

**EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL POR FRACTURAMIENTO  
HIDRAULICO EN COLOMBIA**

**OMAR ESNEYDER AREVALO BALLEEN  
PAOLA XIMENA SUAREZ ACEVEDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL POR FRACTURAMIENTO  
HIDRAULICO EN COLOMBIA**

**OMAR ESNEYDER AREVALO BALLEEN  
PAOLA XIMENA SUAREZ ACEVEDO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Kathy Margarita Daza Brochero  
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>17</b>
<b>1. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES</b> .....	<b>18</b>
<b>1.1 PETRÓLEO NO CONVENCIONAL</b> .....	<b>18</b>
1.1.1 Arenas petrolíferas (oil sands o tarsands) .....	18
1.1.2 Petróleos extra-pesados (bitumen).....	19
1.1.3 Petróleo de esquistos, lutitas o pizarras bituminosas (Shaleoil) más genéricamente Petróleo Ligero de Formaciones Compactas (light tightoil)..	19
1.1.4 Petróleo de Formaciones Compactas (tightoil).....	19
<b>1.2 GAS NO CONVENCIONAL</b> .....	<b>19</b>
1.2.1 Gas de esquisto (Shale gas).....	19
1.2.2 Gas de arenisca de baja permeabilidad (Tight gas).....	20
1.2.3 Metano en capas de carbón o gas grisú (coalbedmethane).....	20
1.2.4 Gas en hidratos (gas hydrate).....	20
<b>1.3 FRACKING COMO TECNOLOGÍA DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL</b> .....	<b>20</b>
1.3.1 Descripción general del proceso fracturamiento hidráulico.....	21
1.3.2 Etapas del fracturamiento hidráulico.....	27
1.3.3 Equipamiento común en el fracturamiento hidráulico .....	29
<b>1.4 SHALE GAS EN COLOMBIA</b> .....	<b>31</b>
1.4.1 Reservas de Shale gas.....	31
1.4.2 Cuencas de shale gas en Colombia.....	34
1.4.3 Proyectos actuales de Shale gas en Colombia.....	42
<b>2 EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL</b> .....	<b>48</b>
2.1 IMPACTO AMBIENTAL (IA).....	48
2.2 METODOLOGÍAS DE EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL.....	48

2.2.1	Listas de chequeo, control o verificación (LCH)	49
2.2.2	Métodos matriciales (MM)	50
2.2.3	Análisis de Ciclo de Vida (ACV)	52
2.3	<b>ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA</b>	<b>53</b>
2.3.1	Fases del ACV	54
3	<b>ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN COLOMBIA</b>	<b>60</b>
3.1	OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO	61
3.2	INVENTARIO DEL CICLO DE VIDA (ICV)	62
3.2.1	Metodología Aplicada	62
3.3	IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS	71
3.3.1	Sin proyecto	71
3.3.2	Con Proyecto	88
3.3.3	Construcción de locaciones	88
3.3.4	Perforación	97
3.3.5	Fracturamiento hidráulico	105
3.3.6	Comparación de impactos	142
4	<b>MITIGACIÓN DE IMPACTOS</b>	<b>144</b>
4.1	<b>MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LOS IMPACTOS ANTES, DURANTE Y DESPUÉS DE REALIZAR LAS FRACTURAS</b>	<b>144</b>
4.1.1	Evaluación de la Línea Base	144
4.1.2	Tratamiento "Mini frac" y Análisis	145
4.1.3	Monitoreo Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico	145
4.1.4	Técnicas de Monitoreo Post-fracturamiento hidráulico	145
4.1.5	Post-finalización del Monitoreo	147
4.2	<b>MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LOS IMPACTOS ASOCIADOS A AGUAS SUBTERRÁNEAS</b>	<b>147</b>

<b>4.3 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LOS IMPACTOS ASOCIADOS A LA CALIDAD DEL AIRE .....</b>	<b>149</b>
<b>4.4 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LOS IMPACTOS ASOCIADOS A LA SISMICIDAD INDUCIDA.....</b>	<b>149</b>
<b>4.5 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LOS IMPACTOS ASOCIADOS A LA OCUPACIÓN DEL TERRENO Y TRANSPORTE DE MAQUINARIA PESADA .....</b>	<b>151</b>
<b>4.6 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LOS IMPACTOS ASOCIADOS AL CONSUMO DEL AGUA .....</b>	<b>151</b>
<b>4.7 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MITIGAR LOS IMPACTOS ASOCIADOS A LA UTILIZACIÓN DE QUÍMICOS .....</b>	<b>153</b>
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>155</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>156</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Disposición general de una operación de fracturación hidráulica en el caso de: una perforación dirigida (A), de un sondeo vertical (B) y de un multipozo (C). ....	
<b>Figura 2.</b> Proceso general del fracturamiento hidráulico .....	23
<b>Figura 3.</b> Daño provocado en la roca por los disparos en el proceso de fracturación hidráulica .....	
<b>Figura 4.</b> Esquema del funcionamiento de una perforación dirigida con fracturación hidráulica, indicando los diferentes tipos de entubación. Nótese las medidas de aislamiento al atravesar acuíferos. ....	25
<b>Figura 5.</b> Etapa de Prepad en el proceso de fracturamiento hidráulico.....	27
<b>Figura 6.</b> Etapa de Pad en el proceso de fracturamiento hidráulico .....	28
<b>Figura 7.</b> Etapa de bombeo del propante en el proceso de fracturamiento hidráulico. ....	29
<b>Figura 8.</b> Etapa de flujo de retorno en el proceso de fracturamiento hidráulico. ...	29
<b>Figura 9.</b> Cuencas de Shale Gas en Colombia .....	30
<b>Figura 10.</b> Cuenca Valle del Magdalena Medio.....	35
<b>Figura 11.</b> Mapa geológico Cuenca Valle del Magdalena Medio .....	36
<b>Figura 12.</b> Mapa geológico Cuenca de los Llanos Orientales. ....	38
<b>Figura 13.</b> Cuenca de Maracaibo/Catatumbo. ....	40
<b>Figura 14.</b> Mapa geológico Sub-cuenca del Catatumbo .....	40
<b>Figura 15.</b> Mapa geológico Cuenca del Putumayo.....	41
<b>Figura 16.</b> Areas asignadas en Colombia de hidrocarburos no convencionales ..	43
<b>Figura 17.</b> Fases del ACV propuestas en ISO 14040 .....	55
<b>Figura 18.</b> Ciclo de vida para evaluación de impactos ambientales.....	61
<b>Figura 19.</b> Valoración de impactos sin proyecto.....	83
<b>Figura 20.</b> Distribución de impactos para la construcción de las locaciones.....	94
<b>Figura 21.</b> Distribución de impactos para la perforación de pozos.....	103

<b>Figura 22.</b> Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido al daño en el revestimiento y cementación del pozo. ....	107
<b>Figura 23.</b> Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido a fracturas generadas en el overburden .....	108
<b>Figura 24.</b> Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido a fracturas generadas en el overburden, interceptando un yacimiento de aceite o crudo convencional. ....	109
<b>Figura 25.</b> Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido a fracturas generadas que interceptan fallas selladas o inactivas. ....	110
<b>Figura 26.</b> Esquema de la contaminación hipotética del acuífero debido a que las fracturas generadas interceptan otros pozos deteriorados y comunican después al acuífero. ....	111
<b>Figura 27.</b> Esquema de la contaminación hipotética del acuífero debido a fracturas generadas que se cruzan con otros pozos mal terminados y comunican con el acuífero. ....	112
<b>Figura 28.</b> Etapas del ciclo de vida del agua utilizada para el fracturamiento hidráulico .....	113
<b>Figura 29.</b> Destino y esquema de transporte para un fluido de fracturamiento hidráulico derramado .....	116
<b>Figura 30.</b> Maneras como los fluidos pueden moverse a través del cemento del pozo. ....	119
<b>Figura 31.</b> Fracturamiento hidráulico cerca de una falla .....	129
<b>Figura 32.</b> Distribución de impactos para la etapa de fracturamiento. ....	137
<b>Figura 33.</b> Evaluación de Impactos en cada una de las fases del Ciclo de Vida. ....	142
<b>Figura 34.</b> Mitigación del riesgo de escape de gas .....	146
<b>Figura 35.</b> Integridad de un pozo .....	148

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Reservas de Shale Gas en Colombia.....	33
<b>Tabla 2.</b> Mapa estratigráfico de las cuencas potenciales de shale gas en el norte de Suramérica.....	34
<b>Tabla 3.</b> Proyectos de Shale Gas en Colombia (Nexen) .....	43
<b>Tabla 4.</b> Indicadores de impacto.....	664
<b>Tabla 5.</b> Rango de Momento (Mo).....	66
<b>Tabla 6.</b> Rango de Persistencia (Pe).....	67
<b>Tabla 7.</b> Valores de Intensidad (I).....	68
<b>Tabla 8.</b> Rango de Sinergia (Si) .....	69
<b>Tabla 9.</b> Valores de Reversibilidad (Rs) .....	69
<b>Tabla 10.</b> Valores de Periodicidad (Pr).....	70
<b>Tabla 11.</b> Valores de Recuperabilidad (Re).....	70
<b>Tabla 12.</b> Clasificación de acuerdo al I.I.A. ....	71
<b>Tabla 13.</b> Identificación de impactos sin proyecto .....	73
<b>Tabla 14.</b> Identificación de impactos sin proyecto .....	734
<b>Tabla 15.</b> Identificación de impactos sin proyecto .....	75
<b>Tabla 16.</b> Identificación de impactos sin proyecto .....	76
<b>Tabla 17.</b> Identificación de impactos sin proyecto .....	77
<b>Tabla 18.</b> Evaluación de impactos sin proyecto.....	78
<b>Tabla 19.</b> Evaluación de impactos sin proyecto.....	79
<b>Tabla 20.</b> Evaluación de impactos sin proyecto.....	80
<b>Tabla 21.</b> Evaluación de impactos sin proyecto.....	81
<b>Tabla 22.</b> Identificación de impactos para la fase de construcción de la locación .	89
<b>Tabla 23.</b> Identificación de impactos para la fase de construcción de la locación .	90
<b>Tabla 24.</b> Evaluación de impactos para la fase de construcción de la locación	91
<b>Tabla 25.</b> Evaluación de impactos para la fase de construcción de la locación ....	92
<b>Tabla 26.</b> Evaluación de impactos para la fase de construcción de la locación ....	93
<b>Tabla 27.</b> Identificación de impactos para la fase de perforación de pozos .....	99

<b>Tabla 28.</b> Identificación de impactos para la fase de perforación de pozos .....	100
<b>Tabla 29.</b> Evaluación de impactos para la fase de perforación de pozos .....	101
<b>Tabla 30.</b> Evaluación de impactos para la fase de perforación de pozos .....	102
<b>Tabla 31.</b> Identificación de impactos para la fase de fracturamiento. ....	132
<b>Tabla 32.</b> Identificación de impactos para la fase de fracturamiento. ....	1323
<b>Tabla 33.</b> Evaluación de impactos para la fase de fracturamiento. ....	134
<b>Tabla 34.</b> Evaluación de impactos para la fase de fracturamiento. ....	135
<b>Tabla 35.</b> Evaluación de impactos para la fase de fracturamiento. ....	136

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL POR FRACTURAMIENTO EN COLOMBIA<sup>1\*</sup>

**AUTORES:** OMAR ESNEYDER ARÉVALO BALLÉN  
PAOLA XIMENA SUAREZ ACEVEDO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Yacimientos no convencionales, Análisis del Ciclo de la Vida, fracturamiento hidráulico, Evaluación de impacto ambiental.

### DESCRIPCIÓN:

Los yacimientos no convencionales son aquellos que contienen hidrocarburos que aún se encuentran atrapados en la roca generadora. La principal característica de los yacimientos no convencionales es que carecen de permeabilidad, lo cual ha obligado a la industria a desarrollar nuevas tecnologías para que estos recursos sean técnica y económicamente comerciales, una de estas tecnologías es el fracturamiento hidráulico o fracking. Este procedimiento consiste en inyectar un fluido a alta presión para crear canales dentro de la roca y permitir que los fluidos atrapados puedan desplazarse hacia la cara del pozo. Actualmente, esta tecnología es de gran importancia a nivel mundial y ha generado gran controversia debido al impacto ambiental que ocasiona principalmente en los recursos hídrico y atmosférico.

El presente trabajo muestra un estudio de impacto ambiental basado en la metodología ACV- Análisis del Ciclo de la Vida de la norma ISO 14040-44 del 2006 analizando tres de las principales etapas del proceso de fracturamiento hidráulico (construcción de la locación, perforación de pozos y fracturamiento) en Colombia. En general este análisis incluye la identificación y posterior valoración de los posibles impactos ambientales, tanto físicos, bióticos como socio-económicos que pueden llegar a presentarse por el desarrollo de shale gas en las fases anteriormente mencionadas; aplicando la metodología de los Criterios Relevantes Integrados (Buroz, 1994), elaborándose índices de impacto ambiental para cada efecto identificado, permitiendo determinar cuáles son los recursos más afectados, estableciendo posibles alternativas para la mitigación de estos impactos.

