Para poder explotar hidrocarburos de acuerdo a Barreriro²⁵ es necesario primero identificar su verdadera ubicación, es decir que se debe explorar, pero históricamente los yacimientos no convencionales no han sido muy populares para los ingenieros y geólogos. Para los primeros, debido a que las técnicas de recuperación deben ser estudiadas cuidadosamente para evitar futuros problemas en producción, como fracturas masivas o multifracturas no deseadas, además porque son más difíciles de evaluar. Y para los geólogos porque los métodos convencionales para hallar oil y gas no convencionales suelen ser insuficientes, por lo que es necesario invertir en nuevas tecnologías como la sísmica 3D. Pero sin importar esto, cualquier estudio de oil o gas convencional y no convencional debe emprenderse a partir del estudio de las rocas.

Para Delgado²⁶, más específicamente debe hacerse un estudio de núcleos, cuttings y afloramientos o alguno de estos. De tal forma que en los métodos de exploración se han incluido registros eléctricos, estudio de las rocas y sísmica, que asimismo incluyen análisis geomecánicos, geofísicos, geológicos y geoquímicos. Estas técnicas para la descripción y caracterización de las rocas tienen como fin detallar el estilo de estratificación, la textura y el tipo de estructura; así mismo determinar el potencial que pueda poseer, para el caso del shale gas la roca madre. Además es de vital importancia tener estudios geomecánicos de la roca, debido a que con este se podrá determinar propiedades que serán decisivas para

²⁴ MOREU CARBONELL. Op.Cit., p. 4

²⁵ BARRERIRO, Eduardo y MASARIK, Guísela. Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”. En: Petrotecnia. 2011. P. 11-13

²⁶ DELGADO LÓPEZ. Op.Cit., p. 31-35

la estabilidad del pozo, cuando se fracturen las rocas, tales propiedades son la relación de Poisson y el módulo de Young.

El siguiente paso a seguir en el estudio de exploración de oil o gas no convencional, es correlacionar los registros eléctricos con el análisis obtenido de las características de los núcleos tomados anteriormente, más exactamente precisar las profundidades de los núcleos de los registros de los pozos. En los casos donde no se pudo obtener los núcleos, y por ende un análisis de este se puede llevar a cabo un registro gamma ray, este registro permite identificar las litofacies. Ahora para relacionar los estudios geomecánicos realizados a las rocas con las respuestas de los registros se utilizan, registros neutrón y densidad (porosidad), sónico, resonancia magnética, imagen de la formación del pozo (FMI) y espectroscopia.

Como tercer paso, al igual que en la exploración convencional es determinar los principales rasgos estructurales y estratigráficos que puedan ser limitantes en la producción, es decir, obtener análisis de los estudios sísmicos, preferiblemente en 3D. Este análisis de atributos sísmicos puede proporcionar valiosísima información sobre fallas, fracturas, discontinuidades y sus efectos sobre las rocas. Igualmente se puede obtener de la interpretación de los mapas de atributos sísmicos la variación de las propiedades petrofísicas, composicionales y geomecánicas de las litofacies, las cuales pueden ser beneficiosas para la perforación horizontal que es requerida en el fracturamiento. Para esto es necesario preferiblemente realizar mapas individuales por litofacies, lo cual se dificulta debido a la resolución con la cual se haga la sísmica, por lo tanto los registros gamma ray en los pozos sin núcleos sirven como correlación para este tipo de mapeos.

Como final del proceso de exploración del oil y gas no convencional es la unión de todos los datos obtenidos anteriormente, con el fin de realizar un modelo en 3D del área de interés, en el cual se incorporen todas las variables y propiedades de las litofacies, tales como petrofísicas y geomecánicas, con este modelo se podrá establecer el o los intervalos más apropiados para realizar la perforación y por ende el fracturamiento.

1.7.2 Diseño y construcción de pozos para la obtención de gas mediante fracking

Una vez se realiza toda la evaluación exploratoria y se tenga certeza de la ubicación del hidrocarburo no convencional se procede a realizar el diseño del pozo, el cual es importante para el aislamiento de los acuíferos existente con el área de drenaje, además incluye el completamiento adecuado que debe llevar, la cementación de la tubería en su respectivo lugar y otros procedimientos que se pueden repetir varias veces durante el proceso.

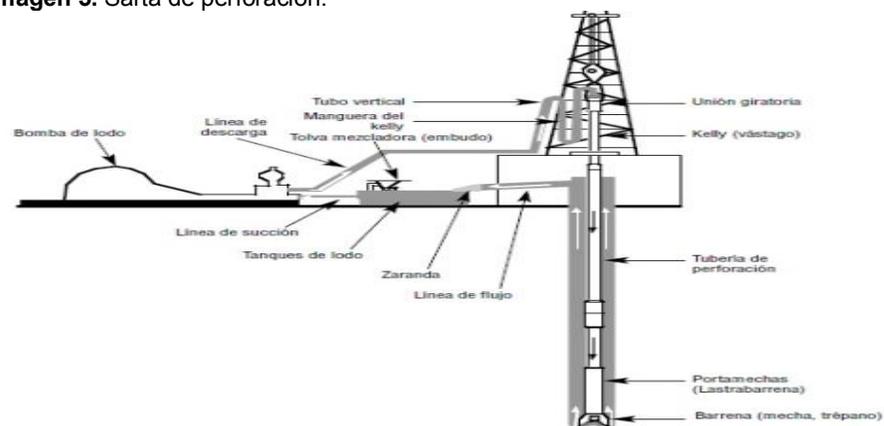
Por otro lado, según el INSTITUTO AMERICANO DE PETROLEO (API)²⁷ estos procedimientos a ejecutar en el diseño del pozo deben ser realizados de modo de no comprometer el medio ambiente, proteger las reservas de agua subterránea, asegurando que los hidrocarburos siempre estén en el interior del pozo, aislando el área de producción con las demás formaciones, y ejecutando correctamente las operaciones de estimulación.

1.7.3 Perforación vertical

Para dar inicio con la perforación del pozo, es necesario primeramente tener la adecuada sarta de perforación como se ilustra en la **Imagen 5**, la cual consta de broca, collares de perforación, mesa rotaria, bloque viajero, entre otros; así mismo a medida que se va perforando es necesario emplear durante todo este proceso el fluido de perforación, el cual es conocido comúnmente como lodo. Este es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta la broca y regresa a la superficie por el espacio anular, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, pero no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, aunque sí estable a las altas temperaturas.

Los fluidos pueden ser de varios tipos, como: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos. Su correcta selección se lleva a cabo teniendo en cuenta las características geológicas de la formación a perforar, para que proporcione estabilidad a las paredes del pozo, enfríe y lubrique la broca, extraiga los recortes del pozo y mantenga la presión del pozo. Una vez que el fluido y los recortes hayan salido del pozo deben ser reciclados o tratados.

Imagen 5. Sarta de perforación.



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Introducción a los fluidos de perforación. En: Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas-Texas, 2001. p.12

²⁷ INSTITUTO AMERICANO DE PETROLEO (API). Hydraulic fracturing operations – well Integrity Guidelines. En: API guidance document HF1. Vol. 1. Washington, DC. 2009. P. 10

Una vez seleccionado el equipo de perforación y el lodo de perforación, el siguiente paso es realizar una perforación vertical sobre la superficie, y de acuerdo a Esquitin²⁸ delimitar la futura completación y terminación directamente sobre el yacimiento, como se ve en la **Imagen 6**. El pozo vertical tiene profundidades menores a los 1312 pies y con diámetros estandarizados.

Imagen 6. Perforación vertical



Fuente: ESQUITIN, Rodolfo Santiago. Manual de perforación direccional de pozos petroleros. Trabajo practico técnico. Ingeniero químico. Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. México. 2013. p. 10

1.7.4 Tubería de revestimiento

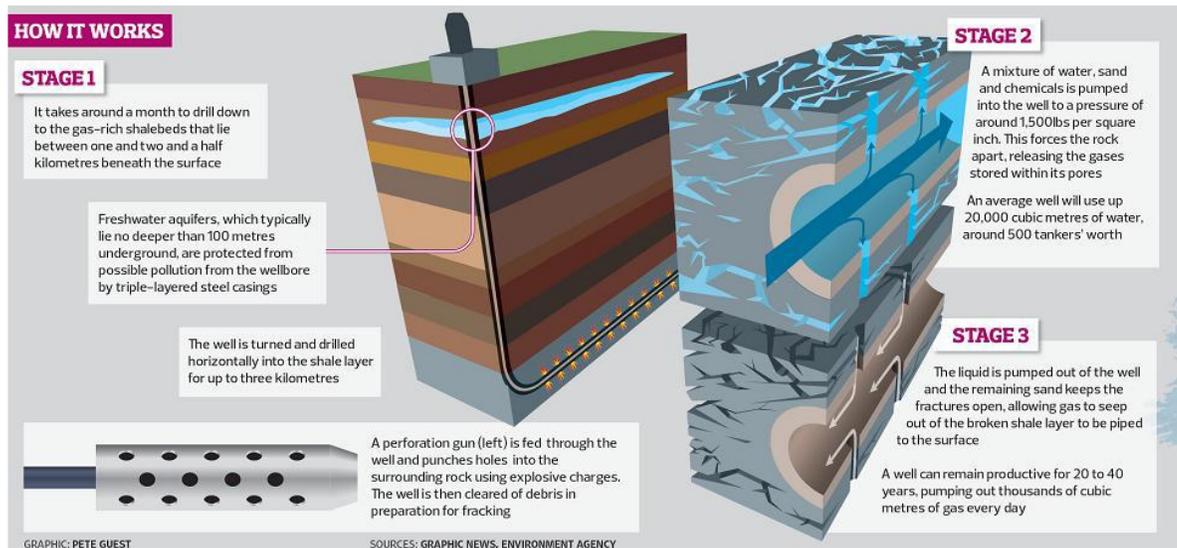
Para Atmosferis²⁹ justo al encontrar el primer yacimiento de agua subterránea, como se observa en la **Imagen 7** se para y se retira la broca. Luego, se introduce una tubería de revestimiento que aislé las diferentes formaciones para evitar el flujo o influjo, proporcione un medio seguro de control de los fluidos, evite que las paredes del pozo se derrumban y mantenga la presión. Este revestimiento, por tanto, disminuye la posibilidad de contaminación de las zonas adyacentes al pozo. Por lo cual esta tubería debe ser capaz de resistir altas presiones y temperaturas producidas en los diferentes procesos, tales como cementación, fracturación y

²⁸ ESQUITIN, Rodolfo Santiago. Manual de perforación direccional de pozos petroleros. Trabajo practico técnico. Ingeniero químico. Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. México. 2013. p. 10-13

²⁹ ATMOSFERIS. Gas no convencional. La revolución del gas de esquisto. [Sitio web] 9, Febrero, 2012. [Consultada 05, Octubre, 2016]. Disponible en: <http://www.atmosferis.com/gas-no-convencional-la-revolucion-del-gas-de-esquisto/>

producción. Debido a esto, la mayoría de tuberías se fabrica, generalmente de acero al carbono para conseguir alta resistencias, además puede fabricarse con acero inoxidable, aluminio, titanio, fibra de vidrio y otros materiales.

Imagen 7. Protección del agua subterránea mediante revestimientos de acero de tres capas



Fuente: CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 31

Para Sánchez³⁰ en la protección de los acuíferos de agua, es necesario que la superficie de la tubería se extienda a través de la base de la parte inferior del acuífero y se cimente hasta la superficie. Este revestimiento permite incomunicar el acuífero y otorga seguridad al evitar la contaminación durante la perforación, completado y producción del pozo. Además, las partes más superficiales del pozo pueden tener múltiples capas de recubrimiento y cemento, aislando el área de producción del resto de la formación. Para cada revestimiento, se perfora, se instala el revestimiento y se cimenta.

1.7.5 Cementación

Realizadas todas las tareas del revestimiento, según Nelson³¹ se introduce el cemento entre el espacio anular que comprende la parte externa de la tubería con la formación, tal cual como se observa en la **Imagen 8**. Esta cementación es llevada a cabo mediante un bombeo de lechada de cemento, la cual se inyecta

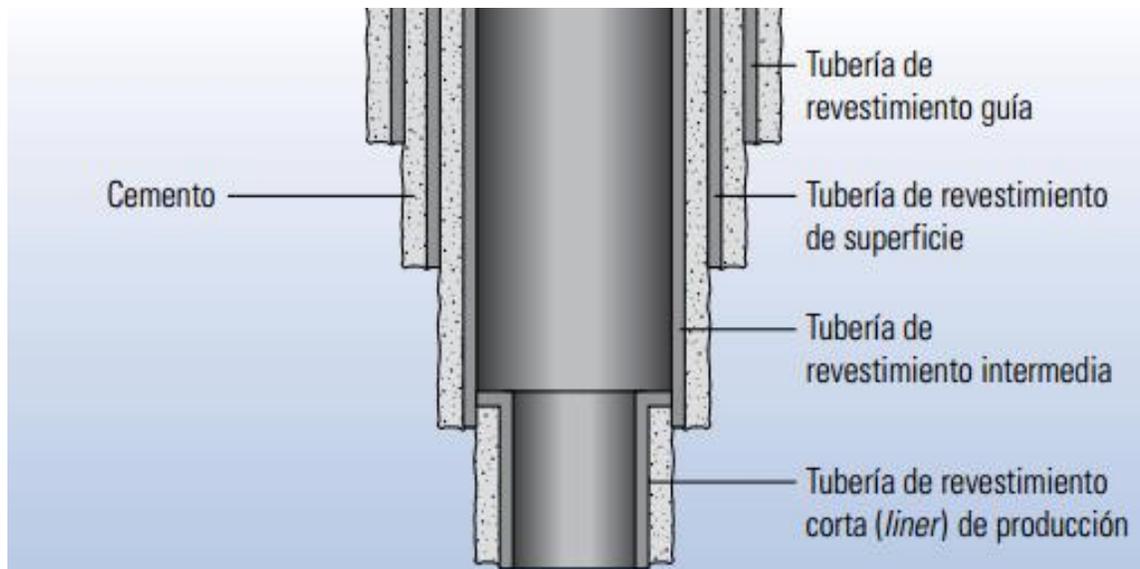
³⁰ CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ. Op.Cit., p 31

³¹ NELSON, Erik B. Fundamentos de la cementación de pozos. En: Oilfield review. vol. 24, no. 2. 2012. p. 63

hacia abajo por todo el espacio anular, esta proporciona un sello hidráulico que permite el aislamiento zonal, por lo cual brinda mayor seguridad al impedir que los fluidos entre las zonas productivas del pozo se comuniquen con otras y bloquee el escape de fluidos que migren a la superficie. Además, la cementación ocasiona un anclaje y la sustentación de la sarta de revestimiento, así mismo protege la tubería de revestimiento de acero contra la corrosión producida por los fluidos de formación.