La identificación de impactos se realizó sin proyecto y con proyecto y la evaluación de los mismos utilizando la secuencia actividad- efecto- impacto. Para la valoración se empleó la metodología de los Criterios Relevantes Integrados, asumiendo que se aplicara fracturamiento hidráulico en las cuencas que muestran un alto potencial en hidrocarburos no convencionales específicamente Shale Gas.

---

\*Tesis de Pregrado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: Kathy Margarita Daza Brochero.

## ABSTRACT

**TITLE:** ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT BY HYDRAULIC FRACTURING IN COLOMBIA<sup>2\*</sup>

**AUTHORS:** OMAR ESNEYDER ARÉVALO BALLÉN  
PAOLA XIMENA SUAREZ ACEVEDO\*\*

**KEYWORDS:** Unconventional deposits, Life cycle analysis, Hydraulic fracturing, Environmental impact assessment.

### DESCRIPTION:

The unconventional reservoirs are those that still contain hydrocarbons stuck in the source rock. The main characteristic of unconventional reservoirs is that they lack permeability, which has forced the industry to develop new technologies in order to these resources are technically and economically trade, one of these technologies is hydraulic fracturing or fracking. This procedure consists in injecting a fluid at high pressure to create channels in the rock and to allow the stuck hydrocarbons fluids to flow to the wellbore. Nowadays, this technology has been of great importance worldwide and has generated great controversy due to the environmental impact that results mainly in water resources and emissions of gases to the atmosphere.

This work shows an environmental impact study based on the methodology ACV Life Cycle Analysis of ISO 2006 14040-44 into three general stages of hydraulic fracturing (building location, well drilling and fracking) in Colombia. In general, this analysis includes the identification and subsequent assessment of the possible environmental impacts, physical, biotic and socio-economic factors that can be presented by the development of shale gas in the above phases; applying the methodology of the relevant criteria Integrated (Buroz, 1994), being elaborated environmental impact indexes for each identified effect, allowing to determine what resources are most affected, and establishing alternatives to mitigate these potential impacts.

The identification of impacts was made without project and with project and their evaluation used activity-effect-impact sequence. For the assessment the methodology of the relevant criteria Integrated, assuming that hydraulic fracturing will be applied in basins that show a high potential in unconventional hydrocarbons specifically Shale Gas.

---

\*Tesis de Pregrado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: Kathy Margarita Daza Brochero.

## INTRODUCCIÓN

El petróleo es un recurso no renovable cuyo proceso de formación duró millones de años, y ahora se está explotando a un ritmo muy acelerado. Como cualquier recurso no renovable, la curva de producción tiende a decaer, y es lo que está ocurriendo con los hidrocarburos convencionales; Ahora bien, la demanda energética que existe actualmente exige la producción de hidrocarburos y dado que los convencionales no alcanzan a suplir dicha necesidad, los no convencionales se convierten en la única alternativa para la industria del petróleo. Por tal razón, a nivel mundial se ha creado un gran interés en la búsqueda de nuevas técnicas para la explotación de los yacimientos no convencionales.

La técnica para la extracción de estos recursos se llama fracturamiento hidráulico o comúnmente denominado fracking. La fracturación hidráulica es una práctica que permite estimular el yacimiento inyectando fluidos a alta presión para crear fracturas o canales en las rocas, de tal forma que estas fracturas permanezcan abiertas y permitan al gas o petróleo atrapado fluir más fácilmente. Esta técnica tiene un alto costo desde el punto de vista económico como ambiental.

Actualmente, el tema sobre la utilización o no de esta técnica (fracking) en la exploración y explotación de los hidrocarburos no convencionales ha generado a nivel mundial un debate entre los técnicos y los ambientalistas, en torno a los pros y contras de esta tecnología. En Colombia, hasta el momento se han adjudicado seis bloques y están realizando la fase de exploración de dichos hidrocarburos pero ya se ha generado una gran discusión si aceptar o no la utilización de este procedimiento en el país.

Este documento tiene como objetivo realizar una descripción técnica de la extracción de los hidrocarburos no convencionales aplicando la metodología ACV (Análisis del ciclo de vida: Norma ISO 14040-44 del 2006), en las fases de construcción de la locación, perforación de los pozos y fracturamiento de las rocas,

identificando algunos riesgos ambientales en cada una de estas etapas, realizando un estudio de impacto ambiental en Colombia, que permita formular algunas alternativas de prevención y reducción de posibles impactos ambientales.

## **1 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

Se cree que la formación de los hidrocarburos requirió de millares de años; primero se dio la acumulación de materia orgánica en el suelo y a medida que transcurría el tiempo, se sedimentaron capas de partículas, las cuales aumentaron la presión y temperatura convirtiendo dicha materia en compuestos líquidos y gaseosos: petróleo y gas. La roca en la que se dio este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”, la cual se caracteriza por tener baja porosidad y permeabilidad, por lo que los hidrocarburos no pueden fluir y escaparse de ella. Los movimientos ocurridos en la corteza terrestre, provocaron fisuras permitiendo la migración de hidrocarburos hacia formaciones más permeables a partir de los cuales se crearon los yacimientos de gas y petróleo convencionales.

Los yacimientos no convencionales son aquellos que contienen hidrocarburos que aún se encuentran atrapados en la roca generadora. La diferencia con los convencionales, radica en el tipo de formación geológica en la que se encuentran, las tecnologías para su extracción y las características del hidrocarburo.

### **1.1 PETRÓLEO NO CONVENCIONAL**

El petróleo no convencional tiene como principal característica que es un recurso energético obtenido por técnicas no convencionales de producción. Los petróleos no convencionales pueden clasificarse en:

#### **1.1.1 Arenas petrolíferas (oil sands o tarsands)**

Estas arenas se encuentran generalmente en superficie (hasta 75 m de profundidad) y se explotan en la forma de minería a cielo abierto. En caso de encontrarse en profundidad suelen utilizarse técnicas de inyección de vapor o solventes para lograr su explotación.

### **1.1.2 Petróleos extra-pesados (bitumen)**

A diferencia de las arenas petrolíferas, este crudo solo se encuentra en el subsuelo, es de menor densidad y puede explotarse a través de las técnicas de perforación horizontal.

### **1.1.3 Petróleo de esquistos, lutitas o pizarras bituminosas (Shale oil) o más genéricamente Petróleo Ligero de Formaciones Compactas (light tightoil)**

Se trata de petróleo contenido en rocas sedimentarias, básicamente lutitas muy compactadas y laminadas. En caso de presencia de estos recursos a nivel del suelo se explotan en la forma de minería a cielo abierto. En caso de encontrarse en el subsuelo se utiliza la tecnología de fractura hidráulica.

### **1.1.4 Petróleo de Formaciones Compactas (tigh toil)**

Petróleo contenido en formaciones geológicas definidas más o menos arbitrariamente ya que su definición no depende de la conformación y composición de la roca, sino de su permeabilidad.

## **1.2 GAS NO CONVENCIONAL**

Las principales diferencias con el gas convencional están relacionadas con la formación geológica en la que se encuentra o el tipo de tecnología necesaria para su explotación. El gas no convencional puede clasificarse en cuatro categorías:

### **1.2.1 Gas de esquisto (Shale gas)**

Es el gas natural contenido en formaciones rocosas, comúnmente clasificados como pizarra. Son formaciones de esquisto que se caracterizan por una baja permeabilidad, donde el gas fluye con menor facilidad que en un depósito convencional.

### **1.2.2 Gas de arenisca de baja permeabilidad (Tight gas)**

Es un término general para el gas natural que se encuentra en formaciones de menor permeabilidad aún que el shale gas. En ambos casos deben emplearse tecnologías para estimular el flujo del gas, como por ejemplo, la fracturación hidráulica.

### **1.2.3 Metano en capas de carbón o gas grisú (Coalbed Methane)**

También conocido como gas de hulla, es el gas natural contenido en capas de carbón. La extracción de metano en capas de carbón se llevó a cabo inicialmente por razones de seguridad en las minas. En la actualidad se produce a partir de las capas de carbón no explotables.

### **1.2.4 Gas en hidratos (gas hydrate)**

Son moléculas de metano atrapadas en capas permanentes de hielo formando estructuras cristalinas con las moléculas del agua. Se localizan en regiones de muy baja temperatura y alta presión, principalmente en el Ártico, a profundidades mayores a los 200 metros y en sedimentos marinos a profundidades de más de 500 metros. Aunque el potencial energético estimado de este recurso es enorme, no existen en la actualidad proyectos en ejecución para su recuperación.

## **1.3 FRACKING COMO TECNOLOGÍA DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL**

El principal problema del petróleo no convencional para su recuperación es la viscosidad, en el caso del gas no convencional el principal obstáculo es la baja permeabilidad del yacimiento que impide que el gas fluya hacia la cara del pozo. En este caso el método de recuperación más utilizado es el fracturamiento hidráulico (fracking). Este consiste en inyectar un fluido a alta presión directamente hacia la roca que contiene el gas con el objetivo de fracturarle de manera que el

hidrocarburo pueda fluir hacia la cara del pozo. El fluido conocido como “fluido de fracturamiento”, está constituido por agua mezclada con químicos que le dan las propiedades requeridas para el trabajo en el yacimiento. La fractura tiene como finalidad permitir que el gas fluya hacia el pozo de producción y se suele complementar la operación mediante pozos auxiliares horizontales. Esta técnica se utiliza principalmente para la extracción del shale gas.

Una de las características de este tipo de producción es su alta tasa de declive. La vida útil de un pozo de shale gas es de unos 30 años, similar a la de un pozo convencional. Pero los pozos de gas de esquisto típicamente muestran una explosión de producción seguida de un fuerte descenso y un largo periodo de producción relativamente baja. La mayor parte del gas recuperable se extrae en unos pocos años, lo que hace que deban abrirse nuevos pozos continuamente para poder mantener los niveles de producción.

### **1.3.1 Descripción general del proceso fracturamiento hidráulico**

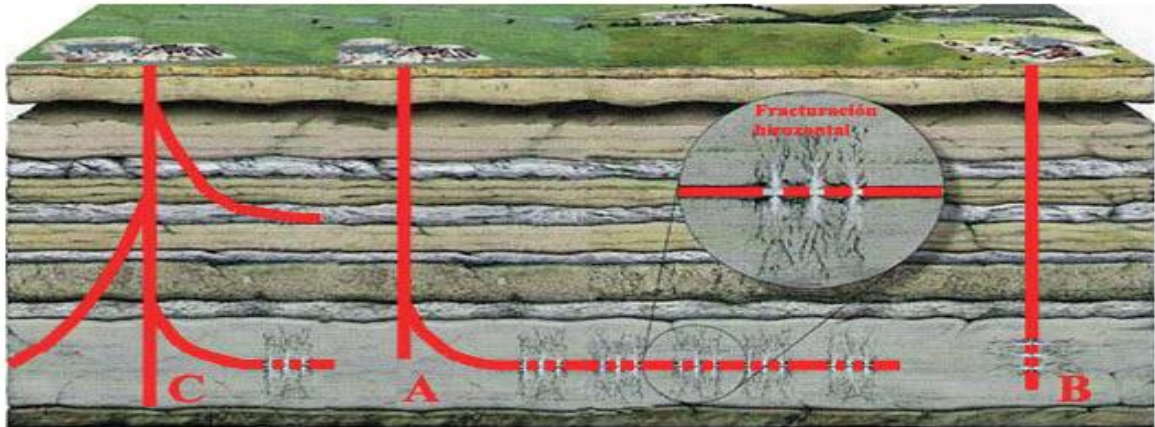
- Perforación, cementación y cañoneo del pozo

Antes de que las compañías operadoras y de servicios realicen un tratamiento de fracturamiento hidráulico a un pozo, deben llevar a cabo una serie de pruebas para asegurarse de que el pozo, el equipo de cabeza del pozo y el equipo para fracturar tienen un buen funcionamiento y que van a resistir las presiones y tasas a bombear.

La fracturación hidráulica se viene practicando en perforaciones verticales, de exploración y producción, desde los años 50 del siglo XX. Luego de probar que todos los equipos se encuentran en buenas condiciones, se realiza la perforación vertical atravesando capas de rocas y acuíferos, desde la plataforma en la superficie hacia donde se encuentra la capa de interés. Los pozos cortan siempre una sección completa de la roca almacén (Fig. 1 B) en un espesor que puede variar entre 2 m y más de 100 m. Como se observa en la Fig. 2 éstos se construyen por fases, de

forma telescópica; así después de la perforación de un diámetro dado, se coloca una entubación de un diámetro algo menor que protege y sella el pozo.