Con todo esto, se evita en su totalidad la posible contaminación del acuífero. Al llegar a este paso, se vuelve a introducir la broca y se sigue perforando unos 525 pies más por encima de la futura sección horizontal del pozo.

Imagen 8. Tubería de revestimiento y cementación por secciones.



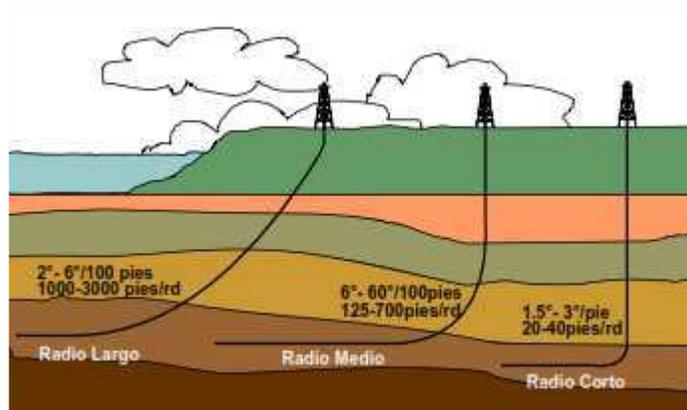
Fuente: NELSON, Erik B. Fundamentos de la cementación de pozos. En: Oilfield review. Vol 24, no. 2. 2012. p. 64

1.7.6 Perforación horizontal

En la perforación direccional se alcanza una curvatura para la perforación horizontal, “que se llama Kick-off Point (KOP). En este punto se vuelve a retirar la broca para introducir otra del tipo “Measurement While Drilling (MWD)”, al que se le da instrucciones sobre la dirección y el ángulo a realizar en su recorrido. La distancia del KOP, donde el hoyo queda totalmente horizontal, es de unos 400 metros”³².

³² ATMOSFERIS. Gas no convencional. La revolución del gas de esquisto. [Sitio web] 9, Febrero, 2012. [Consultada 05, Octubre, 2016]. Disponible en: <http://www.atmosferis.com/gas-no-convencional-la-revolucion-del-gas-de-esquisto/>

Imagen 9. Tipos de radios en perforación horizontal.



Fuente: ESQUITIN, Rodolfo Santiago. Manual de perforación direccional de pozos petroleros. Trabajo practico técnico. Ingeniero químico. Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. México. 2013. p. 12

1.7.6.1 Radio corto

Para Sánchez³³, la aplicación de la técnica de perforación de pozos con radio corto (**Imagen 9**) ha sido usada generalmente para la definición de estructuras, pozos multilaterales, perforación radial y yacimientos cerrados. Además, se aplica en formaciones que tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento, cuando el operador tiene limitaciones en cuanto al área dentro de la cual debe limitarse y por razones económicas. Gracias a esto, el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento y consigue la trayectoria horizontal en una distancia mucho menor.

Esquitin³⁴ afirma que habitualmente se utilizan radios menores a 60 pies, producido por una tasa de levantamiento de 1° a 4° por pie. Esta técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados, como herramientas articuladas en la sarta de perforación, con juntas con unión ecualizable para lograr este tipo de levantamiento. De esta manera se genera la dirección al pozo, se minimiza la degradación ambiental con respecto a un pozo vertical. Asimismo el agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora, puede corregirse el curso si es necesario y mantener la fase horizontal hacia el objetivo.

³³ SÁNCHEZ LEMUS, Gabriela Ivette. Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Tesis. Ingeniero Petrolero. Universidad veracruzana. Facultad de ingeniería y ciencias químicas. Poza Rica-Veracruz-México. 2013. p. 47

³⁴ ESQUITIN. Op.Cit., 36-38

1.7.6.2 Radio medio

Para Sánchez³⁵ la perforación horizontal con radio medio (**Imagen 9**) tiene varias aplicaciones, dentro de las cuales se encuentra los yacimientos con propiedades particulares, como marinos, fracturados, estrechos, fracturas naturales, con capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal y con problemas de conificación de agua y gas.

Para llevar a cabo este tipo de perforación de radio medio se debe hacer con radios entre 328 a 656 pies, es decir, con ratas de levantamiento de 8° a 20° por cada 100 pies. Además, la extensión máxima posible se incrementa día a día con longitudes de hasta 3000 pies. Así mismo, esta técnica debe ser ejecutada con motores de fondo, pues tienen la limitación de que la sarta no puede ser rotada con seguridad a través de la sección de levantamiento

1.7.6.3 Radio largo

Esta técnica para Sánchez³⁶ es también conocida como largo alcance o de alcance 45. Es la más utilizada y aplicable en los pozos off shore, cuando se requiere una sección horizontal larga y el operador tiene la distancia suficiente entre el objetivo y la cabeza del pozo para poder levantar el ángulo sin problema. La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar.

De acuerdo a Esquitin³⁷ se utilizan sartas direccionales con rotación desde superficie para poder hacer correcciones de curso y mejorar la rata de penetración. Estos pozos de radio largo pueden tener ratas de levantamiento tan pequeñas como 1° por cada 100 pies, además se pueden tener alcances de varios kilómetros.

1.7.7 Detonación de cargas explosivas

Pozo³⁸ afirma que cuando se alcanza el objetivo se retira todo el equipo de perforación por última vez para volver a realizar la misma acción de la tubería y cementación. A partir de aquí se introduce un disparador eléctrico como se

³⁵ SÁNCHEZ LEMUS. Op.Cit., p. 46

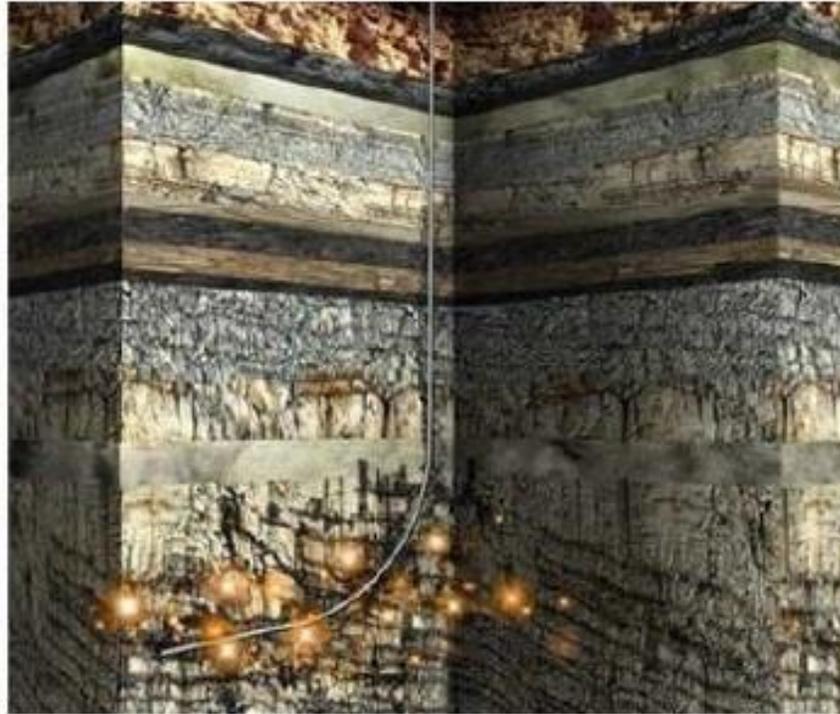
³⁶ SÁNCHEZ LEMUS. Ibid p. 44

³⁷ ESQUITIN. Op.Cit., p. 36-38

³⁸ POZO CRUZ, Stalin David. En: Factibilidad de aplicación de nuevas tecnologías de cañoneo en pozos petroleros del área cuyabeno para incrementar la producción. Tesis. Ingeniero en petróleos. Escuela politécnica nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. Quito. 2013. p. 23-24

visualiza en la **Imagen 7** que perfora la roca utilizando cargas explosivas (**Imagen 10**). Posteriormente el pozo se limpia de detritus para la fracturación hidráulica.

Imagen 10. Detonación de cargas explosivas.



Fuente: CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 23

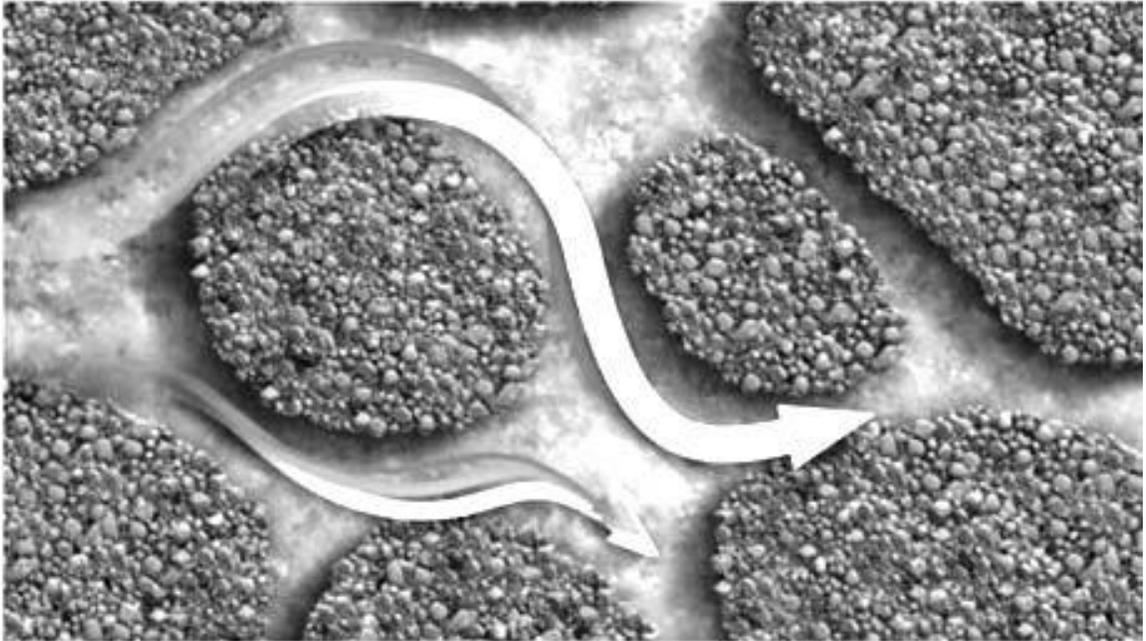
1.7.8 Fracturamiento hidráulico

Después de que el pozo haya sido perforado por las cargas de explosivos introducidas, se retira el disparador eléctrico y se pasa al proceso conocido como fracturación hidráulica, el cual según Sarlingo³⁹ se inyectan enormes cantidades de agua, arena y diversos productos químicos en la boca del pozo con una presión muy fuerte que permita quebrar las capas de rocas y así obtener una presión para recapturar el fluido, remitiéndolo a la superficie y allí separarlo de otros componentes. La arena se agrega para que luego de la inyección, la fractura

³⁹ SARLINGO. Op.Cit., p. 246-247

abierta no se cierre por el peso de los mantos de roca superiores como se evidencia en la **Imagen 11**.

Imagen 11. Posicionamiento del agente de soporte y del sistema de canales dentro de la fractura.



Fuente: AVRAM, Lazar; STOICA, Mónica Emanuela & CRISTESCU, Tudora. Ecological Aspects on Exploration and Exploitation of Shale Gas. En: Revista Minelor / Mining Revue.vol. 20, no. 4. 2014. p. 5

Las fracturas originadas en este proceso son ensanchadas con inyección del fluido o lodo de fracturamiento, el cual según Batto⁴⁰ está compuesto por una mezcla de 95% agua, 4,5% arena y 0,5% químicos. Este fluido puede contener hasta 65 químicos como los de la **Cuadro 4**, que a menudo contienen bencina, glicol, éteres, tolueno y etanol. Algunos de estos químicos como la bencina y sus derivados, etilenglicol 2-BE, naftalina y cloruro de metileno son considerados agentes cancerígenos.

⁴⁰ BATTO. Op.Cit., p. 1-2

Cuadro 4. Aditivos más comunes empleados en la fractura hidráulica.

Función	Compuesto
Surfactante	2-Butoxietanol, Alcohol Isopropílico, Etanol, Metanol, Naftaleno, Sulfato de Laurilo.
Inhibidor de la corrosión	Acetaldehído, Metanol.
Ajuste del Ph	Ácido Acético, Carbonato Potásico, Carbonato Sódico, Hidróxido Potásico, Hidróxido Sódico.
Control del hierro	Ácido Acético, Ácido Cítrico, Ácido Triglicólico, Eritorbato Sódico.
Agentes fracturantes	Ácido Clorhídrico, Cloruro cálcico, Cloruro sódico, Óxido de magnesio, Peróxido de magnesio, Persulfato Amónico.
Inhibidor de la corrosión	Ácido fórmico, Isopropanol.
Biocida	Cloruro de Amonio Cuaternario, Glutaraldehído, Sulfato de Tetrakis Hidroximetilfosfonio.
Estabilizador de arcillas.	Cloruro de tetrametilamonio, Cloruro de trimetiletanolamonio.
Inhibidor de costras	Copolimero de Acrilamida y Acrilato Sódico, Policarboxilato Sódico, Sal de ácido fosfónico.
Reductor de la fricción	Destilado de Petróleo, Fracción ligera de destilado de petróleo tratada con Hidrógeno, Etilenglicol, Poliacrilamida.
Agente gelificante	Destilado de Petróleo, Fracción ligera de destilado de petróleo tratada con Hidrógeno, Goma de Guar, Metanol, Metanol, Mezcla de Polisacáridos.
Agente anti-emulsificante	Etilenglicol, Isopropanol, Sulfato de Laurilo.
Anticongelante	Isopropanol, Metanol.
Estabilizante	Etilenglicol, Isopropanol, Metanol.
Polimerizador	Ácido Bórico, Complejo de Zirconio, Destilado de Petróleo, Fracción ligera de destilado de petróleo tratada con Hidrógeno, Etilenglicol, Isopropanol, Metaborato Potásico, Sales de Boratos, Tetraborato Sódico, Zirconato de Trietanolamina.

Fuente: PÉREZ ÁLVAREZ, Rubén, et al. La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación. En: DYNA. Vol. 88, no. 1. 2013 p. 38

Esta mezcla, afirma Sarlingo⁴¹ es inyectada al pozo a presión, a una razón de 16000 litros por minuto, contra el promedio de 10000 litros por minuto para otros tipos de yacimientos. Es decir que, si un pozo de petróleo convencional requiere 100000 litros de agua para su explotación, uno de shale oil necesita como mínimo 3.500.000 litros. Esta cantidad de agua utilizada para la fractura hidráulica, oscila entre 10 y 15 millones de litros por cada pozo como se observa en la **Tabla 1**, teniendo en cuenta que la fase de estimulación dura aproximadamente 40 días y que por cada permiso concedido se perforan varias decenas de pozos. El volumen de agua utilizada no es proporcional a la productividad del yacimiento no convencional y podría causar problemas de sostenibilidad de los recursos hídricos.

Tabla 1. Uso de agua por pozo para perforación y fracturación.
(En millones de litros)

Play de gas de lutita	Perforación: Volumen de agua por pozo	Fracturación: Volumen de agua por pozo	Total: Volumen de agua por pozo
Barnett	1,5	8,7	10,2
Fayetteville	0,2 ^a	11,0	11,2
Haynesville	3,8	10,2	14,0
Marcellus	0,3 ^a	14,4	14,7

Fuente: ESTRADA, Javier H. Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético: reflexiones para Centroamérica. México. 2013. P.24

⁴¹ SARLINGO. Op.Cit., p. 246-247

Para terminar con la explicación del proceso de fracturamiento hidráulico, en el **Diagrama 1** se resume las etapas de perforación descritas claramente durante este capítulo.

Diagrama 1. Proceso de explotación de los yacimientos no convencionales

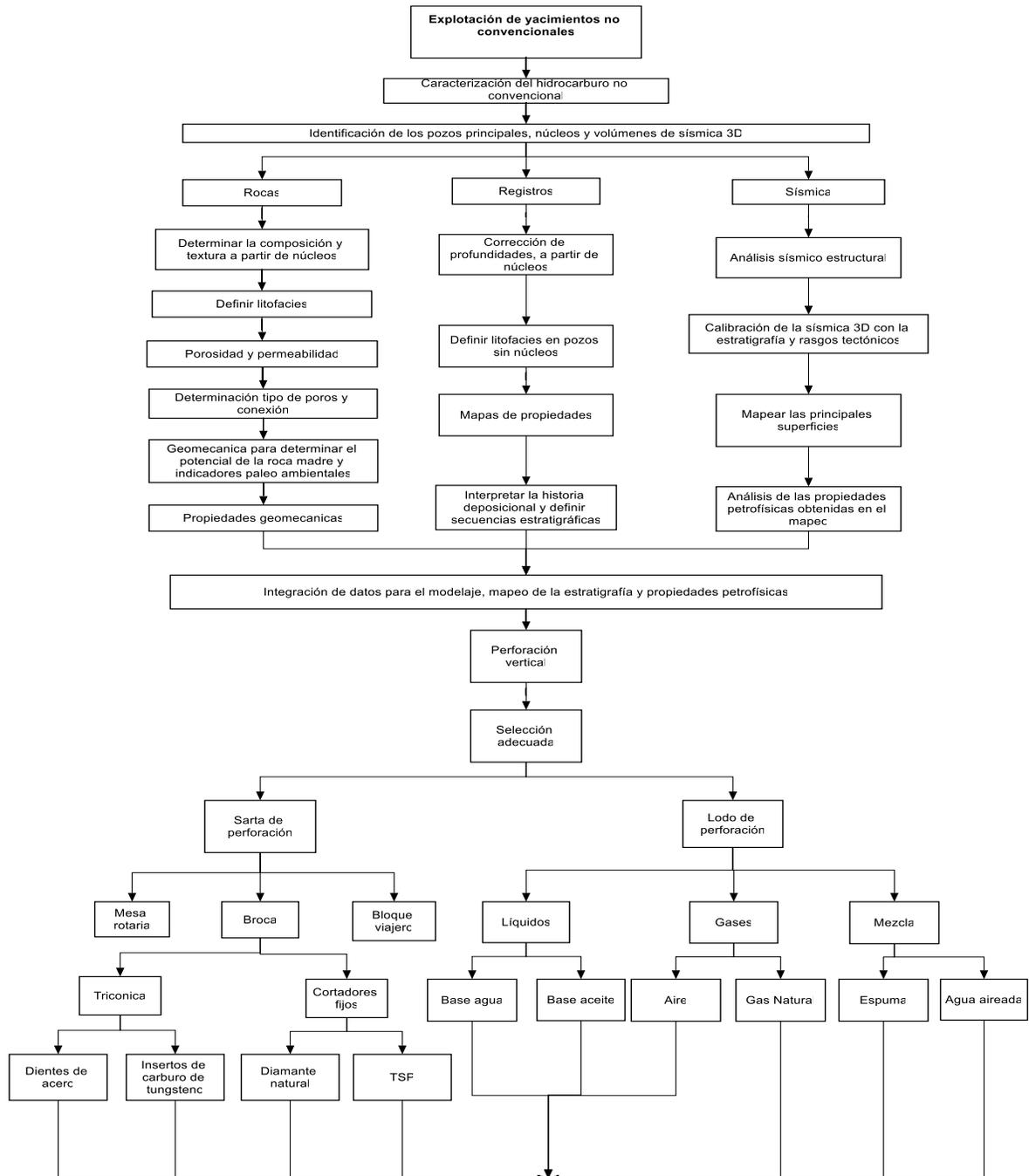


Diagrama 1. (Continuación)

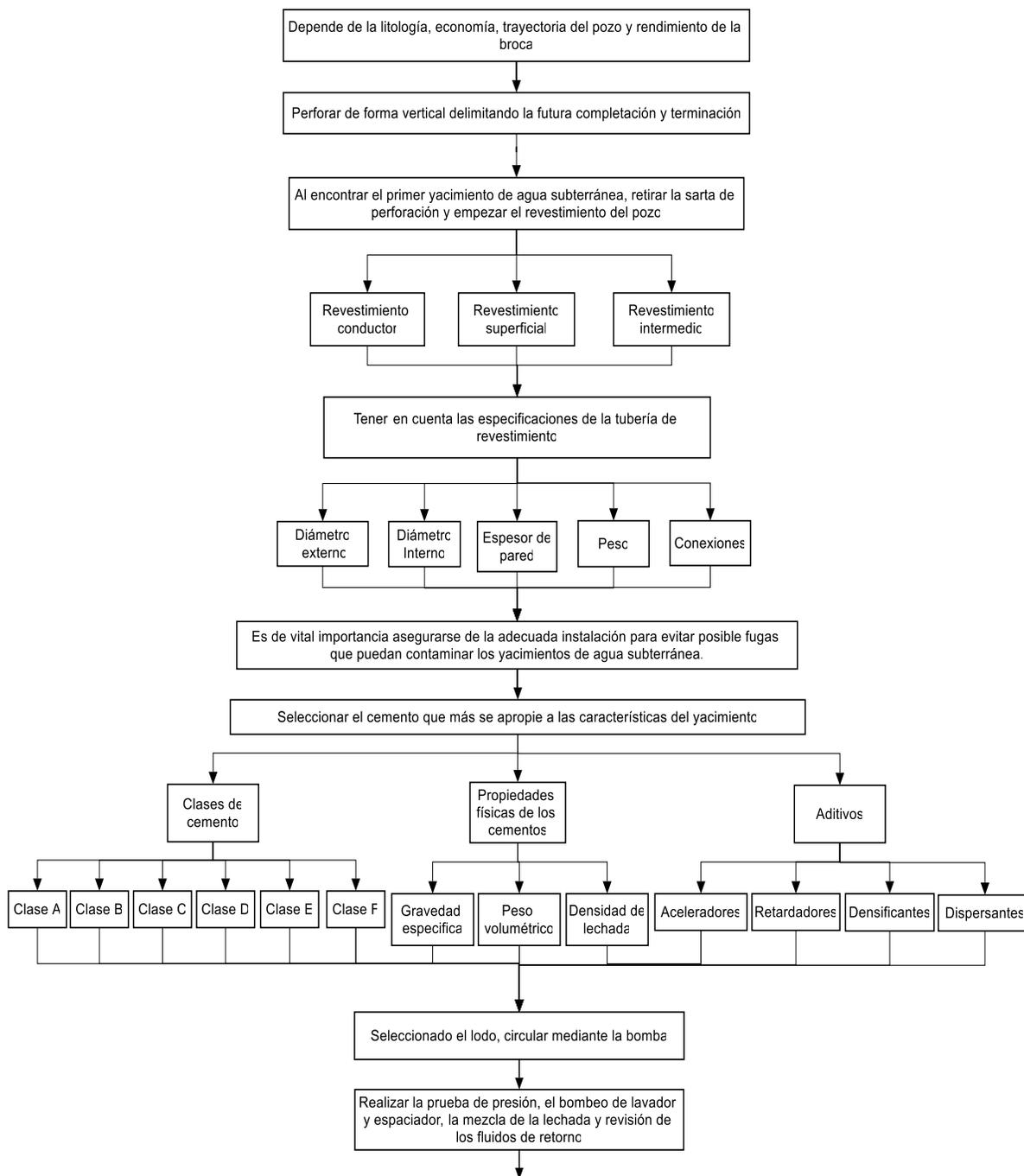
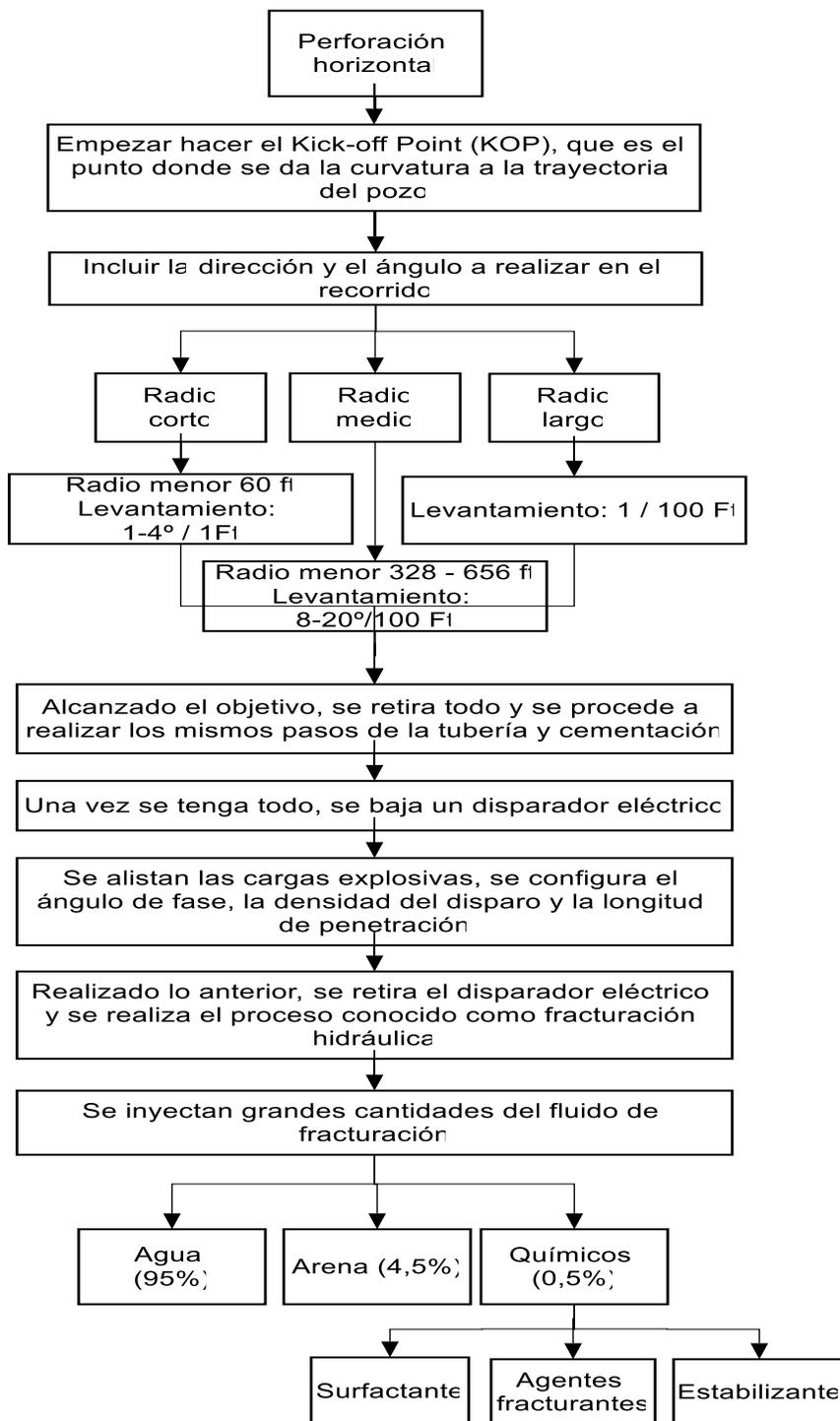


Diagrama 1. (Continuación)



Fuente: Basado en: DELGADO LÓPEZ, Orelvis, et al. Gas no convencional, estado y perspectivas para su exploración en Cuba. En: revista cubana de ingeniería, vol. 3, no. 3, 2012 p. 32

2. CONTAMINACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA DURANTE LA EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

Cabe destacar que las actividades asociadas al proceso del fracturamiento hidráulico pueden generar situaciones que provoquen un impacto al ambiente, aun cuando se hayan puesto oportunamente medidas preventivas para reducir estos riesgos, pero como en toda actividad el peligro no llega a ser nulo.