**Figura 1** .Disposición general de una operación de fracturación hidráulica en el caso de: una perforación dirigida (A), de un sondeo vertical (B) y de un multipozo (C).



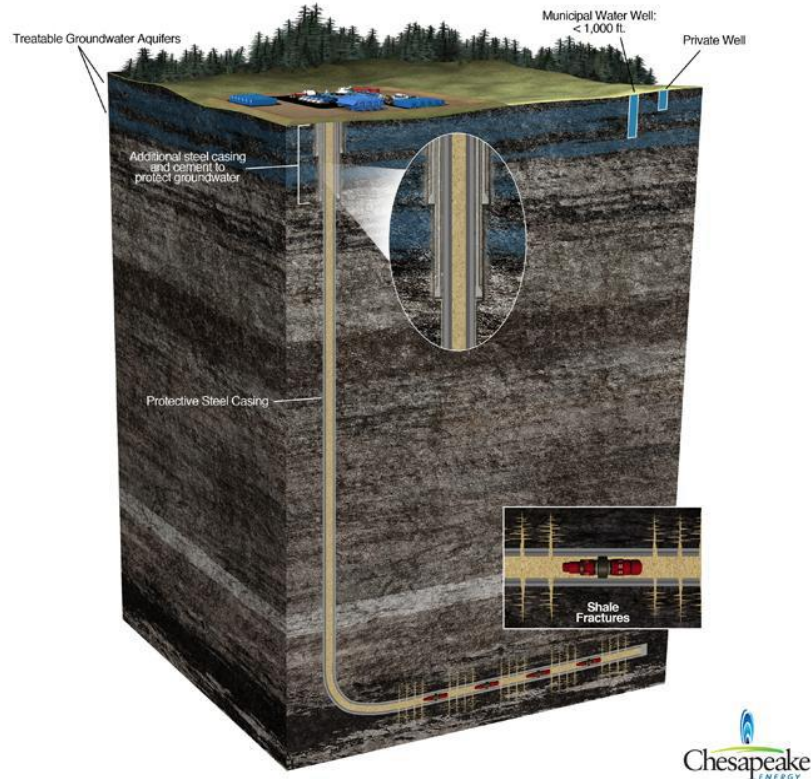
**Fuente:** J. A. Sáenz De Santa María Benedet. M. Gutiérrez Claverol. (2013). Valoración de la técnica de fracturación hidráulica y su aplicación a la extracción de gas no convencional en las cuencas carbonífera y jurásica de Asturias. España: Universidad de Oviedo, Trabajo de Geología.

El proceso de perforación del pozo se lleva a cabo ininterrumpidamente las 24 horas del día durante meses. A medida que se van instalando los tubos de revestimiento (casing) que refuerzan el hueco de la perforación, se va cementando el espacio existente entre el exterior del tubo y la pared del pozo (espacio anular). La cementación es de suma importancia puesto que en la fase de fractura hidráulica el pozo es sometido a múltiples cambios de presión muy fuertes.

Los tubos de revestimiento junto con el cemento cumplen una función estructural importante que es proporcionar solidez y consistencia al pozo, además de prevenir hundimiento del pozo. También cumplen otra función importante que es proteger los acuíferos de posibles contaminaciones por los lodos de perforación, el fluido de

fractura, como el propio gas metano, metales pesados, partículas radioactivas u otras, o cualquiera de las sustancias presentes en la roca (figura 2).<sup>3</sup>

**Figura 2.**Proceso general del fracturamiento hidráulico



**Fuente:** Hydraulic Fracturing. Obtenido de: [www.hydraulicfracturing.com/Process/Pages/information.aspx](http://www.hydraulicfracturing.com/Process/Pages/information.aspx)

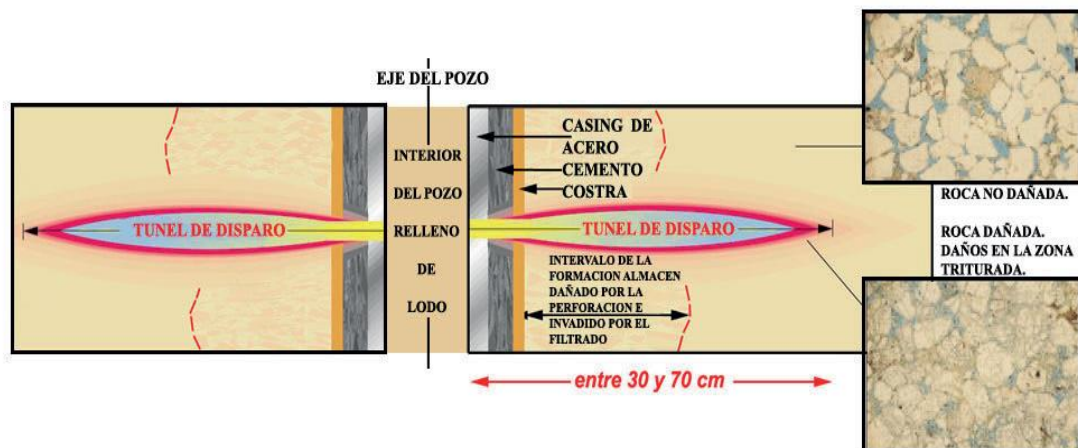
En el tramo de interés productivo, debidamente aislado con tapones mecánicos (empacaduras) en el interior de la tubería de producción de acero (de unos 10 mm de espesor), se practican unas perforaciones que afectan tanto al metal de la tubería como al anular de cemento existente entre ésta y la formación geológica, de unos 200 mm (Fig. 3). Estas perforaciones se realizan con balas disparadas desde una herramienta denominada cañón, centrada en el interior de la tubería.

<sup>3</sup>Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica, Permisos en Burgos. Obtenido de : [www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/6La%20extracci%C3%B3n%20de%20Gas%20No%20Convencional.pdf](http://www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/6La%20extracci%C3%B3n%20de%20Gas%20No%20Convencional.pdf)

Las balas van situadas de tal manera que, al dispararse todas a la vez, el cañón permanece estático por lo que la tubería de revestimiento del pozo no sufre daños (el aislamiento en la tecnología petrolera es básico). El disparo afecta también a los primeros 300 a 700 mm de la formación geológica productiva abriendo en ella canales de permeabilidad que comunican la formación almacén con el interior del pozo entubado y permitirán fluir al hidrocarburo hacia el pozo.

En la Fig. 3 se observan los efectos de las detonaciones, creándose alrededor del túnel del disparo una zona de permeabilidad reducida debido al chorro de las cargas huecas. Las presiones de la onda de vibración pulverizan la roca adyacente, fracturan los granos de la matriz, quiebran la cementación intergranular y despegan las partículas de arcilla. La fragmentación de la formación alrededor de los disparos daña la permeabilidad in situ; es especial al reducir el tamaño de los cuellos entre los poros. Las microfotografías de la derecha muestran la roca no dañada (parte superior) y el aspecto de la microfracturación provocada por el disparo.

**Figura 3.** Daño provocado en la roca por los disparos en el proceso de fracturación hidráulica

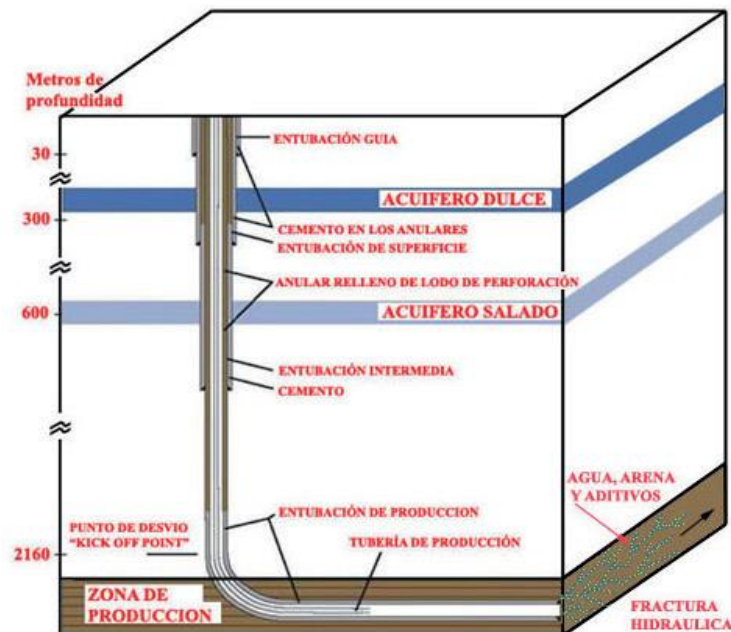


**Fuente:** J. A. Sáenz De Santa María Benedit. M. Gutiérrez Claverol. (2013). Valoración de la técnica de fracturación hidráulica y su aplicación a la extracción de gas no convencional en las cuencas carbonífera y jurásica de Asturias. España: Universidad de Oviedo, Trabajo de Geología.

- Fracturamiento hidráulico

Una vez realizados los disparos y la perforación se procede a la operación de fracturación hidráulica, que se lleva a cabo mediante la inyección de un líquido a alta presión. La composición del fluido es agua (90 a 95%), asociada con materiales que sirven para apuntalar las fracturas, tales como arena, cerámicas artificiales molidas, etc. (4,5%) y aditivos químicos (0,5%) que mejoran las características del fluido de inyección desde diversos puntos de vista. La operación se hace aumentando progresivamente el caudal y controlando el volumen de líquido, hasta alcanzar, en el interior de la sección de tubería aislada, presiones superiores a la resistencia a compresión triaxial propia de la roca.

**Figura 4.** Esquema del funcionamiento de una perforación dirigida con fracturación hidráulica, indicando los diferentes tipos de entubación. Nótese las medidas de aislamiento al atravesar acuíferos.



**Fuente:** J. A. Sáenz De Santa María Benedet. M. Gutiérrez Claverol. (2013). 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. España: Universidad de Oviedo, Trabajo de Geología.

Presiones de 500 a 800 kg/cm<sup>2</sup> (50 a 80 MPa) suelen ser suficientes para producir la fracturación en la roca. Las fracturas se muestran como superficies verticales u horizontales de longitud variable entre 60 y 100 m y con alturas similares a la potencia del intervalo perforado. En una misma operación se pueden producir tres o cuatro tipos de fracturas radiales al pozo en función del diseño que se haya hecho de las perforaciones. Esta estimulación suele producir muy buenos resultados, aumentando el radio de influencia de los pozos, la porosidad y permeabilidad de la roca almacén, y la afluencia de gas hacia el pozo. Por tanto, la fracturación hidráulica permite poner en explotación zonas que, de otro modo (al poseer las rocas muy baja porosidad y permeabilidad natural) sería imposible beneficiar.

Un trabajo importante es monitorear estas operaciones con el fin de asegurar que la red de fracturación se propague de manera controlada y lo más dentro posible de la formación objeto de explotación, ya que si las fisuras se propagan de manera incontrolada se encarecen los trabajos extractivos y se corre el riesgo de interceptar un acuífero.

Además antes de iniciar la producción, es necesario extraer el líquido utilizado en la fracturación (flow-back), ya que si las fracturas creadas no están vacías, y a presión atmosférica, el gas no saldrá de la disolución sólida (no será desorbido) de la roca madre y no podrá migrar hacia el pozo. Lo único que queda en el interior de las fracturas desarrolladas artificialmente son los productos sólidos (arenas, cerámicas, cáscaras e inhibidores del hinchamiento de las arcillas) que permiten mantenerlas abiertas y vacías.

## 1.3.2 Etapas del fracturamiento hidráulico

### 1.3.2.1 Limpieza del pozo

Se realiza una limpieza en las perforaciones y en las cercanías del pozo, esto con el fin de eliminar los depósitos pesados provenientes del crudo, como parafinas y asfáltenos. Se utilizan por lo general tratamientos orgánicos compuestos de varsol, xileno, solventes y surfactantes.

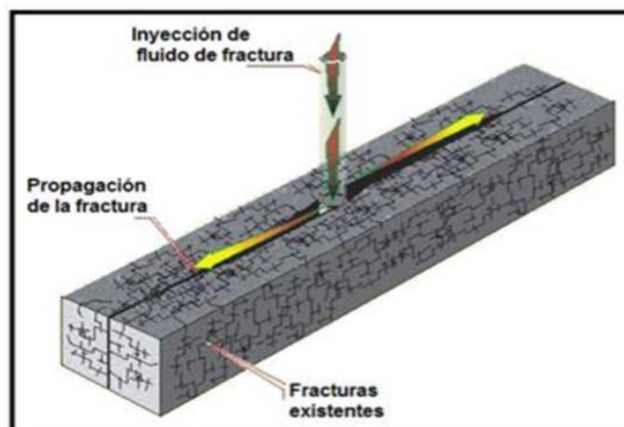
### 1.3.2.2 Minifrac

Permite rediseñar el tratamiento principal y disminuir la incertidumbre de la operación, determinando parámetros como eficiencia de fluido, calibración de la altura, volumen del prepad y pad. Se realiza al bombear un volumen pequeño de fluido de fractura con baja concentración de propante, a la misma tasa que el tratamiento principal.

### 1.3.2.3 Prepad

Consiste en bombear un fluido sin carga polimérica con el propósito de establecer la velocidad de bombeo e iniciar delgadas fracturas.

**Figura 5.** Etapa de Prepad en el proceso de fracturamiento hidráulico

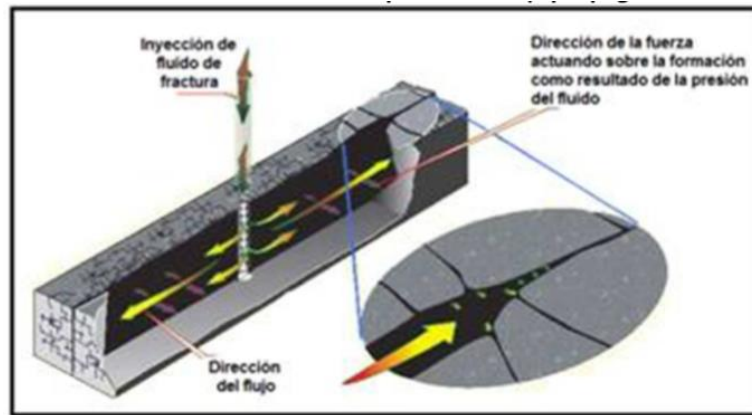


**Fuente:** Environmental Protection Agency. (2004). Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-R-04-003.

#### 1.3.2.4 Pad

El fluido es bombeado a grandes presiones, desde la superficie hacia la formación, como fluido pad o de “colchón”, contactando las zonas de interés para empezar a crear la fractura, la cual se extiende en dirección perpendicular a la menor tensión de la roca. El fluido migra en la dirección de la fractura propagada e inevitablemente ocurre migración de fluido a la formación.

**Figura 6.** Etapa de Pad en el proceso de fracturamiento hidráulico

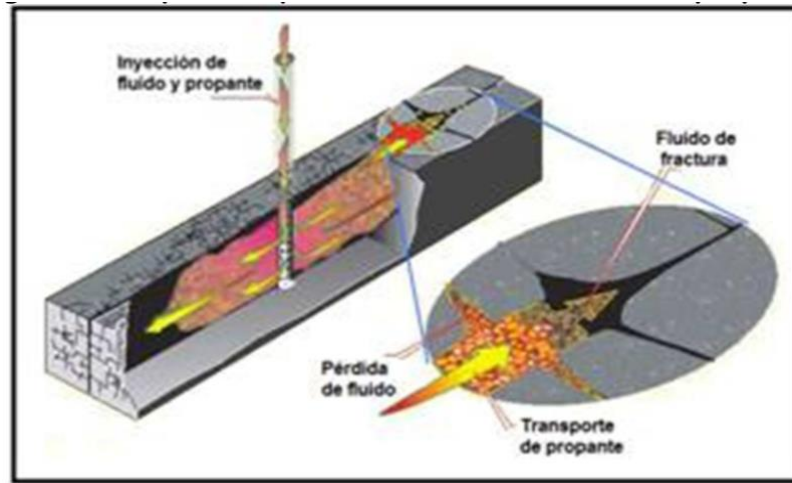


**Fuente:** Environmental Protection Agency. (2004). Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-R-04-003

#### 1.3.2.5 Propante

Este material se mezcla con el fluido de fractura, se bombea en una nueva carga, de mayor tamaño que la anterior, con el fin de que se ubique dentro de la fractura y no permita que esta se cierre, es decir, sostenga la fractura. Esta etapa contiene múltiples etapas en las que puede variar el tamaño y la concentración del agente propante. Después de inyectados el fluido de fractura con el propante, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. De esta manera, se forman los canales que permiten el flujo de gases o hidrocarburos que tiene la formación.

**Figura 7.** Etapa de bombeo del propante en el proceso de fracturamiento hidráulico.

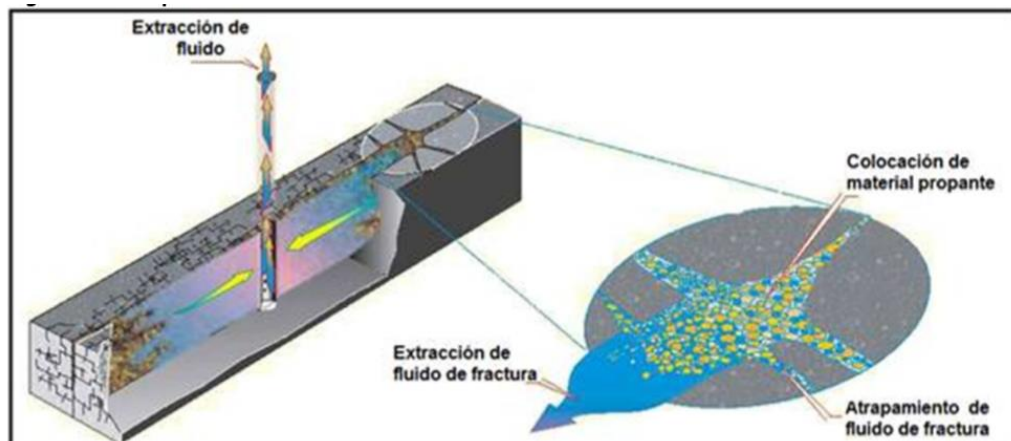


**Fuente:** Environmental Protection Agency. (2004). Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-R-04-003.

### 1.3.2.6 Flow-back

El fluido de fractura se debe retornar a superficie para minimizar el daño a la formación por retención del gel en los poros; entonces, se degrada este fluido reduciendo su viscosidad hasta valores menores de 100 cp. , por efectos de la temperatura del pozo, tasa de corte, enzimas rompedoras y tiempo.

**Figura 8.** Etapa de flujo de retorno en el proceso de fracturamiento hidráulico.



**Fuente:** Environmental Protection Agency. (2004). Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-R-04-003.

### **1.3.3 Equipamiento común en el fracturamiento hidráulico.**

Las operaciones de fracturamiento hidráulico requieren el uso de una variedad de equipos, entre ellos:

#### **1.3.3.1 Equipo y personal especializado**

Personal encargado y preparado para la dirección, ejecución y control de desarrollo del proceso de fracturamiento. Este equipo incluye operadores, analistas, ayudante, choferes y mecánicos.

#### **1.3.3.2 Transporte y abastecimiento del agente de soporte (Mountain Mover)**

Se encarga del transporte del agente de soporte a utilizar en el proceso de fractura y su suministro directo al mezclador o Blender.

#### **1.3.3.3 Mezclador o Blender**

Este equipo extrae de los tanques de almacenaje el fluido fracturante (viscoso) para mezclar con un propante (arena). Esta lechada es usada para mantener la fractura abierta una vez que el tratamiento ha sido terminado. Este equipo es peligroso porque el polvo de los productos que se están mezclando y la salpicadura de los fluidos pueden provocar daños a los pulmones, irritación a los ojos y/o quemaduras.

#### **1.3.3.4 Bomba para fracturar o Frac Pump**

La lechada es luego pasada a una bomba de alta presión la cual introduce los fluidos al pozo. El tipo de bomba se escoge de acuerdo a las necesidades específicas.

#### **1.3.3.5 Conexiones de superficie y de boca de pozo**

Estos equipos serán los únicos en superficie los cuales en su interior conducirán un fluido a alta presión, y en la mayoría de los casos en condiciones abrasivas. El armado de las líneas debe seguir estrictas normas de seguridad.

### **1.3.3.6 Tanque de almacenamiento de fluidos**

En las operaciones de fracturamiento se emplean varios tamaños y configuraciones de tanques para almacenar los fluidos. Pueden ser varios o de distintas capacidades, generalmente poseen una capacidad de 500, 470, y 320 barriles.

### **1.3.3.7 Instrumental de medición y control**

Llamados también fracmonitores, los cuales sirven para mostrar y registrar todos los parámetros importantes de las operaciones de fractura. Aunque la cantidad de información que puede registrarse varía, todos los instrumentos de medición tienen capacidad para conocer caudal y presión de bombeo.

## **1.4 SHALE GAS EN COLOMBIA**

### **1.4.1 Reservas de Shale gas**

Hasta el momento Colombia se ha caracterizado por ser un país autosuficiente en gas, sin embargo estudios recientes muestran que esta situación no se mantendrá así por mucho tiempo, se cree que las reservas probadas de gas declinan un 5% anual, lo cual indica que a partir del 2018 se tendrá un déficit a nivel nacional, hasta que no se realice un descubrimiento sustancial de gas que garantice el suministro de Colombia, se debe mirar el potencial que tienen los recursos no convencionales en el país.

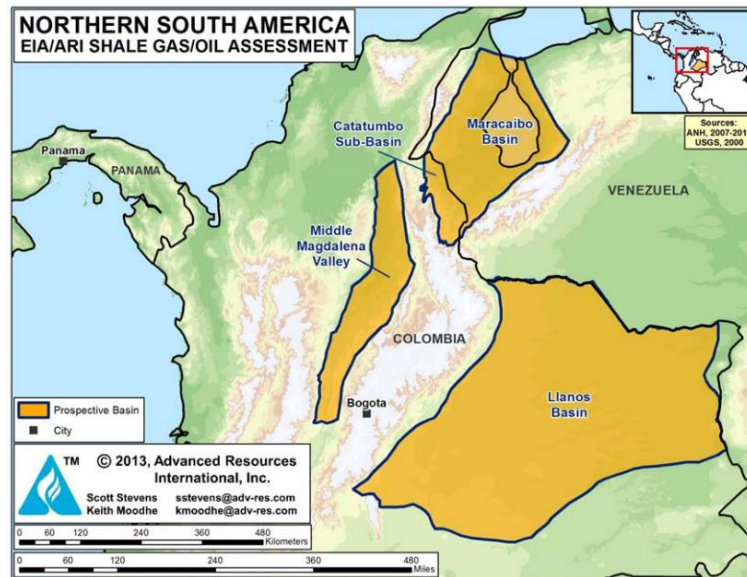
En 2011, la Universidad Nacional de Colombia llevó a cabo una evaluación de los recursos de gas de esquisto de la ANH, la estimación fue de un total de 33 Tcf en el valle medio del Magdalena, llanos orientales y Catatumbo.

Las formaciones de mayor relevancia son: La Luna, Capacho y Gacheta, las cuales generan la mayor parte del gas y petróleo convencional que se produce en Colombia

y en el oeste de Venezuela. La información que se tiene de estas formaciones revela gran similitud con las formaciones de Eagle Ford y Niobrara de Estados Unidos.

El gobierno colombiano es consciente del impacto que puede generar la falta de gas para el suministro interno, por tal motivo en 2013 el Congreso nacional de Colombia se reunió con los personajes más influyentes en la industria del petróleo y gas, para tratar temas relacionados con la gestión de diversos bloques para la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, por ello se prevé que el gas no convencional tendrá un papel cada vez más importante en las bases de recursos energéticos y perspectivas económicas del país.

**Figura 9.** Cuencas de Shale Gas en Colombia



**Fuente:** Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

**Tabla1. Reservas de Shale Gas en Colombia**

Basic Data	Basin/Gross Area		Middle Magdalena Valley (13,000 mi <sup>2</sup> )		Llanos (84,000 mi <sup>2</sup> )		Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi <sup>2</sup> )	
	Shale Formation		La Luna/Tablazo		Gacheta		La Luna/Capacho	
	Geologic Age		U. Cretaceous		U. Cretaceous		U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine		Marine		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,390	200	1,820	7,280	4,290	5,840
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000	6,000 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	12,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	1.60%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		88.0	150.3	40.4	71.8	176.1	255.7
	Risked GIP (Tcf)		117.8	16.8	18.2	183.0	264.4	522.6
	Risked Recoverable (Tcf)		14.1	4.2	1.8	18.3	52.9	130.7

**Fuente:** Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

Estudios recientes indican que las lutitas del norte de Suramérica cuentan con reservas técnicamente recuperables de aproximadamente 222 trillones de pies cúbicos de shale gas, de los cuales Colombia cuenta con 55 trillones de pies cúbicos, mientras que el oeste de Venezuela alberga 167 trillones de pies cúbicos<sup>4</sup>.

Después de Brasil y Argentina, Colombia es el tercer país de Suramérica con mayor potencial de yacimientos no convencionales. La Agencia de Administración de la Información Energética de los Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration –EIA) publicó en el 2013 un estudio titulado “ Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : an Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, en el que señala que los recursos con los que podría contar el país en este tipo de yacimientos estaría en el orden de 6800 millones de barriles de petróleo y 55 Tera pies cúbicos de gas

<sup>4</sup>Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

natural, volúmenes muy importantes si se comparan con las reservas probadas calculadas a diciembre de 2013 que ascienden a 2445 millones de barriles de petróleo y 5,5 Tera pies cúbicos de gas natural.<sup>5</sup>

### 1.4.2 Cuencas de shale gas en Colombia

Con el propósito de evaluar el potencial petrolero en las 23 cuencas sedimentarias identificadas en Colombia, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, realizó varios estudios técnicos en los cuales se encontraron solo 4 cuencas prospectivas para la explotación de hidrocarburos no convencionales.