Hoy en día, este es un tema muy controversial debido precisamente a las diferentes interpretaciones sobre el riesgo potencial que pueden traer consigo las operaciones de la fractura hidráulica sobre el medio ambiente. Algunas de estas consecuencias según Úbeda⁴² son emisiones a la atmósfera, movimientos sísmicos, afectaciones al paisaje, la disponibilidad de agua y el ciclo del agua y la que trataremos con mayor profundidad, la contaminación a las aguas subterráneas debido a los posibles efectos potenciales sobre la calidad y cantidad de estas, ya que las aguas subterráneas obviamente son un recurso esencial.

2.1 CICLO DEL AGUA.

Según Ordoñez⁴³ el ciclo hidrológico es el flujo continuo del agua desde el océano en sus diferentes estados dentro del planeta, a través de un proceso que no tiene principio ni fin ya que es circular. La energía que cae a los océanos y en general a los cuerpos de agua proveniente del sol hacen que estos incrementen su energía cinética aumentando la temperatura, asimismo provoca un cambio de estado, es decir que el agua se evapora y asciende a la atmósfera formando nubes; para que después bajo ciertas condiciones se condense y caiga a la superficie en forma de lluvia, nieve, granizo o cualquier otra forma de precipitación como se evidencia en la **Imagen 12**.

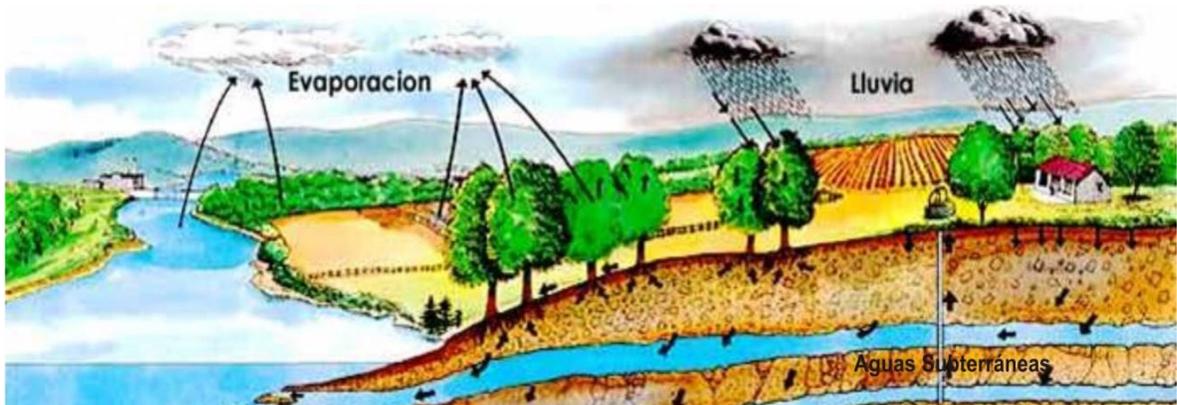
Toda el agua que cae de la precipitación corre por la superficie terrestre, gran parte de esta es retenida en la zona de las raíces de los árboles y plantas, la cual regresa de nuevo a la atmósfera por la evapotranspiración. El excedente de agua que queda en la zona de las raíces sigue descendiendo por los poros debido a la fuerza de gravedad donde quedara en un reservorio. (**Imagen 12**). El agua subterránea sigue fluyendo hacia niveles más bajos que los de infiltración a través de los poros del subsuelo. Aquí puede regresar a la superficie ya sea en forma de manantiales para formar parte de los ríos, los cuales desembocan en el océano o en cuencas cerradas donde el agua se evapora y continúa el ciclo. De esta manera, el agua subterránea representa gran importancia debido a la masa de

⁴² ÚBEDA ARÉVALO, José Vicente. Informe técnico: “Fracturación hidráulica (Fracking) y sus potenciales consecuencias en el medio ambiente”. 2013. p. 182-183

⁴³ ORDOÑEZ GALVEZ, Juan Julio. Cartilla técnica: aguas subterráneas – acuíferos. Primera edición. Lima, Perú. 2011. p. 8-11. ISBN: 978-9972-602-78-8

agua que puede contener. Por otro lado, el agua almacenada en acuíferos se puede encontrar a diferentes profundidades y en casi cualquier parte, ya sea en zonas áridas, semiáridas o húmedas. Por esto, el agua subterránea es un recurso importante, pero debido a su sobreexplotación y fácil contaminación es de difícil gestión.

Imagen 12. Ciclo del agua



Fuente: ORDOÑEZ GALVEZ, Juan Julio. Cartilla técnica: aguas subterráneas – acuíferos. Primera edición. Lima, Perú. 2011. p. 9. ISBN: 978-9972-602-78-8

2.1.1 Acuífero

El agua subterránea que se encuentra almacenada en los poros de la roca y arena es llamado acuífero, que es parte fundamental del ciclo hidrológico, debido a que más o menos un 30% del caudal de superficie emana de los acuíferos. Por otro lado, según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM)⁴⁴ y del Decreto 1640 de 2012 un acuífero se describe como una unidad ya sea roca o sedimento que posee porosidad y permeabilidad, que le permita al agua ser almacenada y transportada, además como un sistema que incluye zonas de recarga y descarga, así mismo que pueda tener interacción con aguas superficiales y marinas.

Los acuíferos se clasifican principalmente en:

- **Acuífero libre:** esta clase de acuífero liberan el agua por medio del drenaje del poro de las rocas. Además, son aquellos donde el nivel esta abajo del techo de la formación permeable.

⁴⁴ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), Estudio Nacional del Agua 2014. Bogotá, D.C, Colombia. 2015. p. 122-150. ISBN: 978-958-8067-70-4

- **Acuíferos confinados:** estos acuíferos también son denominados acuíferos cautivos, donde el agua que emanan proviene de la descompresión de la estructura permeable y la expansión del agua. Por otro lado, el nivel de agua a diferencia de los acuíferos libres se encuentra por encima del techo de la formación acuífera.
- **Acuíferos semiconfinados:** es considerado como un caso especial, ya que permiten la circulación de agua de manera vertical, debido a que el techo, muro o ambos no son cien por ciento impermeables.

2.1.2 Sistemas Acuíferos

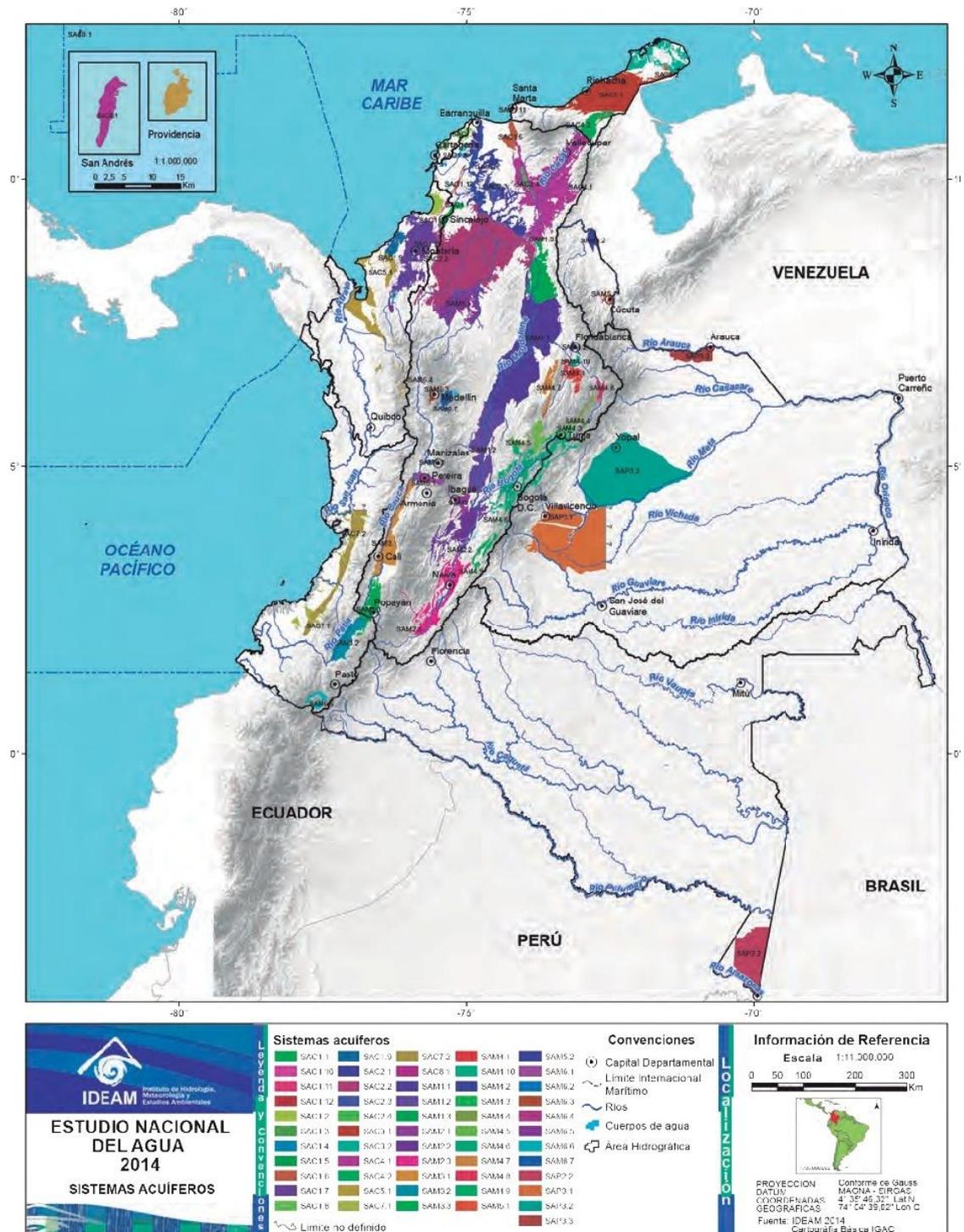
Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM)⁴⁵ un sistema acuífero hace referencia a una unidad práctica para la explotación o indagación, el cual puede tener porosidad primaria o secundaria, y estos pueden o no estar entre comunicados; es decir que hace referencia a un espacio limitado en profundidad y superficie.

A mediados de 2010 por un estudio realizado en rendimientos específicos y espesores geológicos mirados desde un punto de vista de unidades con potencial acuífero, fue posible subdividir en 16 provincias hidrogeológicas, lo cual representa el 74,5% del territorio colombiano con reservas calculadas en un orden de 5.848 Km³, las cuales se caracterizaron en propiedades hidráulicas, hidrológicas, en hidroestratigrafía y geometría. Así mismo, las codificaron en provincias hidrogeológicas Montanas e Intramontanas, provincias hidrogeológicas pericratónicas y provincias hidrogeológicas insulares y costeras. Además, se identificaron 61 sistemas acuíferos (**Mapa 4**) de carácter regional y local, de igual forma cinco transfronterizos.

El control de la distribución, presencia y límites del agua subterránea es gracias a la estructura geológica y a la estratigrafía. Por otro lado, en algunos casos los límites fisiográficos no concuerdan con las cuencas hidrogeológicas ni con los límites hidrográficos, por esto una parte de los sistemas acuíferos y provincias se comparten entre dos áreas hidrográficas, lo cual corresponde a 169.435 Km² que cubren 683 municipios, dentro de los cuales se localizan 15 en el Caribe, 7 en el Pacífico, 3 en el Orinoco, 33 en Magdalena y 3 en el Amazonas.

⁴⁵ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM). Op.Cit., p. 122-150

Mapa 4. Localización de Sistemas Acuíferos de Colombia.



Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), Estudio Nacional del Agua 2014. Bogotá, D.C, Colombia. 2015. p. 131. ISBN: 978-958-8067-70-4

2.1.2.1 Volumen nacional estimado del uso de agua subterránea

El volumen nacional estimado del uso de agua subterránea, con base en la información de las concesiones y asumiendo que cada una corresponde a un punto de agua, se tendría una información reportada de 1.032 millones de metros cúbicos que corresponden a 7.5 l/s por pozo. Si esta información se proyecta 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 31.364 aljibes (asumiendo 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 total⁴⁶.

2.2 MODOS DE CONTAMINACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA

Según Merrill⁴⁷ el riesgo de contaminación del agua subterránea es de preocupación significativa, especialmente en el contexto de agua potable. Debido a que la magnitud de todos estos riesgos es incierta. Un número de demandas judiciales recientes han alegado que el agua es contaminada por la fracturación. Por ejemplo, los residentes en Dimock Township, Pensilvania afirman que el agua se volvió marrón debido a la fracturación.