**Tabla 2.** Mapa estratigráfico de las cuencas potenciales de shale gas en el norte de Suramérica.

		COLOMBIA & VENEZUELA BASINS				
		BASIN	MID MAGDALENA VALLEY	MARACAIBO-CATATUMBO	LLANOS	
ERA	PERIOD	EPOCH	FORMATION			
CENOZOIC	QUATERNARY	Pleistocene	Alluvium	Alluvium	Necesidad	
		Pliocene	Mesa	Guayabo	Guayabo	
	TERTIARY	Miocene	Real		Leon	Leon
			Colorado	Carbonera	Carbonera	Carbonera
			Mugrosa			
		Oligocene	Esmeraldas			
		Eocene	La Paz	Mirador	Mirador	
		Paleocene	Lisama	Los Cuervos	Los Cuervos	
MESOZOIC	CRETACEOUS	Upper	Umir	Mito Juan	Guadalupe	
			La Luna	Colon	Gacheta	
			Simiti	La Luna	Une	
			Tablazo	Capacho		
			Paja	Aguardiente		
		Lower	Rosablanca	Apon		
			Cumbre	Rio Negro		
			Arcabuco/ Giron			
			JURASSIC	Giron		
			TRIASSIC			

Source Rock	Conventional Reservoir	Absent/Unknown
-------------	------------------------	----------------

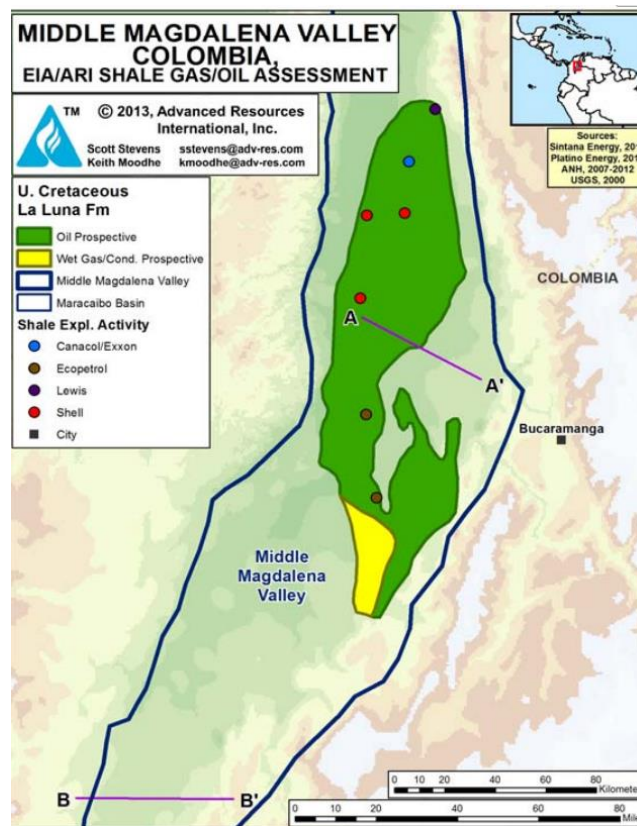
**Fuente:** Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

<sup>5</sup>ANH. (2014). ABC DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. Colombia. Obtenido de : <http://issuu.com/anhcolombia/docs/abcnoconvencionalesbaja>

### 1.4.2.1 Cuenca Valle del Magdalena Medio

Tiene una extensión superficial de 13000 millas cuadradas y cuenta con más de 40 campos petroleros que producen principalmente de yacimientos de areniscas del Terciario. Se encuentra ubicada entre la cordillera Oriental y Central a 150 kilómetros del norte de Bogotá (Fig. 10). Aunque en la región de la cordillera de los Andes hay una intensa actividad tectónica y presencia de estructuras complejas, al interior de la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran estructuras simples con topografía relativamente plana. La región occidental de la cuenca es estructuralmente compleja y fallada.

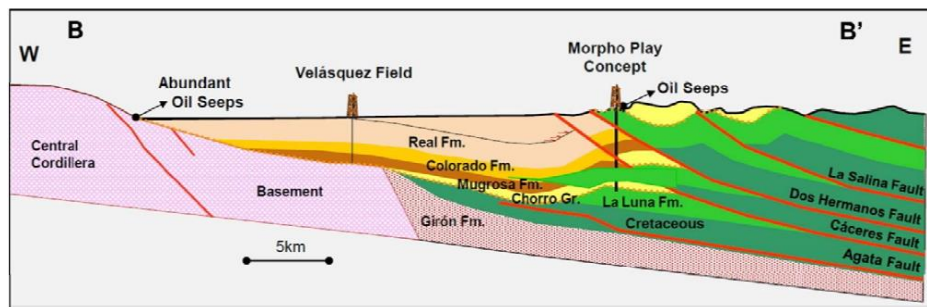
**Figura 10.** Cuenca Valle del Magdalena Medio



**Fuente:** Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

Actualmente, la mayoría de actividades de exploración y perforación para la búsqueda de shale gas se enfocan sobre la cuenca del Valle del Magdalena Medio. Sin embargo, es considerada como una de las principales zonas de explotación de hidrocarburos convencionales del país. En esta región se pueden apreciar unidades extensas y de gran espesor pertenecientes a la formación La Luna, que así mismo se divide en tres unidades geológicas; Salada, Pujamana y Galembó.

**Figura 11.** Mapa geológico Cuenca Valle del Magdalena Medio



**Fuente:** Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

Salada es la unidad geológica con mayor prospectividad, con un espesor neto de 500 pies. Esta principalmente conformada por shale calcáreo laminado (40%  $\text{CaCO}_3$ ) de grano fino, duro y coloración negra, junto con intercalaciones delgadas de micrita. La formación Pujamana posee el menor porcentaje de materia orgánica y esta mayormente conformada por shale calcáreo laminado de color gris (43%  $\text{CaCO}_3$ ). La formación Galembó tiene un contenido orgánico moderado (1-4% TOC) y su espesor de 700 pies. Está compuesta por intercalaciones finas de shale, arcilla y caliza de color negro. Así mismo, presenta múltiples estratos de Chert delimitados por la formación Tablazo/Rosablanca, con aproximadamente 480 a 920 pies de espesor, contenido orgánico de 2-8% TOC.

Se estima que la formación la Luna cuenta con 135 trillones de pies cúbicos de shale gas, de los cuales es posible recuperar 18 trillones de pies cúbicos, de llevarse esto a cabo La Luna se convertiría en una fuente importante de gas natural en Colombia<sup>6</sup>.

Un grupo de múltiples compañías donde se destaca la presencia de Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil, Nexen y Shell, han iniciado los programas de exploración de shale gas en Colombia durante los últimos tres años. La actividad se ha concentrado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena donde más de 12 pozos exploratorios han sido perforados. Nexen fue una de las primeras compañías que inicio con la exploración de reservas de shale gas en Colombia. La compañía ha adquirido varios bloques potenciales de shale en Colombia para un total de 1,5 millones de acres. A finales de 2011 Nexen dio inicio a la perforación del primer pozo de cuatro previstos para la búsqueda de shale gas en la zona. Estos pozos, ubicados en los bloques de Sueva y Chiquinquirá en la Sabana de Bogotá, tenían como objetivo final explotar hidrocarburos de la formación la Luna<sup>7</sup>.

#### **1.4.2.2 Cuenca de los llanos orientales**

Reconocida por ser la cuenca que alberga el mayor porcentaje de las reservas de hidrocarburos en Colombia. Esta cuenca posee numerosas unidades de lutitas del Cretácico potencialmente generadoras, que tienen características muy similares a la formación la Luna. En la región central de la cuenca, las lutitas registran bajas cantidades de materia orgánica. Sin embargo, a medida que se aproximan a la región del Piedemonte Llanero tienden a ser rocas con mayor madurez térmicamente.

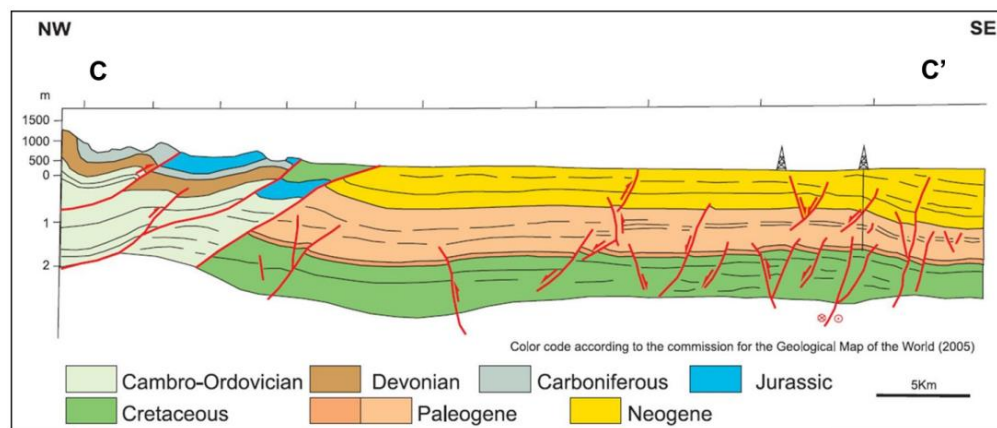
---

<sup>6</sup>Administration, E.I. (2013). *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

<sup>7</sup>Nexen Energy, C. (2012). *Nexen Explores for Shale Gas in Colombia*.

Se encuentra ubicada en el este de Colombia y se ha convertido recientemente en un foco de exploración de shale gas, sin embargo es menos conocida que la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Fig. 12). La cuenca de los Llanos Orientales tiene una extensión superficial de 84000 millas cuadradas y la unidad generadora de mayor relevancia es la formación Gacheta. En la región central de la cuenca se evidencian estructuras simples con topografía relativamente plana aunque existen pequeñas fallas normales y cabalgamientos.

**Figura 12.** Mapa geológico Cuenca de los Llanos Orientales.



**Fuente:** Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

La formación Gacheta tiene un espesor promedio de 600 pies y es la principal roca generadora en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta se localiza a una profundidad de más de 15000 pies a lo largo del margen occidental de la cuenca, ascendiendo a medida que se extiende hacia el este donde alcanza una profundidad de 2000 pies.

Estudios recientes indican que la formación Gacheta cuenta con reservas de aproximadamente 18 trillones de pies cúbicos de shale gas, de los cuales tan solo 2 trillones de pies cúbicos son técnicamente recuperables<sup>8</sup>.

La porosidad es un parámetro difícil de determinar, pero se asume que es relativamente alta (7%) en base a los datos iniciales de la formación La Luna en la cuenca del Valle del Magdalena Medio. La cuenca está ligeramente sobrepresionada, con un gradiente promedio de 0,5 psi/ft.

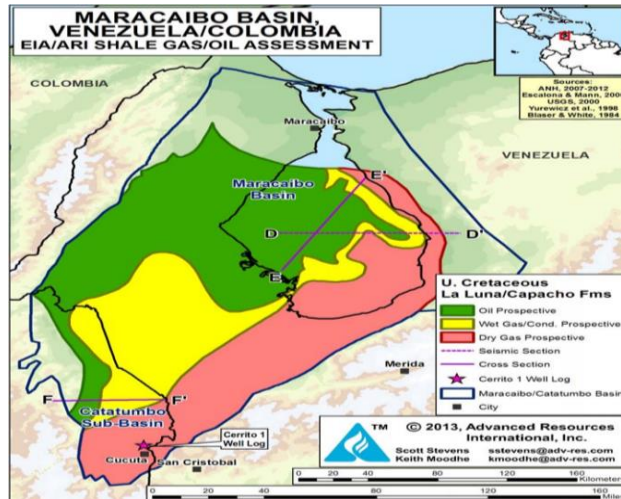
#### **1.4.2.3 Cuenca Catatumbo (Venezuela-Colombia)**

Es una de las cuencas petroleras más ricas de Suramérica, catalogada como una de las regiones con mayores reservas de petróleo y gas en el mundo. Además, se ha convertido en una opción atractiva para la explotación de hidrocarburos no convencionales debido a la gran extensión superficial y espesor que conserva la formación La Luna. La sub-cuenca del Catatumbo está ubicada en el flanco oriental del sistema montañoso de los Andes al nororiente de Colombia, presenta características similares a la cuenca de Maracaibo pero es estructuralmente más compleja, pues presenta numerosos cabalgamientos y fallas normales (Fig. 13).

---

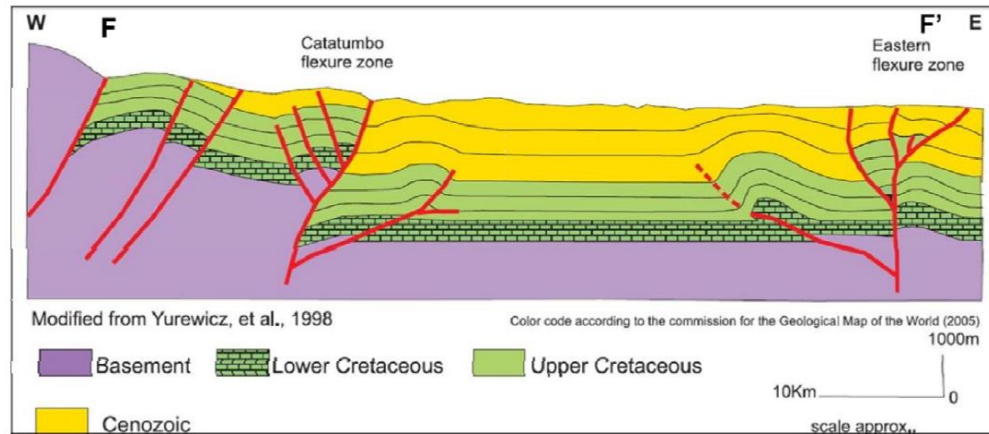
<sup>8</sup>Administration, E.I. (2013). *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

Figura 13. Cuenca de Maracaibo/Catatumbo.



Fuente: Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

Figura 14. Mapa geológico Sub-cuenca del Catatumbo



Fuente: Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

La Cuenca Maracaibo/Catatumbo alberga algunas de las rocas generadoras y yacimientos de petróleo convencional más exuberantes del mundo. Las lutitas del

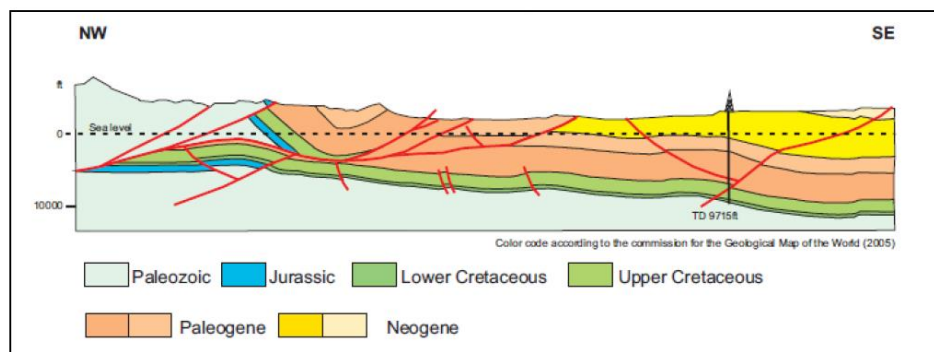
Cretácico superior (Cenomaniano - Santoniano) de la formación La Luna, son el objetivo más atractivo para la explotación de shale gas, ya que posee espesores netos que varían desde 100 a más de 400 pies de espesor a lo largo de toda la cuenca.

La formación la Luna se encuentra en la Sub-cuenca del Catatumbo a una profundidad que oscila entre 6000 a 7600 pies, y tiene en promedio 200 pies de espesor neto, constituidos por intercalaciones de lutitas y calizas grisáceas con alto contenido orgánico (4,5 – 11% TOC) de kerogeno.

#### 1.4.2.4 Cuenca del Putumayo

Se estima que esta cuenca puede contener grandes reservas de hidrocarburos no convencionales, sin embargo no ha sido caracterizada por la poca información que se tiene de esta. La cuenca del Putumayo (Fig. 15) contiene lutitas del Cretácico ricas en materia orgánica y se encuentran depositadas en la formación La Macarena. Aunque es una unidad relativamente somera (3000 pies) está sujeta a esfuerzos externos debido a la constante actividad tectónica en la zona.

**Figura 15.** Mapa geológico Cuenca del Putumayo



**Fuente:** Administration, E.I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.

Villeta es la unidad generadora de hidrocarburos más importante en la cuenca del Putumayo, está conformada de calizas y lutitas del Cretácico, las cuales albergan materia orgánica de origen marino.

### **1.4.3 Proyectos actuales de Shale gas en Colombia**

La compañía petrolera Nexen ha estado evaluando oportunidades de desarrollo para la producción de shale gas en Colombia. En 2012 inicio un programa de exploración en tres pozos de shale gas ubicados en dos de sus cuatro bloques. Los dos primeros pozos exploratorios (Pozo Sueva-1 y Pozo Junin-1) fueron perforados en 2012 cerca de Sueva, aproximadamente a 30 kilómetros de Bogotá. El tercer pozo exploratorio termino perforación en abril de 2013 cerca de Carupa un municipio del departamento de Cundinamarca, aproximadamente a 71 kilómetros al norte de Bogotá (Bloque Chiquinquirá). Estos yacimientos están ubicados relativamente cerca de Bogotá, la capital de Colombia, y a su vez constituyen un gran atractivo para la demanda de gas en Colombia.

**Tabla 3.**Proyectos de Shale Gas en Colombia (Nexen)

	CONTRATO E&P CHIQUINQUIRA	CONTRATO E&P SUEVA	CONTRATO TEA FOMEQUE	CONTRATO TEA LOWER VILLETA
<b>EMPRESA</b>	Nexen	Nexen	Nexen	Nexen
<b>FECHA DE INICIO</b>	03/11/2009	18/11/2009	13/06/2009	13/06/2009
<b>ÁREA (ACRES)</b>	294396	237286	401110	876768
<b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA</b>	Boyacá/ Cundinamarca	Cundinamarca	Boyacá/ Cundinamarca	Boyacá/ Santander
<b>RECURSO</b>	Shale Gas	Shale Gas	Shale Gas	Shale Gas
<b>ESTADO DEL PROYECTO</b>	Fase Exploratoria	Fase Exploratoria	Fase Exploratoria	Fase Exploratoria

Fuente: www.anh.com

La fase exploratoria puede tardar años en concluir. Por tal motivo las compañías petroleras se encuentran en las etapas iniciales de la exploración.

No obstante, es necesario hacer campañas exploratorias que revelen las verdaderas dimensiones de los depósitos de yacimientos no convencionales y confirmen este potencial. Según proyecciones a 20 años de la Unidad de Planeación Minero Energética, el potencial de gas no convencional es del 32%- 60% en escenarios de escasez y de abundancia respectivamente y de crudo no convencional entre el 11%-26% del total de reservas del país. En ese sentido, el desarrollo de estos yacimientos permitirían a Colombia aumentar sus niveles de producción y reservas de hidrocarburos y le aseguraran una mayor autosuficiencia energética, que actualmente está respaldada por reservas suficientes para algo menos de 7 años.

Desde el punto de vista ambiental, los principales retos de la producción de hidrocarburos a través de yacimientos no convencionales se centra en la protección de acuíferos profundos; el fracturamiento hidráulico y sus requerimientos de mayores volúmenes de agua; el tratamiento y la disposición de fluidos de retorno y la necesidad en el país de ampliar el conocimiento sobre aguas subterráneas.

De acuerdo con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH) hay seis contratos vigentes para exploración de hidrocarburos no convencionales. Solo en uno de estos se inició la exploración<sup>9</sup>.

#### **1.4.3.1 Areas asignadas en Colombia**

El futuro del fracturamiento Hidráulico en Colombia está a cargo de tres empresas petroleras: Ecopetrol, ExxonMobil y Parex Resources. Cinco bloques fueron entregados en la Ronda Colombia 2012: tres a Ecopetrol y dos entre Ecopetrol Y ExxonMobil en Unión Temporal. El sexto bloque fue entregado en la Ronda Colombia 2014, que fue adjudicado a la empresa Canadiense Parex Resources (Fig. 16).

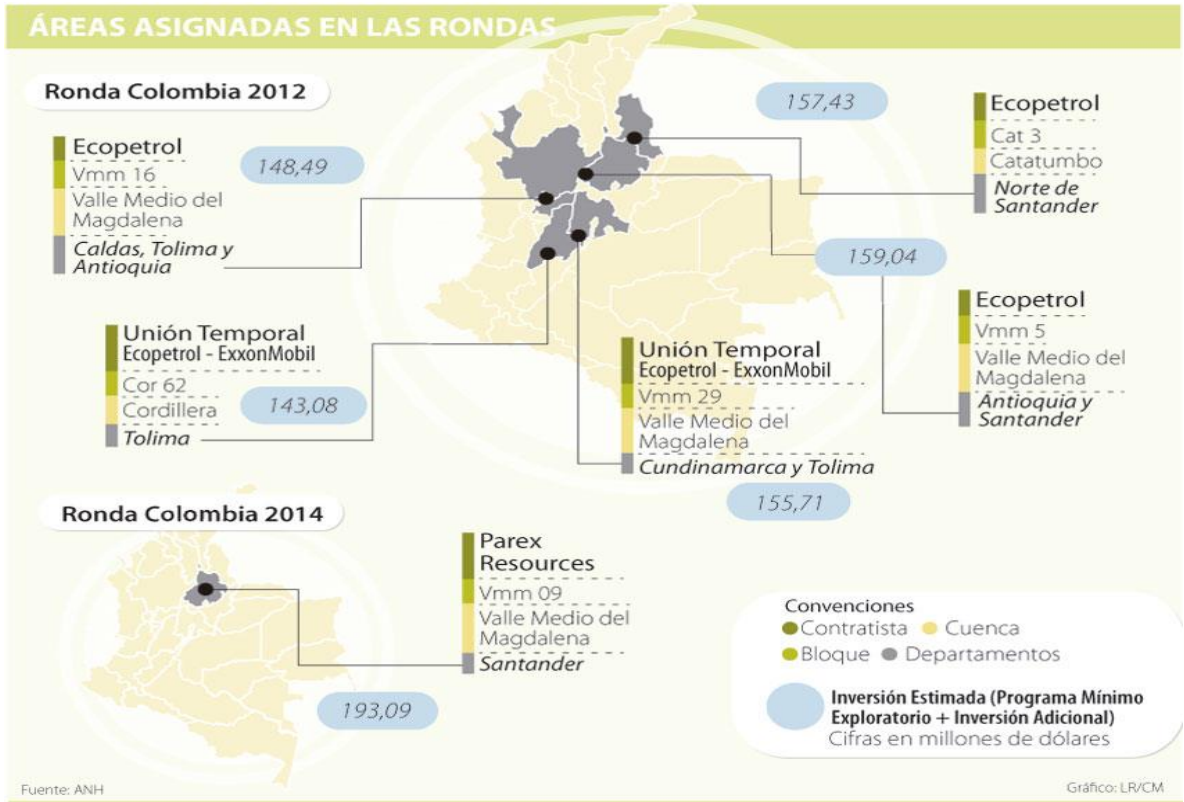
La asignación de bloques de hidrocarburos no convencionales en Colombia es la siguiente<sup>10</sup>:

---

<sup>9</sup>La Nación. (2014). *Fracking se abre paso en el país*. Obtenido de: [www.lanacion.com.co](http://www.lanacion.com.co)

<sup>10</sup>Agencia Nacional de Hidrocarburos. ANH. (2015). *MAPA DE TIERRAS*. Colombia. <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>

**Figura 16.** Áreas asignadas en Colombia de hidrocarburos no convencionales



Fuente: www.anh.com

- **VMM 16:**

**Tierras\_ ID** 430; **Estado:** Exploración; **Área (Has):** 116565,54; **Superficie:** Continental; **Departamentos:** Tolima (Lérida, Armero, Falan, Mariquita, Honda), Caldas (Victoria, Norcasia, La Dorada), Cundinamarca (Puerto Salgar), Boyacá (Puerto Boyacá), Antioquia (Sonson).

- **COR 62:**

**Tierras\_ ID** 385; **Estado:** Exploración; **Área (Has):** 81863,739; **Superficie:** Continental; **Departamento:** Tolima (Prado, Dolores, Villarica, Purificación, Cunday, Carmen de Apicala, Icononzo, Melgar).

- **CAT 3:**

**Tierras\_ ID** 427; **Estado:** Exploración; **Área** (Has): 153875,9286; **Superficie:** Continental; **Departamentos:** Norte de Santander (Herrán, Pamplonita, Ragonvalia, Chinácota, Bochalema, Durania, Los Patios, Villa del Rosario, Salazar, San Cayetano, Santiago, Gramalote, El Zulia, Cúcuta, Sardinata)

- **VMM 5:**

**Tierras\_ ID** 432; **Estado:** Exploración; **Área** (Has): 146485,189; **Superficie:** Continental; **Departamentos:** Santander (Cimitarra, Puerto Parra, Barrancabermeja), Antioquia (Puerto Berrío, Yondó).