Así mismo Arnedo⁴⁸ afirma que el alto impacto medioambiental de la fractura hidráulica ha sido estudiado y publicado recientemente en informes elaborados por instituciones europeas, como la Comisión Europea, el Tyndall Center para la investigación del Cambio Climático. Incluso órganos de la administración norteamericana han elaborado estudios de los que se derivan resultados críticos similares.

Dentro del proceso de fracturación hidráulica se han podido establecer algunas actividades que pueden tener cierto nivel de riesgo, tales como la migración a través de las grietas del subsuelo, derrames en la superficie, reventones, grietas en el casing, gas metano y por el flow back.

2.2.1 Migración a través de las grietas del subsuelo

El objetivo de la fractura es producir grietas en las formaciones de esquisto para que el gas y el petróleo puedan salir a superficie. Según Moreu⁴⁹ el problema recae en que las grietas en la roca madre pueden extenderse más allá de los

⁴⁶ ORDOÑEZ GALVEZ. Op.Cit., p. 8-11

⁴⁷ MERRILL, Thomas W. & SCHIZER, David M. The shale oil and gas revolution, hydraulic fracturing, and water contamination: a regulatory strategy. En: Minnesota law review. vol. 98, no. 1, p. 187-190

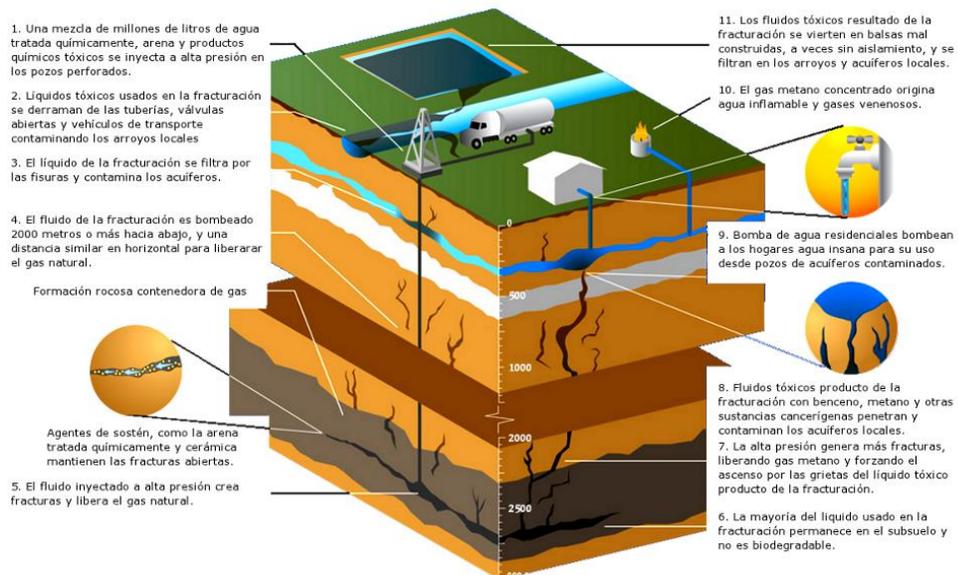
⁴⁸ ARNEDO CÁRDENAS, Ana Ercilia & YUNES CAÑATE, Karla María. Fracking: extracción de gas y petróleo no convencional, y su impacto ambiental. Universidad de San Buenaventura. Cartagena, Colombia. S.F. p. 13-15

⁴⁹ MOREU CARBONELL. Op.Cit., p. 4

límites del estrato en el cual se está produciendo, además esta fractura puede eventualmente interceptar una falla geológica y filtrarse hacia los acuíferos. El riesgo se incrementa en la medida en que el fluido de fractura contiene aditivos químicos, algunos altamente tóxicos (**Cuadro 4**), que se filtran en el agua. Además, otros contaminantes de origen natural y fluidos pueden migrar desde la formación objetivo hasta los suministros de agua potable.

Para Meroni⁵⁰ el fluido de fractura una vez en la roca puede transportarse si se tienen las condiciones apropiadas para el desplazamiento a velocidades de 20 metros por año, por ende este fluido podría migrar hacia los acuíferos y afectarlo gravemente. Este escenario es teóricamente posible por lo que los efectos en el agua se verían años después, incluso después de haber abandonado y sellado el pozo, por esto surge la necesidad de hacer supervisiones a los pozos cada cierto tiempo.

Imagen 13. Migración de fluidos a través de las grietas hacia los acuíferos



Fuente: AWENTIS. Fracking: fracturación hidráulica. [Sitio web] 7, Septiembre, 2013. [Consultada 05, Octubre, 2016]. Disponible en: http://awentis.com/14/fracking-fracturacion-hidraulica.html#.VV0-wLI_Oko

Por consiguiente, la preocupación según Merrill⁵¹ es que el fluido de fracturación puede migrar hacia arriba contra el peso enorme de la roca a través de las grietas originadas de la formación de interés como se muestra en la **Imagen 13**, y llegar a

⁵⁰ MERONI, E. y PIÑEIRO, G. Nuevas tecnologías extractivas para hidrocarburos no convencionales y potenciales riesgos ambientales al acuífero guaraní. En: revista sug N°19. vol. 15. Uruguay. 2014. p. 18-20

⁵¹ MERRILL. Op.Cit., p. 187-190

los pozos de agua subterránea. Según un estudio mencionado por Merrill, la opinión predominante del riesgo de fuga de fluido de fracturación en las fuentes de agua potable a través de las fracturas realizadas en yacimientos de esquisto profundas es remoto. Aun así, el riesgo es preocupante para muchas personas.

Con base en lo anterior y basado en Meroni⁵² es indispensable tener en cuenta un aspecto importante para limitar las presiones que se vayan a realizar en las rocas para evitar fracturas en estratos de rocas más superficiales, las cuales podría contener masas importantes de agua. Por esto es necesario contemplar con métodos matemáticos que permitan predecir la propagación de la fractura en la roca. En un principio estos métodos matemáticos eran demasiado básicos lo que provocaba predicciones bastante inexactas, con el tiempo, el desarrollo tecnológico y la experiencia (a mayor profundidad en las operaciones del fracking disminuye la probabilidad de contaminar un acuífero) se cuenta con metodologías que arrojan resultados con mayor precisión, aunque muchas veces los datos introducidos a los modelos matemáticos difieren de los datos verdaderos de campo. Por otro lado, el agua que no retorna tiene un comportamiento demasiado dinámico el cual no ha sido posible establecer en un modelo que permita saber lo que ocurre con esta.

2.2.2 Derrames en la superficie

Hay otras vías en las que el fluido de fracturamiento puede entrar en los suministros de agua, un porcentaje del fluido de fractura que se queda en la superficie y cae al suelo puede llegar a los abastecimientos de agua potable.

Este tipo de contaminación al suelo no se produce solo por la invasión de la mezcla del fracking una vez terminada la excavación, si no que el “Centro para la energía global, arbitraje internacional y legislación ambiental de la Escuela de Leyes de la Universidad de Texas, mencionan que se producen derrames durante todo el proceso del fracking, ya sea por los transportistas de los residuos, o de las mismas estructuras que no quedan bien ajustadas”⁵³.

Para De la Cruz⁵⁴ por causa de las cantidades de productos químicos que deben ser acumulados en los puntos de perforación y los volúmenes de residuos sólidos

⁵² MERONI, Ibid., p. 18-20

⁵³ VALDES AGUIRRE, Claudia Lucia. El Fracking: Impactos ambientales y socio económicos. Doctorado. Medio Ambiente Dimensiones Humanas y Socioeconómicas. Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid. Madrid-España. S.F. p. 4-6

⁵⁴ CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 58

y líquidos que se causan, debe tomarse un especial cuidado con estos materiales para no contaminar el agua superficial y el suelo durante su transporte, almacenamiento y eliminación. Incluso si el agua producida no reposa directamente sobre el suelo, una lluvia importante podría hacer que un depósito rebose y provoque una corriente de contaminación.

Un ejemplo claro según Estrada⁵⁵ es que en diciembre de 2011, el Escuadro de Protección Ambiental (EPA) publicó un estudio donde concluía que los acuíferos que se encontraban cerca a Pavillion estaban contaminados por los derrames producidos por la fractura hidráulica cerca de la zona. Además, “en mayo de 2009, el PADEP descubrió que dos juntas tenían fuga que conducía agua residual procedente de pozos de gas, lo que derivó en la liberación de unos 16 m³ de agua residual en Cross Creek.”⁵⁶ Como consecuencia de lo anterior se estableció, que el equipo utilizado para mover los fluidos entre los tanques de almacenamiento y la boca del pozo de perforación deberá ser supervisado regularmente para prevenir derrames, y deben tomarse precauciones a la hora de transportar el fluido hasta los puntos de inyección o de tratamiento. La conclusión, entonces, es que el fluido de fracturamiento necesita ser transportado y almacenado con cuidado.

2.2.3 Reventones

Los reventones para Merrill⁵⁷ son originados por una liberación inesperada de gas o fluido en el interior del pozo, producto de un nivel indeseado de presión, que llega a afectar la zona de agua. Además los riesgos medioambientales y saludables asociados a la perforación de zonas de hidrocarburos altamente presurizadas y a la introducción de fluidos a alta presión durante las operaciones de fracturación hidráulica.

Como ejemplo de lo anterior, Sánchez⁵⁸ menciona que en Pensilvania reportaron explosiones que ocurrieron debido a que el sistema de prevención es insuficiente ante presiones mayores que las establecidas previamente. Lo que provoca una grave contaminación al agua subterránea, al suelo y a la atmosfera por las emisiones de gases.

2.2.4 Grietas en el casing

Como se explicó anteriormente los pozos están revestidos con tuberías de acero y sellados los anulares con cemento como se muestra en la **Imagen 14**, donde

⁵⁵ ESTRADA. Op.Cit., P.13-14

⁵⁶ CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Ibid., p 61

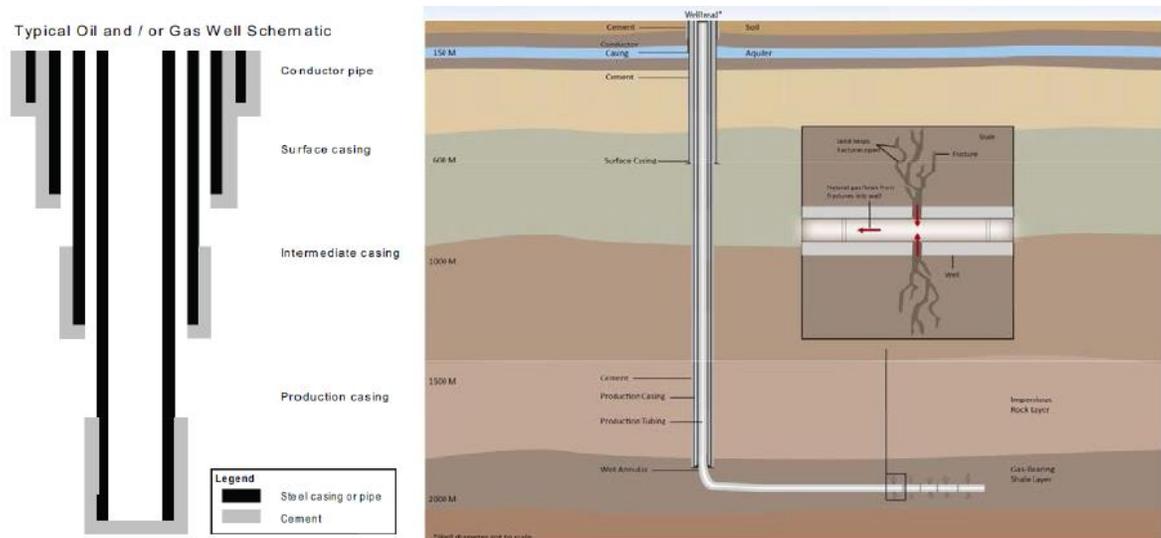
⁵⁷ MERRILL. Op.Cit., p. 187-190

⁵⁸ SÁNCHEZ CANO. Op.Cit., P 130-132

ocasionalmente podrían quedar vacíos por los que el gas asciende y alcanza acuíferos más superficiales contaminándolos.

Igualmente para Saenz⁵⁹ existe el riesgo de que el propio casing o tubería de revestimiento pueda agrietarse en o por encima de los niveles de agua, permitiendo que el fluido se escape hacia los pozos de agua. Adicionalmente si el cemento alrededor de un pozo falla bajo las presiones ejercidas durante la fracturación hidráulica, los contaminantes podrían migrar a suministros de agua potable. Por lo tanto es esencial el cemento en el revestimiento del pozo a establecer, y que el casing tiene que ser lo suficientemente grueso y profundo para evitar fugas cerca de la capa freática.

Imagen 14. Diseño para la Protección de Recursos de Aguas Subterráneas.



Fuente: UWIERA GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments Using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility. Society of Petroleum Engineers. Alberta-Canadá. 2013. p. 3. ISBN: 978-1-61399-293-7

2.2.5 Gas metano

Para Uwiera⁶⁰ además del fluido de fracturamiento y el agua producida cabe igualmente contemplar un segundo factor de riesgo de afección a los acuíferos

⁵⁹ SAENZ DE SANTA MARIA BENEDET, José Antonio & GUTIERREZ CLAVEROL, M. Valoración de la técnica de fracturación hidráulica y su aplicación a la extracción de gas no convencional en las cuencas carbonífera y jurásica de Asturias. En: trabajos de geología. Universidad de Oviedo. 12. vol. 33. 2013. p. 206-208.

⁶⁰UWIERA GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments Using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility. Society of Petroleum Engineers. Alberta-Canadá. 2013. p. 3-5. ISBN: 978-1-61399-293-7

asociado al potencial ascenso del metano. El metano puede contaminar las aguas subterráneas siendo este un riesgo más significativo que la migración de fluido de fracturamiento.