- **VMM 29:**

**Tierras\_ ID** 431; **Estado:** Exploración; **Área** (Has): 177813,4129; **Superficie:** Continental; **Departamentos:** Tolima (Icononzo, Melgar, Coello, Piedras, Alvarado, Venadillo, Ambalema, Lériða, Armero), Cundinamarca (Arbelaéz, Nilo, Tibacuy, Agua de Dios, Fusagasugá, Viotá, Guataquí, Tocaima, Apulo, Anapoima, Jerusalén, La Mesa, Pulí, Cachipay, Quipile, Beltrán, Anolaima, San Juan de Rioseco)

- **VMM 09:**

**Tierras\_ ID** 445; **Estado:** Exploración; **Área** (Has): 61679,14442; **Superficie:** Continental; **Departamentos:** Santander (Cimitarra).

El gobierno Colombiano estudio el fracking por más de dos años, y concreto su marco regulatorio en el 2014, dando así las condiciones a las compañías para que estas puedan avanzar. La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), según sus cálculos realizados, afirma que entre 2014-2018 se perforarían alrededor de 12 pozos exploratorios, que le triplicarían en los próximos 15 años las reservas del

país. Según los cálculos de la ANH, la primera perforación no se realizara antes de finales de 2015 o comienzos del 2016 y los resultados se verán entre 8 y 10 años<sup>11</sup>.

#### **1.4.3.2 Legislación actual para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales**

El Gobierno Nacional estableció los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014; este es el reglamento técnico que le exige a la industria altos estándares de calidad, buenas prácticas y protección al medio ambiente.

Esta resolución se realizó en base a experiencias internacionales y recomendaciones de expertos y se consolidó con un trabajo conjunto entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, el Servicio Geológico Colombiano y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> La Republica. (2014). *Ecopetrol, ExxonMobil y Parex Resources, las petroleras que desarrollaran el fracking*. Obtenido de: [www.larepublica.co](http://www.larepublica.co)

<sup>12</sup>Activo Legal. (2014). *Reglamento técnico para yacimientos no convencionales*. Obtenido de: [www.activolegal.com](http://www.activolegal.com)

## **2 EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL**

### **2.1 IMPACTO AMBIENTAL (IA):**

Se define como impacto ambiental cualquier cambio en el medio ambiente (aire, tierra, agua, flora, fauna. Seres humanos y sus interrelaciones) adverso o beneficioso como resultado total o parcial de los aspectos ambientales de una organización (ISO 14001:2004).

El impacto ambiental en la industria de los hidrocarburos, se refiere a todas aquellas emisiones de gas, contaminación hídrica, de suelos y demás efectos causados por el uso de los recursos durante el proceso, para la obtención de hidrocarburos. Específicamente, el impacto ambiental es la categorización o valoración del cambio generado en el medio en el cual se desarrolla la actividad: inicia con la ubicación de la materia prima en este caso los hidrocarburos y termina cuando la vida útil del mismo finaliza.

### **2.2 METODOLOGÍAS DE EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL**

Para evaluar el impacto ambiental (IA) de un proceso y/o producto se han diseñado diferentes metodologías, las cuales solo tienen aplicabilidad a proyectos específicos, siendo difícil establecer un método general de evaluación. Para seleccionar la herramienta de valoración de IA es necesario considerar recursos técnicos, financieros, tiempo de ejecución, cantidad y calidad de información disponible, aspectos legales, administrativos y los términos de referencia propuestos [Conessa 1999].

Magrini (1990) diferencia dos grandes grupos de técnicas para la evaluación de impactos: métodos tradicionales para la evaluación de proyectos y métodos

cuantitativos. Los primeros corresponden a técnicas que hacen sus mediciones en términos monetarios (caso relación beneficio/costo), cuya principal limitante es la dificultad que representa el establecer valoración económica a los distintos factores que definen la calidad del medio (polución, aire, contaminación de aguas, etc.). Los métodos cuantitativos consisten en la aplicación de escalas valorativas para los diferentes impactos, medidos originalmente en sus respectivas unidades físicas. En estos se diferencian dos grupos: el primero permite la identificación y síntesis de los impactos (listas de chequeo, matrices, redes, diagramas, métodos cartográficos) y un segundo grupo incorpora, de forma más efectiva, una evaluación pudiendo explicitar las bases de cálculo (Batelle, hoja de balance y matriz de realización de objetivos).

Se tiene además métodos integrales que hacen posible la valoración cualitativa y cuantitativa de los impactos ambientales, mediante adopción y medición de indicadores ambientales y funciones de transformación que permiten su comparación directa.

### **2.2.1 Listas de chequeo, control o verificación (LCH)**

Son relaciones categorizadas o jerárquicas de factores ambientales a partir de las cuales se identifican los impactos producidos por un proyecto o actividad específica. Existen listas de chequeo elaboradas según el tipo de proyecto, haciendo identificación expresa de los elementos del medio que en forma particular resultan impactados por las actividades desarrolladas en el marco del mismo. Además de permitir la identificación, podrían así mismo incorporar escalas de valoración y ponderación de los factores, ante lo cual Magrini (1990) anota que a pesar de que constituyen una forma concisa y organizada de relacionar los impactos, no permiten la identificación de las interrelaciones entre los factores ambientales. La mayor ventaja que presentan las listas de chequeo es que ofrecen cubrimiento o identificación de casi todas las áreas de impacto; sin embargo, representan

básicamente un método de identificación cualitativo, limitándose su alcance en el proceso de Estudios de Impacto Ambiental (EIA), a un análisis previo.

### **2.2.2 Métodos matriciales (MM)**

Los métodos matriciales son técnicas bidimensionales que relacionan acciones con factores ambientales; son básicamente de identificación. Los métodos matriciales, también denominados matrices interactivas causa-efecto, fueron los primeros en ser desarrollados para el EIA. La modalidad más simple de estas matrices muestra las acciones del proyecto en un eje y los factores del medio a lo largo del otro. Cuando se prevé que una actividad va a incidir en un factor ambiental, éste se señala en la celda de cruce, describiéndose en términos de su magnitud e importancia [Canter 1998]. Uno de los métodos matriciales más conocido es el de la Matriz de Leopold, desarrollado en 1971 para el Servicio Geológico del Ministerio del Interior de los Estados Unidos de América.

#### **2.2.2.1 Matriz de Leopold (ML)**

Desarrollada por el Dr. Luna Leopold et al. 1991 en el Geological Survey de los Estados Unidos, especialmente para proyectos en construcción. El principio básico del método consiste, inicialmente, en señalar todas las posibles interacciones entre las acciones y los factores, para luego establecer, en una escala que varía de 1 a 10, la Magnitud e Importancia de cada impacto identificando si éste es positivo o negativo. Con respecto a la valoración de la Magnitud, ésta es relativamente objetiva o empírica puesto que se refiere al grado de alteración provocado por la acción sobre el factor medioambiental. Por otra parte, la puntuación de la Importancia es subjetiva, ya que implica atribución de peso relativo al factor afectado en el ámbito del proyecto. El establecimiento de estos pesos constituye uno de los puntos más críticos en la Matriz de Leopold, dado que no explicita claramente las bases de cálculo de las escalas de puntuación de la Importancia y de la Magnitud.

Otros aspectos criticables pueden ser señalados [Magrini 1990] al igual que para las listas de chequeo, como la no identificación de interrelaciones entre los impactos, lo

que puede llevar a repetidos conteos o a la subestimación de los mismos, así como el poco énfasis atribuido a los factores sociales y culturales.

#### **2.2.2.2 Redes (R)**

Las redes representan un avance en relación con las técnicas anteriores, ya que establecen relaciones de tipo causa-efecto, permitiendo una mejor identificación de los impactos y de sus interrelaciones. Uno de los métodos más conocidos es el de Sorensen, elaborado en 1971 para analizar diversos tipos de uso del suelo en regiones costeras. Estos diagramas son métodos que integran las causas de los impactos y sus consecuencias, mediante la identificación de las interrelaciones existentes entre las actividades o acciones causales y los factores ambientales impactados, incluyendo aquellas que representan sus efectos secundarios y terciarios [Canter 1998].

El método, se destaca por permitir la identificación de efectos primarios, secundarios y terciarios y las relaciones causa-efecto que origina la cadena; sin embargo, tal identificación tiene una connotación subjetiva, ya que a pesar de dejarse en manos de especialistas, ésta no tiene un procedimiento normalizado para decidir las relaciones causa-efecto o su importancia relativa. Además, las redes tienden a ser complejas y su comprensión por tanto, resulta en ocasiones difícil [Sanz 1991].

#### **2.2.2.3 Matriz de Batelle-Columbus (MBC)**

Desarrollado en el laboratorio Batelle-Columbus, por encargo de la Oficina de Reclamaciones del Ministerio del Interior de los Estados Unidos de América para proyectos hídricos, aplicable tanto en micro como macro proyectos. El método permite la evaluación sistemática de los impactos ambientales de un proyecto mediante el empleo de indicadores homogéneos. A pesar de que este método presenta ventajas en relación con los ya descritos, dado que hace explícitas las bases de cálculo, presenta limitaciones en cuanto a la identificación de las

interacciones entre impactos, pudiendo llevar a repetidos conteos y a la subestimación de los mismos.

Si bien puede ser considerado una ventaja tener claras las bases de cálculo -lo que le confiere en la práctica la cualidad sistemática al ser aplicado- la asignación de puntajes a las diferentes categorías consideradas por este desarrollo metodológico, implica de hecho cierta subjetividad y amarre o condicionamiento a las mismas. Otro aspecto a considerar, no sólo aquí sino también en las demás técnicas que emplean escalas como unidad común de medición, es que cuando se hace uso de ellas, en realidad se comparan y se suman impactos de naturaleza distinta [Sanz 1991].

#### **2.2.2.4 Matriz de “Conessa” (MC)**

Propone niveles para describir diferentes elementos ambientales (los más amplios engloban los más específicos). La escala más amplia corresponde a los sistemas y la más específica son factores ambientales. Este esquema puede variar según el enfoque que sea tomado por parte de los evaluadores [Canter1998].

#### **2.2.3 Análisis de Ciclo de Vida (ACV)**

Metodología que permite identificar, cuantificar y caracterizar los impactos ambientales potenciales de un bien o servicio a lo largo de su ciclo de obtención [Chacón 2008]. El ACV involucra los impactos ambientales asociados a los procesos de obtención de materias primas, transporte, transformación, consumo y disposición final, lo cual garantiza que sea un proceso objetivo. El ACV ha sido utilizado en las últimas décadas para evaluar Impactos Ambientales Potenciales (IAP) en las cadenas productivas, tomar acciones correctivas en los procesos que están impactando gravemente el ambiente y evaluar la amigabilidad de los procesos [Abdallah et al. 2012].

### 2.3 ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA

La metodología del ACV ha ganado importancia en la última década como el método de elección en la medición en los impactos ambientales de un producto, proceso o servicio, identificando y cuantificando los factores asociados al mismo, para determinar el impacto final del proceso completo [Milani et al., 2011]. El ACV de un producto se considera como la historia del mismo desde su origen como materia prima hasta su disposición final [SETAC 1993].

La principal función del ACV es dar a conocer, con el mayor detalle posible, las consecuencias ambientales inherentes al proceso utilizado y proveer información para que la dirección de una organización pueda tomar decisiones técnicas para la modificación de dicho modelo mejorando así su desempeño ambiental sin que conlleve a desmejorar la calidad del producto obtenido y la rentabilidad del negocio.

El primer ACV fue realizado en 1969 por el Midwest Research Institute (MRI) para Coca-Cola, donde la premisa fundamental fue disminuir el consumo de recursos y por lo tanto, disminuir la cantidad de emisiones al ambiente. Los estudios continuaron durante los años setenta y grupos como Franklin Associates Ltda. junto con la MRI realizaron más de 60 análisis usando métodos de balance de entradas/salidas e incorporando cálculos de energía [Romero 2012].

La utilidad de los estudios de ACV se masificó hacia los años 80s, en los cuales se cambió el modelo para la cuantificación de los IA de procesos, bienes y servicios y se adquirió madurez metodológica y rigurosidad técnico científica [Arnold 2010]. En 1993 se formuló el primer texto con fines metodológicos para la aplicación del ACV. Posteriormente, la Organización Internacional de Estandarización (ISO) desarrolló el documento que compiló los pasos de aplicación del ACV. La Sociedad de Toxicología y Química Ambiental (SETAC) desarrolló y lideró las discusiones científicas acerca del ACV y en 1993 formuló el primer código internacional de

prácticas para homogeneizar los diversos estudios realizados con esta metodología [Romero 2012].

La SETAC estableció que la información desde la adquisición de materias primas hasta la producción, uso y eliminación (de la cuna a la tumba) es importante para: identificar mejoras ambientales durante el ciclo de vida de un producto o proceso, evaluar las cargas ambientales asociadas al producto, identificar y cuantificar los desechos liberados al medio ambiente, con el fin de evaluar oportunidades para efectuar mejoras ambientales [EPA 1994].