Esta vía según Saenz⁶¹ vendría condicionada por la extra limitación de las grietas generadas por el proceso de fractura con respecto a las capas de interés, pudiendo comunicarse con otras naturales preexistentes y facilitando así caminos preferentes para el transporte de dichos compuestos.

2.2.6 Flow back

Según Trombetta⁶² un momento crítico se produce cuando una parte del fluido de fractura (entre un 30% y un 80% según las estimaciones) retorna hacia la superficie al final del proceso de fractura, este residuo es llamado flow back y es debido a las deficiencias en la cementación y el aislamiento de los tubos de revestimiento de los pozos de perforación. Cuando los fluidos del fracking son inyectados y fracturan la roca, este absorbe las sales, el cloro y el bromo de la misma roca. Lo más preocupante es que este fluido puede absorber elementos radioactivos y cancerígenos de la roca como uranio, radio, radón, torio y también metales pesados como arsénico, bario, estroncio y selenio, estos se identifican en la **Tabla 2**. La mayoría de esta mezcla tóxica se quedará por debajo de los mil metros en el suelo, donde hay menos riesgo de contaminar las reservas de aguas subterráneas utilizadas para el consumo humano.

Para Lester⁶³ además de los componentes de su formulación base, trae consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de fractura, aproximadamente 2.000 a 3.500 metros. La calidad de este flow back difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado.

Como consecuencia, una de las principales preocupaciones es la generación de grandes volúmenes de agua de flow back, y sus posibles efectos adversos sobre el medio ambiente y en la salud humana.

⁶¹ SAENZ DE SANTA MARIA BENEDET. Op.Cit., p. 206-208.

⁶² TROMBETTA, Juan Carlos. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. Petrotecnia. 2012. p. 52

⁶³ LESTER, Yaal, et al. Characterization of hydraulic fracturing flow back water in Colorado: Implications for water treatment. En: Science of the total environment. Estados Unidos. 2015. p. 638

Tabla 2. Elementos identificados en una muestra de flow back.

Metal	Symbol	Concentration (mg/L)
Aluminum	Al	0.064
Arsenic	As	0.067
Boron	B	3.105
Barium	Ba	8.542
Calcium	Ca	524.1
Chromium	Cr	0.058
Cesium	Cs	0.073
Copper	Cu	0.288
Iron	Fe	81.42
Potassium	K	101.3
Lithium	Li	3.519
Magnesium	Mg	106.4
Manganese	Mn	1.471
Sodium	Na	6943.9
Nickel	Ni	0.042
Rubidium	Rb	0.230
Silicon	Si	19.65
Strontium	Sr	60.25
Titanium	Ti	0.028
Vanadium	V	0.120
Zinc	Zn	0.051

Fuente: LESTER, Yaal, et al. Characterization of hydraulic fracturing flow back water in Colorado: Implications for water treatment. En: Science of the total environment. Estados Unidos. 2015. p. 638

Como se muestra en la **Tabla 2** el sodio es el metal dominante, seguido de Ca, Mg y K, y el hierro a concentraciones relativamente altas, lo que podría ser importante si el agua se recicla para las operaciones de fracturación.

2.3 GESTIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES

Según Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC)⁶⁴ para poder evaluar el impacto, las posibilidades, la amenaza y los niveles de riesgo que ocasionan las diferentes actividades del proceso de explotación de hidrocarburos no convencionales por medio de la fractura hidráulica, es necesario tener en claro algunos términos de la gestión de riesgo ambiental basado en la norma GTC 104.

Dentro de los cuales se encuentran:

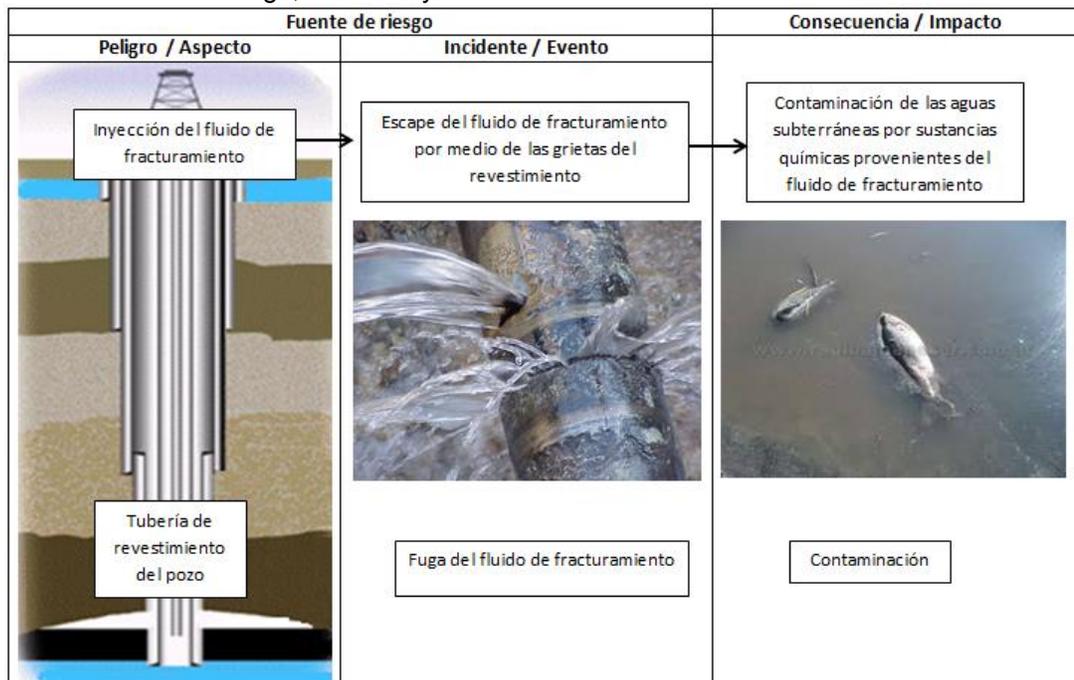
- **Fuente de riesgo:** es una expresión que hace referencia a todas las fuentes de riesgo en una relación causa – efecto, es decir que son todas las circunstancias o factores que pueden ocasionar uno o varios riesgos

⁶⁴ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Gestión del riesgo ambiental principios y proceso. Guía técnica Colombiana GTC 104. Bogotá D.C - Colombia. 2009. p. 10-20

conjuntamente o separados. Así mismo incluye términos como aspectos ambientales, peligro, incidente o evento.

- **Peligro:** como se evidencia en el **Cuadro 5** el peligro es el agrietamiento de la tubería por donde se puede fugar fluido de fracturamiento y ocasionar un impacto adverso en las aguas subterráneas. Es decir que peligro es una fuente de daño, el cual contiene la capacidad de ocasionar un accidente potencial o una situación capaz de causar un impacto o pérdida.
- **Aspectos ambientales:** son los elementos de productos, servicios o actividades de una compañía los cuales pueden tener interacción con el ambiente, por ende pueden ser originados por fallas en el diseño o falta de planeación por lo que solo se detectan con el paso del tiempo. Asimismo estos pueden ser intencionales o aceptables para el caso de emisiones, las cuales son permitidas hasta ciertas cantidades.

Cuadro 5. Fuente de Riesgo, incidente y consecuencia.



Nota: Basado en INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Gestión del riesgo ambiental principios y proceso. Guía técnica Colombiana GTC 104. Bogotá D.C - Colombia. 2009. p. 9. Y adaptado de acuerdo a los ejemplos del presente documento por el autor.

- **Incidente o evento:** es un acontecimiento momentáneo, corto o largo el cual puede tener un impacto adverso sobre el ambiente, al liberar el potencial intrínseco de un peligro. Para el caso del **Cuadro 5**, un evento o incidente es la fuga del fluido de fracturamiento a través de las grietas del casing, el cual contamina las aguas subterráneas al liberar todo el potencial toxico de peligro.

- **Consecuencia:** es el impacto ocasionado producto de un incidente o un evento. Este puede ser expresado de manera cualitativa o cuantitativa dependiendo del resultado del incidente.
- **Impacto ambiental:** es el cambio de estado (adverso o benéfico) del ambiente ocasionado por algún elemento de los productos, servicios o actividades de una compañía, los cuales pueden liberar el potencial intrínseco de peligro en un evento. Para el ejemplo del **Cuadro 5**, la fuga del fluido de fracturamiento provoca un impacto adverso en los acuíferos, los cuales a su vez pueden contener varios impactos.
- **Frecuencia:** es una medida numérica que a su vez puede ser usada en enfoques de riesgo, se define como la cantidad de eventos que suceden durante un determinado periodo de tiempo.
- **Probabilidad:** al igual que la frecuencia es una medida numérica que a su vez puede ser usada en enfoques de riesgo. La probabilidad es la posibilidad de que se dé un evento o incidente, donde 0 expresa un evento imposible y 1 un evento posible.
- **Posibilidad:** a diferencia de las anteriores es usada en los enfoques de análisis cualitativos de riesgos, y es la posibilidad que un evento ocurra.

2.3.1 Procedimiento para el análisis de riesgos

Según la norma GTC 104 del INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC)⁶⁵ se debe realizar un análisis y evaluación de los riesgos que fueron identificados anteriormente, debido a que con esta clase de evaluaciones se facilita la adecuada selección de las posibles estrategias, decisiones y planes de acción para determinados casos.

Esos análisis son posibles llevarlos a cabo por medio de métodos que determinan el nivel de riesgo, en general se encuentran tres clases de métodos, el cuantitativo, el semicualitativo y el usado generalmente en estudios de riesgo ambientales, el cualitativo. Esta clase de análisis se determina combinando la posibilidad de un evento con las posibles consecuencias, en donde se usa una serie de palabras, las cuales denotan un grado para evaluar los impactos ocasionados de un evento.

El desarrollo del análisis de riesgo cualitativo para los aspectos ambientales originados en las actividades del fracturamiento hidráulico se hará con base en el **Cuadro 6**, la cual corresponde a la medición cualitativa de la posibilidad para

⁶⁵ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Op.Cit., p. 34.

estimar la posibilidad de ocurrencia de un evento. Así mismo se valorara el grado de impacto de un incidente por medio del **Cuadro 7**.

Cuadro 6. Medición cualitativa de la posibilidad.

Periodo del evento	Descripción	Grado
Imposible	Muy difícil que ocurra	Muy bajo
Improbable a remoto	Muy baja posibilidad a limitada posibilidad de ocurrencia	Bajo
Ocasional	Ocurre pocas veces	Medio
Moderado	Ocurre varias veces	Alto
Frecuente	Alta posibilidad de ocurrencia	Muy alto

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Gestión del riesgo ambiental principios y proceso. Guía técnica Colombiana GTC 104. Bogotá D.C - Colombia. 2009. p. 34.

Cuadro 7. Medición cualitativa del impacto.

Intensidad	Descriptor	Descripción
4	Catastrófico	Contaminación de áreas locales afectando a toda la comunidad, muerte, eliminación total de los servicios públicos, cierre abrupto de las operaciones.
3	Crítico	Contaminación de áreas locales, salud y vida de las personas con afectaciones graves, interrupción definitiva de un servicio público, interrupción operativa definitiva.
2	Marginal	Contaminación de áreas puntuales, salud y vida de las personas con afectaciones importante, interrupción diaria o mensual de los servicios públicos, interrupción operativa prolongada.
1	Insignificante	No hay contaminación significativa, salud y vida de las personas se afectan levemente, interrupción momentánea de servicios públicos, interrupción operativa momentánea.

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Gestión del riesgo ambiental principios y proceso. Guía técnica Colombiana GTC 104. Bogotá D.C - Colombia. 2009. p. 41

Después de establecer la medición cualitativa de la posibilidad y del impacto, se procede a establecer la amenaza por medio de la matriz de interacción entre las posibilidades y los impactos; en donde se establecen tres niveles de riesgo (alto, medio, bajo) como se muestra en el **Cuadro 8**.

Cuadro 8. Matriz de interacción entre las posibilidades y los impactos: Nivel de riesgo.

Posibilidad	Impacto			
	Catastrófico	Crítico	Marginal	Insignificante
Frecuente	Alto	Alto	Alto	Medio
Moderado	Alto	Alto	Medio	Medio
Ocasional	Alto	Medio	Medio	Bajo
Improbable	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Imposible	Medio	Bajo	Bajo	Bajo

Fuente: SOLANA PETROLEUM COLOMBIA. Estudio de impacto ambiental bloque exploratorio Guachiría Sur. Cap. 9. S.F. p. 12

2.3.2 Evaluación del riesgo

Con base en el **Cuadro 6**, el **Cuadro 7**, el **Cuadro 8** y las diferentes maneras por las cuales se puede llegar afectar la calidad del agua subterránea, se realizó la evaluación del riesgo y se sintetizó en un cuadro resumen (**Cuadro 9**), con el fin de visualizar de mejor manera los resultados obtenidos.

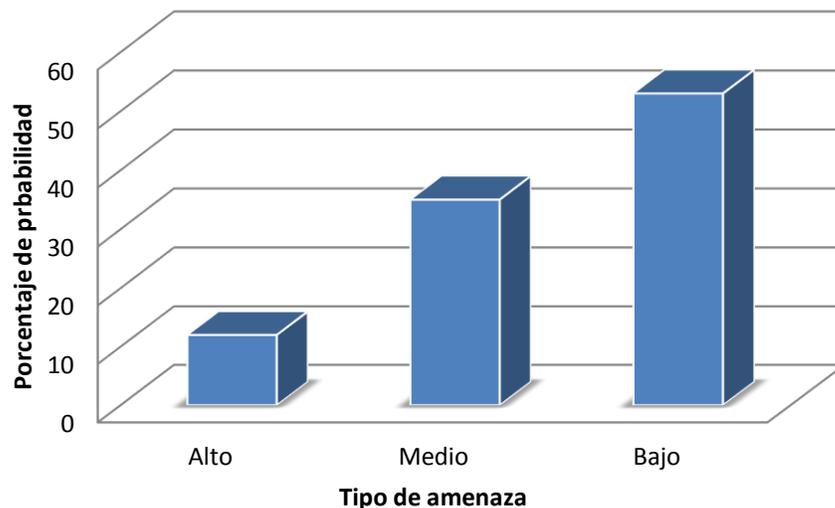
Cuadro 9. Evaluación del riesgo.

Aspecto Ambiental	Incidente / Evento	Riesgo	Posibilidad	Impacto	Amenaza
Perforación vertical	Grietas	Contaminación aguas subterráneas	Improbable a remoto	Marginal	Bajo
Revestimiento	Grietas en la tubería	Contaminación aguas subterráneas	Moderado	Marginal	Medio
	Debilitamiento		Ocasional	Crítico	Medio
Cementación	Fraguado	Contaminación aguas subterráneas	Improbable a remoto	Marginal	Bajo
Perforación horizontal	R. Corto	Contaminación aguas subterráneas	Ocasional	Crítico	Medio
	R. Medio		Improbable a remoto	Marginal	Bajo
	R. Largo		Improbable a remoto	Marginal	Bajo
Cañoneo	Fracturamiento	Contaminación aguas subterráneas	Ocasional	Crítico	Medio
	Debilitamiento		Ocasional	Crítico	Medio
Inyección fluido	Derrame en superficie	Contaminación aguas subterráneas	Improbable a remoto	Marginal	Bajo
	Migración		Moderado	Catastrófico	Alto
Gas metano	Migración	Contaminación aguas subterráneas	Moderado	Catastrófico	Alto
Flow back	Migración	Contaminación aguas subterráneas	Ocasional	Crítico	Medio
	Disposición		Improbable a remoto	Marginal	Bajo
			Improbable a remoto	Marginal	Bajo
	Tratamiento				
	Filtración		Improbable a remoto	Marginal	Bajo

Fuente: Elaboración propia

El **Grafico 1** muestra de manera resumida el **Cuadro 9**, el cual evidencia que el tipo de amenaza alto es muy inferior a la amenaza medio y bajo, con tan solo dos aspectos ambientales, es decir que el fluido de fracturamiento y el gas metano por un incidente como la migración por las fisuras o fracturas de la roca podrían afectar total o parcialmente la calidad del agua; por otro lado la amenaza de tipo medio cuenta con seis incidentes que podrían tener la posibilidad de contaminar los acuíferos. Por último la amenaza de tipo bajo cuenta con nueve posibles incidentes que podrían tener el riesgo de contaminar las aguas subterráneas.

Grafico 1. Porcentaje de probabilidad VS tipo de amenaza



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el **Cuadro 9**, la contaminación del agua subterránea por metano y por el fluido de fracturamiento representan un nivel de riesgo alto, ya que estos pueden fugarse y migrar hacia los acuíferos a través de grietas en las tuberías, fisuras, o fracturas tanto verticales como horizontales que pasan por los acuíferos, debido a esto algunos casos documentados que se tienen han dado origen a problemas en:

- Menciona Esposito⁶⁶ que en estados unidos Pennsylvania, donde recibían un suministro constante de agua del pozo situado bajo las propiedades. Sin embargo, durante el último año han cocinado con agua de recipientes, porque el agua que sale del grifo contiene suficiente metano que se puede encender un fósforo y ver una ráfaga de llamas. Ya que los pozos de gas que se encuentran más cerca crean mayor riesgos para la salud que los residentes que viven más allá de esa distancia.

⁶⁶ ESPOSITO, Michael. Water issues set the pace for fracking regulations and global shale gas extraction. California-Estados Unidos. 2013. p. 168

- Para Saenz⁶⁷ en las afueras de la población de Granville Summit Francia, se produjo una importante contaminación del agua potable por metano, saliendo por los grifos el agua mezclada con el gas. Tal suceso, tuvo lugar tras el inicio de sondeos para captar gas no convencional en la mencionada zona en el año 2008.
- De acuerdo a Cruz⁶⁸ En Ohio Estados Unidos, un pozo perforado alrededor de 1200 metros de profundidad en una formación de arena compactada, no fue sellado apropiadamente con cemento permitiendo al gas de la formación de pizarras viajar a través del anillo hasta una reserva de agua subterránea. El metano acumulado con el tiempo generó una explosión en el sótano de una zona residencial.
- Menciona Pérez⁶⁹ que un estudio desarrollado en Pensilvania y Nueva York de 68 muestras recolectadas de acuíferos asociados a la gran Formación Marcellus de pizarras, confirmó una evidencia consecuente de concentraciones de metano en agua de consumo a las cercanías de extracción de gas no convencional.

Otro aspecto a destacar en el impacto generado al ambiente, es que reside en el escape de metano y otras sustancias volátiles a la atmósfera durante las labores de ejecución del pozo y en el propio proceso de extracción y gestión del gas.

⁶⁷ SAENZ DE SANTA MARIA BENEDET. Op.Cit., p. 206-208.

⁶⁸ CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ. Op.Cit., p 66

⁶⁹ PÉREZ ÁLVAREZ. Op.Cit., p. 1-2

3. ESTRATEGIAS DE PREVENCIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL SOBRE EL AGUA SUBTERRÁNEA DURANTE LAS OPERACIONES DE UN YNC.

3.1 APROXIMACIÓN METODOLÓGICA

En Colombia, según la AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA)⁷⁰ las estrategias de mitigación se consignan en los planes de manejo ambiental construidos dentro de los estudios de impacto ambiental que se requieren para que la autoridad ambiental otorgue la respectiva licencia ambiental de funcionamiento, por lo tanto el primer paso en la definición de las estrategias de mitigación, es la formulación de un plan de manejo ambiental según la metodología consignada en los términos de referencia para la elaboración de proyectos de EIA para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

Las estrategias de mitigación se enmarcan dentro de la primera categoría de jerarquización del plan de manejo ambiental, la cual considera la prevención de los impactos. Para los dos impactos que tuvieron amenaza alta (**Cuadro 9**) se plantean la construcción de una medida de manejo ambiental que aplique para el manejo de los dos tipos de impacto (Migración de fluido y gas metano).

Un plan de manejo ambiental se muestra en forma de una ficha de trabajo que especifique los siguientes aspectos

- Objetivos del plan.
- Metas relacionadas con los objetivos identificados.
- Indicadores que permitan hacer seguimiento al cumplimiento de las metas propuestas para cada objetivo, así como la efectividad de cada programa y subprograma.
- Impactos a manejar por el plan (con base en la evaluación de impactos).
- Fase(s) del proyecto en las que se implementaría el plan.
- Lugar(es) de aplicación (ubicación cartográfica, siempre que sea posible).
- Descripción de medidas de manejo (acciones específicas) a desarrollar dentro del plan, especificando la medida de prevención.
- Relación de las obras propuestas a implementar.
- Cronograma de implementación del plan.
- Costos estimados de implementación del plan⁷¹.

⁷⁰ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Términos De Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Bogotá, Colombia. 2014, p. 78-79. Disponible en: <http://www.anla.gov.co/documentos/normativa/TdR%20exploracion%20HC%20VF%20Para%20adopci%C3%B3n%20sin%20CC.pdf>

⁷¹ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Ibid p. 12

3.2 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

De tal forma, como se aplico la metodología de evaluación de los riesgos para identificar los niveles de amenaza altos para ser controlados, que según el **cuadro 9** son las migraciones del fluido de fracturación y gas metano, se debe proceder a continuación a establecer el respectivo plan de manejo ambiental para controlar dichos riesgos. Nuevamente, aplicando la metodología de desarrollo de los planes de manejo ambiental, en el **cuadro 10** se presenta el respectivo plan de manejo ambiental creado para este trabajo según la metodología propuesta por el ANLA⁷². Solamente se presenta un plan de manejo ambiental para los residuos líquidos generados en la operación de fracturamiento hidráulico, considerando que al mismo tiempo se puede controlar la migración del gas metano.

Cuadro 10. Plan de manejo ambiental

Medio Abiótico			
Programa: Programa de manejo de Líquidos		Subprograma: Manejo de residuos líquidos	
Objetivos			
Establecer estrategias para la reducción del riesgo de contaminación de acuíferos por migración de contaminantes principalmente por fracturas de la roca			
Metas			
Minimizar el 10% de contaminación mediante la aplicación de programas para la protección de acuíferos.			
Etapas			
A. Fase pre operativa	B. Obras civiles en la localización y la vía de acceso	C. Perforación y pruebas de producción	D. Desmantelamiento, restauración o abandono
		x	
Actividades impactantes	Impacto ambiental	Importancia	
Perforación vertical	Contaminación de aguas subterráneas	Leve	
Revestimiento		Menor	
Cementación		Leve	
Perforación horizontal		Leve	
Cañoneo		Menor	
Inyección de fluido		Alto	

⁷² AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Op.Cit., p. 93

Gas metano				Alto	
Flow back				Leve	
Tipo de medida					
Prevención	Protección	Control	Mitigación	Restauración	Compensación
X					
Acciones a desarrollar / Tecnologías a utilizar					
<p>Como se evidencio a lo largo del desarrollo de esta problemática, se expusieron las posibles vías por las que el agua subterránea puede verse contaminada, según Bohórquez⁷³ creando la necesidad de implementar métodos, programas, acciones, tecnologías, aplicaciones de políticas y estrategias a desarrollar y a utilizar para la prevención de la contaminación.</p> <p>Dentro de los programas de prevención de la contaminación de aguas se encuentran:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establecer perímetros de seguridad rodeando los pozos de abastecimiento de agua y minimizar el desarrollo de procesos que puedan contener alto potencial de peligro de contaminación. • Registrar todas las sustancias químicas empleadas en el fluido de fracturamiento, para su debido control y regulación, del mismo modo el control de vigilancia de las posibles fuentes de contaminación. • Tener planes de contingencia en casos de emergencia con el objetivo de darle una oportuna respuesta a los acontecimientos que puedan provocar una posible contaminación a las aguas subterráneas. • Desarrollo de un marco normativo legal en materia de prevención de contaminación de acuíferos ya que los posibles impactos mencionados anteriormente ilustran la importancia de prestar especial atención a estas amenazas en el marco de la política de aguas. Según Karu⁷⁴ la política y la regulación del agua son de vital importancia para la minería de gas no convencional, que puede tener grandes impactos en la disponibilidad de agua y la calidad del agua. El deterioro de la calidad del agua también repercutiría en la salud de las comunidades y los ecosistemas acuáticos. 					

⁷³ BOHÓRQUEZ, Saval Susana, et al. Contaminación de acuíferos con hidrocarburos: Causas, efectos, riesgos asociados y medidas de prevención. vol. 12. S.F. p. 247-248

⁷⁴ KARU, Veiko; VALGMA, Ingo & KOLATS, Margit. Mine water as a potential source of energy from underground mined areas in estonian oil shale deposit. En: Oil Shale, Vol. 30. no 2. 2013. p. 338-340

Aunque las técnicas del fracturamiento ya llevan muchos años siendo utilizadas por la industria petrolera convencional, para Saenz⁷⁵ se aprecia un cierto retraso administrativo para regular con detalle las actividades aplicadas a la exploración y producción del gas no convencional, no existiendo un marco regulador específico. La historia moderna demuestra que, en los mercados ausentes de regulación, los sectores empresarios contaminan sin freno e irracionalmente, y luego tratan de vender soluciones técnicas para limpiar la contaminación generada. Además, en el derecho de los EE. UU. No existe la propiedad pública del subsuelo, así que los pozos se instalan sin otro requisito que la autorización del propietario a cambio de una renta o compensación. Para Kulander⁷⁶ una gran cantidad de la regulación actual de la fracturación es simplemente una extensión de las regulaciones que siempre han cubierto todo el petróleo y el gas en los procesos de desarrollo convencional.

Adicionalmente Willie⁷⁷ menciona que las características de las reservas varían de un estado a estado, por lo que el éxito de cualquier sistema de regulación altamente dependiente es el conocimiento de los reguladores de la industria local y regional. También la experiencia representa una pauta de planeación para los países ante el inicio de la fase prospectiva de gas natural no convencional. Pero está la preocupación sobre si existe la capacidad para desarrollar un marco normativo que garantice que los impactos negativos serán mitigados o reducidos al mínimo, y que el cumplimiento de la legislación ambiental se garantizará.

Por otro lado Manzanares⁷⁸ afirma que se debe analizar el esquema regulatorio de la protección ambiental ante los retos que el procedimiento de fracturación hidráulica representa para las fuentes de abastecimiento de agua potable locales. Varios estudios indican que los reguladores tienen insuficiente conocimiento para tomar decisiones políticas con conocimiento sobre la minería de gas no convencional, planteando desafíos al marco regulatorio en materia de protección ambiental.

Además Meng⁷⁹ menciona que cualquier conjunto de normas sobre el uso del agua debe tener en cuenta la hidrología local y los usos competitivos del agua para un área dada. Como el fracking se ha vuelto más generalizado, la regulación estatal de la práctica se ha intensificado, aunque las reglas específicas varían ampliamente se debe tener cuatro áreas clave en las regulaciones de las operaciones del fracking.

- Exigir a las empresas a revelar totalmente los productos químicos utilizados en sus fluidos de fracturamiento.
- Exigir a la industria medir y controlar los escapes de gas durante el desarrollo de los

⁷⁵ SAENZ DE SANTA MARIA BENEDET. Op.Cit., p. 206-208.

⁷⁶ KULANDER, Christopher. Shale oil and gas state regulatory issues and trends. En: Case western reserve law review. Vol. 63. 2013. p. 1109-1110

⁷⁷ WILLIE, Matt. Hydraulic Fracturing and "Spotty" Regulation: Why the Federal Government Should Let States Control Unconventional Onshore Drilling. En: Brigham young university law review. vol. 11. no. 5. p. 1743

⁷⁸ MANZANARES RIVERA, José Luis. Uso de agua en la extracción de gas de lutitas en el noreste de México. Retos de regulación ambiental. En: Estudios sociales: revista de investigación científica. vol. 22. no. 44. 2014 p. 173

⁷⁹ MENG, Qingmin y ASHBY, Steve. Distance: A critical aspect for environmental impact assessment of hydraulic fracking. En: The extractive industries and society. vol. 1, no. 2. 2014. p. 125

sondeos.

- El operador deberá demostrar a la comisión que su casing es a prueba de fugas y capaz para resistir presiones de al menos 300 libras por pulgada cuadrada.
- Exigir medidas como paredes de cemento o acero hasta una profundidad de 305 metros en los pozos, coberturas impermeables en los depósitos de los fluidos del fracking, y el tratamiento de estos fluidos evacuados.

4. CONCLUSIONES

- Se corroboró que a través de las grietas en las tuberías, fisuras, o fracturas originadas por el fracturamiento hidráulico se facilita la migración del fluido utilizado el gas metano hacia los acuíferos. La amenaza de la migración del fluido y el metano, por las grietas creadas durante el proceso de fracturamiento hidráulico fue alta. Lo que representa para Colombia un impacto catastrófico o crítico sobre los acuíferos si se llega a implementar el fracking, ya que como se demostró en este estudio, este tipo de migraciones no puede ser fácilmente controlable.
- Se encontró que las probabilidades de materializarse el riesgo son altas, es decir que es muy probable que se produzca un impacto ambiental sobre los acuíferos cuando los contaminantes de origen natural y los aditivos químicos presentes en los fluidos migren desde la formación objetivo hasta los suministros de agua potable.
- Se evidenció que el manejo ambiental adecuado de los impactos ambientales ocasionados por el fracking sobre los acuíferos, se encuentran al nivel de la prevención, ya que es muy difícil actuar cuando el impacto se produce. Por lo tanto, se plantea un plan de contención a través de la construcción de barreras físicas que impidan el flujo de los contaminantes hacia los acuíferos. Otra estrategia efectiva se presenta en el buen diseño de las tuberías que eviten las fisuras del casing, por donde pueden ocurrir las migraciones de los fluidos.

5. RECOMENDACIONES

- Durante este estudio se encontró que la normativa y toda la reglamentación sobre la explotación de los yacimientos no convencionales no ha avanzado en los últimos años, debido a una falta de interés por parte de las entidades correspondientes para no afectar las licencias de explotación sin importar que se contaminen los acuíferos. De esta forma, se recomienda que en el caso en que llegase aplicarse el fracturamiento hidráulico en Colombia, la reglamentación debe modificarse o desarrollarse en el sentido de prevenir la contaminación de las aguas subterráneas y más exactamente incorporando el riesgo de la migración de fluidos en los estudios de impacto ambiental.
- Se propone una nueva investigación que aborde el diseño de sistemas de contención y de las tuberías utilizadas en el pozo para profundizar en la aplicación de las estrategias de prevención de la contaminación de los acuíferos.
- Igualmente se propone evaluar los efectos de los aditivos químicos que contiene el fluido de fracturamiento y el metano sobre las aguas subterráneas, especialmente los efectos que traen al ambiente (fauna y flora) y a la salud de los habitantes que viven cerca.

BIBLIOGRAFIA

ARNEDO CÁRDENAS, Ana Ercilia & YUNES CAÑATE, Karla María. Fracking: extracción de gas y petróleo no convencional, y su impacto ambiental. Universidad de San Buenaventura. Cartagena, Colombia. S.F. p. 13-15

ATMOSFERIS. Gas no convencional. La revolución del gas de esquisto. [Sitio web] 9, Febrero, 2012. [Consultada 05, Octubre, 2016]. Disponible en: <http://www.atmosferis.com/gas-no-convencional-la-revolucion-del-gas-de-esquisto/>

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Términos De Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Bogotá, Colombia. 2014, p. 12. Disponible en: <http://www.anla.gov.co/documentos/normativa/TdR%20exploracion%20HC%20VF%20Para%20adopci%C3%B3n%20sin%20CC.pdf>

-----, Términos De Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Bogotá, Colombia. 2014, p. 78-79. Disponible en:

<http://www.anla.gov.co/documentos/normativa/TdR%20exploracion%20HC%20VF%20Para%20adopci%C3%B3n%20sin%20CC.pdf>

-----,-----, Términos De Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Bogotá, Colombia. 2014, p. 93. Disponible en: <http://www.anla.gov.co/documentos/normativa/TdR%20exploracion%20HC%20VF%20Para%20adopci%C3%B3n%20sin%20CC.pdf>

AVRAM, Lazar; STOICA, Mónica Emanuela & CRISTESCU, Tudora. Ecological Aspects on Exploration and Exploitation of Shale Gas. En: Revista Minelor / Mining Revue.vol. 20, no. 4. 2014. p. 3-7

AWENTIS. Fracking: fracturación hidráulica. [Sitio web] 7, Septiembre, 2013. [Consultada 05, Octubre, 2016]. Disponible en: http://awentis.com/14/fracking-fracturacion-hidraulica.html#.VVo-wLI_Oko

BARRERIRO, Eduardo y MASARIK, Guisela. Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”. En: Petrotecnia. 2011. P. 11-13

BATTO, Amos B. El riesgo de fracking en Bolivia. Bolivia. S.F. p. 1-2

BOHÓRQUEZ, Saval Susana, et al. Contaminación de acuíferos con hidrocarburos: Causas, efectos, riesgos asociados y medidas de prevención. Vol. 12. S.F. p. 247-248

CRUZ (DE LA) SÁNCHEZ, Alba. Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 8-16

-----, Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 23

-----, -----, Que es el gas no convencional. En: Identificación de los riesgos ambientales y sanitarios de la producción de gas mediante fracturación hidráulica y bases para una propuesta metodológica de vulnerabilidad de las aguas subterráneas. Trabajo de grado. Ingeniería Geológica. Escuela técnica superior de ingenieros de minas. 2013. p 31 58, 66

POZO CRUZ, Stalin David. En: Factibilidad de aplicación de nuevas tecnologías de cañoneo en pozos petroleros del área cuyabeno para incrementar la producción. Tesis. Ingeniero en petróleos. Escuela politécnica nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. Quito. 2013. p. 23-24

DELGADO LÓPEZ, Orelvis, et al. Gas no convencional, estado y perspectivas para su exploración en Cuba. En: revista cubana de ingeniería, vol. 3, no. 3, 2012 p. 4-6

-----, Gas no convencional, estado y perspectivas para su exploración en Cuba. En: revista cubana de ingeniería, vol. 3, no. 3, 2012 p. 31-35

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. Washington, DC. Junio, 2013. p. 5

-----, Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. Washington, DC. Junio, 2013. p. 10

ESPOSITO, Michael. Water issues set the pace for fracking regulations and global shale gas extraction. California-Estados Unidos. 2013. p. 168

ESQUITIN, Rodolfo Santiago. Manual de perforación direccional de pozos petroleros. Trabajo practico técnico. Ingeniero químico. Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. México. 2013. p. 10-13

-----, Manual de perforación direccional de pozos petroleros. Trabajo practico técnico. Ingeniero químico. Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. México. 2013. p. 10

-----, -----. Manual de perforación direccional de pozos petroleros. Trabajo practico técnico. Ingeniero químico. Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. México. 2013. p. 12, 36-38

ESTRADA, Javier H. Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético: reflexiones para Centroamérica. México. 2013. P.13-14

-----, Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético: reflexiones para Centroamérica. México. 2013. P.18

-----, -----. Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético: reflexiones para Centroamérica. México. 2013. P. 24

INSTITUTO AMERICANO DE PETROLEO (API). Hydraulic fracturing operations – well Integrity Guidelines. En: API guidance document HF1. Vol. 1. Washington, DC. 2009. P. 10

INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO (API). Introducción a los fluidos de perforación. En: Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas-Texas, 2001. p.12

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Gestión del riesgo ambiental principios y proceso. Guía técnica Colombiana GTC 104. Bogotá D.C - Colombia. 2009. p. 9-20

-----, Gestión del riesgo ambiental principios y proceso. Guía técnica Colombiana GTC 104. Bogotá D.C - Colombia. 2009. p. 34

INSTITUTO GEOLOGICO Y MINERO DE ESPAÑA (IGME). Recomendaciones ambientales en relación con las medidas preventivas y correctoras a considerar en proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fractura hidráulica. España. Enero, 2014. p. 6

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), Estudio Nacional del Agua 2014. Bogotá, D.C, Colombia. 2015. p. 122-150. ISBN: 978-958-8067-70-4

KARU, Veiko; VALGMA, Ingo & KOLATS, Margit. Mine water as a potential source of energy from underground mined areas in estonian oil shale deposit. En: Oil Shale, Vol. 30, No 2. 2013. p. 338-340

KULANDER, Christopher. Shale oil and gas state regulatory issues and trends. En: Case western reserve law review. Vol. 63. 2013. p. 1109-1110

LESTER, Yaal, et al. Characterization of hydraulic fracturing flow back water in Colorado: Implications for water treatment. En: Science of the total environment. Estados Unidos. 2015. p. 638

MANZANARES RIVERA, José Luis. Uso de agua en la extracción de gas de lutitas en el noreste de México. Retos de regulación ambiental. En: Estudios sociales: revista de investigación científica. Vol. 22. no. 44. 2014 p. 173

MASSA, Martín. YPF, necesidad de financiación y posibilidades. [Sitio web.] Trabajo de grado. Maestría en Finanzas. Universidad del CEMA. Argentina. 2012. p. 9. Disponible en: https://www.ucema.edu.ar/posgrado-download/tesinas2012/Tesina_MAF_UCEMA_Massa.pdf

MENG, Qingmin y ASHBY, Steve. Distance: A critical aspect for environmental impact assessment of hydraulic fracking. En: The extractive industries and society. Vol. 1, no. 2. 2014. p. 125

MERONI, E. y PIÑEIRO, G. Nuevas tecnologías extractivas para hidrocarburos no convencionales y potenciales riesgos ambientales al acuífero guaraní. En: revista sug N°19. vol. 15. Uruguay. 2014. p. 18-20

MERRILL, Thomas W. & SCHIZER, David M. The shale oil and gas revolution, hydraulic fracturing, and water contamination: a regulatory strategy. En: Minnesota law review. vol. 98, no. 1, p. 187-190

MOREU CARBONELL, Elisa. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). En: Revista catalana de dret ambiental. vol. 3, no. 2. 2012. p. 4

NELSON, Erik B. Fundamentos de la cementación de pozos. En: Oilfield review. vol. 24, no. 2. 2012. p. 63-64

ORDOÑEZ GALVEZ, Juan Julio. Cartilla técnica: aguas subterráneas – acuíferos. Primera edición. Lima, Perú. 2011. p. 8-11. ISBN: 978-9972-602-78-8

PÉREZ ÁLVAREZ, Rubén, et al. La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación. En: DYNA. vol. 88, no. 1. 2013 p. 1-3

-----, La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación. En: DYNA. vol. 88, no. 1. 2013 p. 7

-----, -----, La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación. En: DYNA. vol. 88, no. 1. 2013 p. 38

SAENZ DE SANTA MARIA BENEDET, José Antonio & GUTIERREZ CLAVEROL, M. Valoración de la técnica de fracturación hidráulica y su aplicación a la extracción de gas no convencional en las cuencas carbonífera y jurásica de Asturias. En: trabajos de geología. Universidad de Oviedo. 12. vol. 33. 2013. p. 206-208.

SÁNCHEZ CANO, Julieta Evangelina. La revolución energética del siglo XXI: fracturación hidráulica versus energía renovable. En: perfiles de las ciencias sociales. vol. 3. México, 2014. P 130-132

-----, La revolución energética del siglo XXI: fracturación hidráulica versus energía renovable. En: perfiles de las ciencias sociales. vol. 3. México, 2014. P 130-137

SÁNCHEZ LEMUS, Gabriela Ivette. Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Tesis. Ingeniero Petrolero. Universidad veracruzana. Facultad de ingeniería y ciencias químicas. Poza Rica–Veracruz-México. 2013. p. 44

-----, Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Tesis. Ingeniero Petrolero. Universidad veracruzana. Facultad de ingeniería y ciencias químicas. Poza Rica–Veracruz-México. 2013. p. 46-47

SARLINGO, Marcelo. Impactos socio ambientales del fracking. Opacidad, política ambiental y explotación de hidrocarburos no convencionales. En: Atek na. vol. 3. 2013 p. 246-247

SOLANA PETROLEUM COLOMBIA. Estudio de impacto ambiental bloque exploratorio Guachiria Sur. Cap. 9. S.F. p. 12

TROMBETTA, Juan Carlos. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. Petrotecnia. 2012. p. 52

ÚBEDA ARÉVALO, José Vicente. Informe técnico: “Fracturación hidráulica (Fracking) y sus potenciales consecuencias en el medio ambiente”. 2013. p. 182-183

UWIERA GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments Using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social

Responsibility. Society of Petroleum Engineers. Alberta-Canadá. 2013. p. 3-5. ISBN: 978-1-61399-293-7

VALDES AGUIRRE, Claudia Lucia. El Fracking: Impactos ambientales y socio económicos. Doctorado. Medio Ambiente Dimensiones Humanas y Socioeconómicas. Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid. Madrid - España. S.F. p. 4-6

WILLIE, Matt. Hydraulic Fracturing and "Spotty" Regulation: Why the Federal Government Should Let States Control Unconventional Onshore Drilling. En: Brigham young university law review. vol. 11. no. 5. p. 1743