Por consiguiente, el objetivo principal del ACV es determinar los impactos ambientales de un sistema bajo estudio en las áreas de bienestar ecológico, la salud humana y el agotamiento de los recursos [TanseyyWorsley1995]. En vista a que en las industrias cada vez se agregaban nuevas etapas, se creaban metodologías, índices, programas computacionales dedicados a realizar ACV, la ISO apoyó este desarrollo con el fin de establecer una estructura de trabajo, uniformizar métodos, procedimientos y terminologías y de esta forma para controlar y mejorar el rendimiento medioambiental de una organización<sup>13</sup>.

### **2.3.1 Fases del ACV**

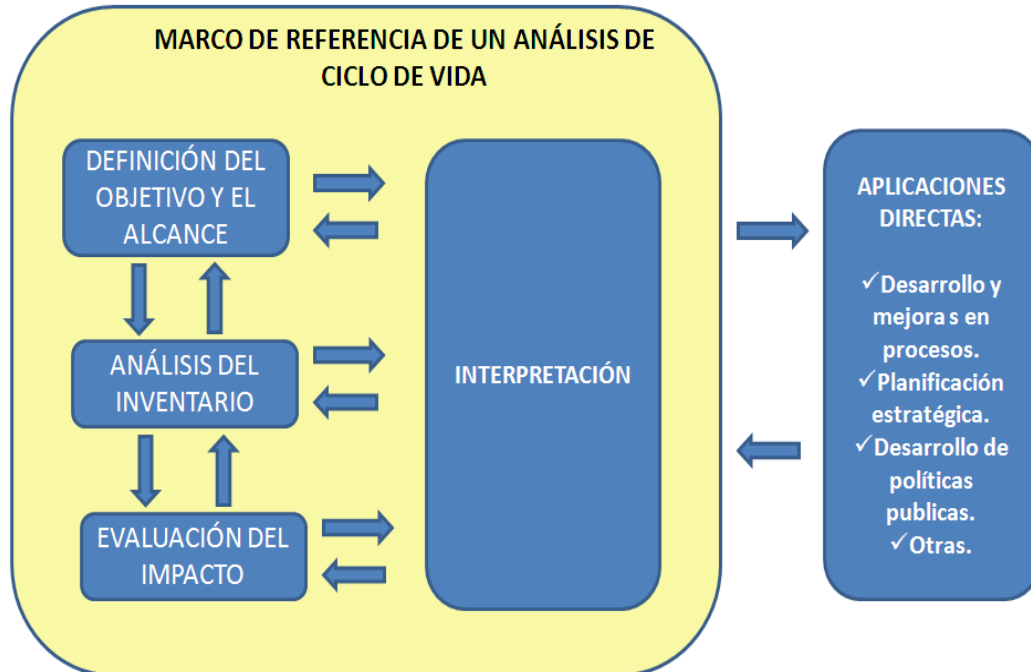
Los principios generales del ACV se establecen en cuatro fases (Figura 17).

- 1) Definición de los objetivos y el alcance (ISO 14041)
- 2) Análisis del inventario (ISO 14041)
- 3) Evaluación de impacto (ISO 14042)
- 4) Interpretación de resultados (ISO 14043).

---

<sup>13</sup>Sanes, A. (2012). *El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) en el Desarrollo Sostenible: propuesta metodológica para la evaluación de la sostenibilidad de sistemas productivos*. Bogotá. Universidad Nacional de Colombia.

**Figura 17.**Fases del ACV propuestas en ISO 14040



**Fuente:** Norma técnica NTC ISO – 14040. (2007). *GESTION AMBIENTAL: ANALISIS DE CICLO DE VIDA. REQUISITOS Y DIRECTRICES. REQUISITOS DEL CICLO DE VIDA.*

### 2.3.1.1 Fase 1: Objetivo y alcance del estudio

La primera fase del ACV es la definición de objetivos y alcance del estudio, que debe incluir tanto la definición exacta del tema a tratar como el alcance y profundidad del estudio, para determinar con qué propósito se utilizarán los resultados obtenidos y las conclusiones extraídas. Si en el transcurso de la realización del ACV se obtiene información relevante, el objetivo puede reconsiderarse. Esta primera etapa sirve para organizar la totalidad del estudio y como referencia para la expresión de los resultados, cuyas conclusiones deberían tener en cuenta cualquier modificación habida con respecto del objetivo inicialmente marcado.

- a) **Objetivo del estudio:** Debe ser claro y específico para cada escenario a evaluar. Al momento de definir el objetivo, se debe tener en cuenta el propósito del estudio y las razones por las cuales se aplica.
  
- b) **Objetivo del alcance:** Debe estar bien definido, ser claro, de aplicación coherente con la intención deseada en el estudio. Sin embargo, el alcance del ACV puede ser ajustado durante el desarrollo de sus fases metodológicas y sea necesario reajustar la fase inicial.
  
- c) **Alcance del estudio:** Es necesario describir bien el sistema, proceso o actividad y las funciones que cumple dentro del escenario en estudio para ello se define la unidad funcional del sistema y los límites del estudio. Los límites del sistema determinan que procesos unitarios integran el ACV, de modo que todos los procesos dentro de ellos serán analizados mientras que el resto de procesos serán excluidos. Para definir el sistema es preciso tener en cuenta la aplicación, la hipótesis, criterios de exclusión de flujos o datos.

#### **2.3.1.2 Fase 2: Inventario del ciclo de Vida (ICV)**

El análisis de inventario (ICV) corresponde a la identificación de impactos ambientales, tras definir correctamente el sistema en estudio y presentarlo mediante un diagrama de flujo donde aparecen todas las etapas del proceso. Está compuesta por las siguientes etapas:

- a) **Recopilación de datos:** El análisis de inventario incluye la identificación, recopilación y tratamiento de datos para ser usados durante la evaluación de impactos ambientales para todas las fases del ACV.
  
- b) **Ajuste de los límites del sistema:** Los límites del sistema están definidos como parte del alcance del estudio, sin embargo después de la recopilación inicial de los datos, estos pueden ser redefinidos, el grupo interdisciplinar es autónomo a

la hora de seleccionar los límites del sistema, si existe alguna fase en la cual se tenga especial interés se pueden cambiar los límites del sistema reasignando las etapas de inicio y salida.

- c) **Procedimiento de cálculo:** No existen procedimientos formales para llevar a cabo los cálculos en el ACV, excepto la descripción de los procedimientos de asignación. Debido a la cantidad de datos, para este propósito específico es recomendable desarrollar al menos una hoja de cálculo.
- d) **Validación de los datos:** La validación de los datos debe llevarse a cabo durante los procesos de recopilación para mejorar la calidad promedio de los mismos. La validación sistemática de los datos puede mostrar los puntos donde debe mejorarse la calidad.
- e) **Reglas de asignación:** Cuando se lleva a cabo el ACV en sistemas complejos, puede suceder que no sea posible manejar todos los impactos y las salidas dentro de los límites del sistema. Este problema puede resolverse de dos formas: expandiendo los límites del sistema para incluir todas las entradas y salidas, o utilizando criterios de asignación para algunos de los impactos ambientales del sistema.

Cuando se expanden los límites del sistema existe el riesgo de hacer demasiado complejo el ACV. La recogida de datos, la evaluación de impacto y la interpretación pueden tomar mucho tiempo y resultar demasiado tedioso. La asignación puede resultar una mejor alternativa, si se encuentra un método adecuado para realizarla. El detalle y complejidad de los procedimientos de asignación a usar depende del nivel de sofisticación del ACV que se lleve a cabo.

Una vez realizada la recopilación de los datos y la definición de los procedimientos para el cálculo de los mismos, se cuantifican los IAP asociados a la unidad funcional. De forma práctica se define el IAP como “carga ambiental” [Chenet al. 2012].

#### **2.3.1.3 Fase 3: Evaluación del Impacto del ciclo de Vida (EICV)**

Esta fase está dirigida a entender y evaluar la magnitud y la significación de los potenciales impactos ambientales del sistema de producción del bien que se está estudiando [Finnveden et al. 2009].

En primer lugar, se deben definir las categorías de impacto referidas a efectos ambientales a los que se asignarán los resultados del inventario. Las categorías de impacto deben responder a una serie de requisitos, como ser consistentes con el objetivo y alcance del estudio, ser comprensibles para la audiencia a la que van dirigidas y estar internacionalmente aceptadas.

Los resultados obtenidos en el análisis de inventario se asocian a las diferentes categorías de impacto definidas y se aplican factores de caracterización para cada componente de la categoría. Estos factores convierten el resultado del análisis del inventario a una unidad común para cada categoría de impacto, agrupando todos los resultados de esa categoría en un único valor. Los factores de caracterización pueden variar en función del método de evaluación que se utilice en esta etapa.

La evaluación se realiza en toda una serie de categorías de impacto, como puede ser la reducción de la capa de ozono, la acidificación, la nitrificación de las aguas, la toxicidad o el agotamiento de recursos.

#### **2.3.1.4 Fase 4: Interpretación de resultados**

En esta fase se combinan los resultados del análisis de inventario con la evaluación del impacto y cada resultado obtenido de esta interpretación es transformado a una conclusión y por consiguiente en una recomendación para futuras decisiones, según los objetivos marcados, entre las que puede encontrarse el camino a seguir para

perfeccionar el estudio. Para mejorar el sistema en estudio, primero deben identificarse las áreas de posible mejora. Dentro de éstas, el ACV ayuda a identificar aquellas que pueden llevar a una mejora mayor o las que apenas afectan al conjunto y en las que no vale la pena invertir recursos, mientras que el conocimiento del sistema descubrirá aquellas de mejora más rápida y sencilla.

También es un proceso iterativo que debe ser repetido hasta que los requerimientos planteados en los objetivos y el alcance del estudio sean completamente satisfechos.

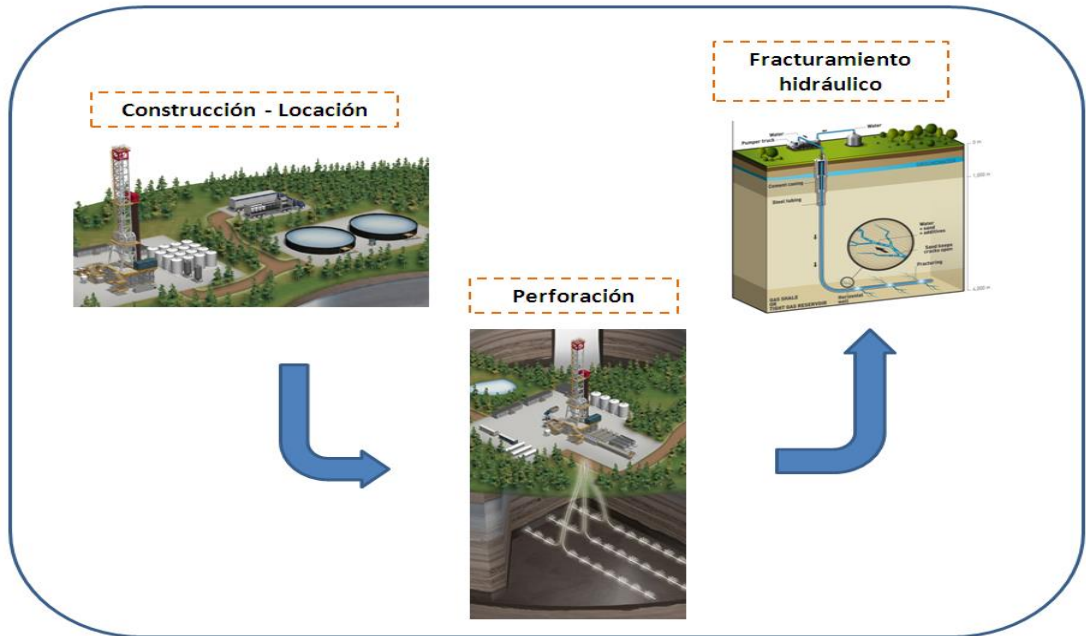
Esta fase es importante para identificar los procesos que aportan mayores cargas ambientales y por lo tanto realizar mejoras al proceso. Esta etapa ayuda a la identificación de IA significativos y concluye sobre el estado de afectación ambiental ocasionado por el sistema bajo estudio [ISO 14040]. Los resultados del ACV giran en torno a los IAP que generan las categorías de impacto evaluadas.

### **3 ANALISIS DEL CICLO DE VIDA PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN COLOMBIA**

El proceso para extraer hidrocarburos desde el momento en que se intuye su existencia en una zona determinada hasta que se obtiene el producto final abarca una serie de etapas que comienzan con la exploración, cuando se tienen argumentos suficientes que indiquen la existencia de gas o aceite, se inicia el desarrollo del proyecto, con las siguientes etapas: Preoperativa, construcción de locaciones, Perforación, en el caso de los hidrocarburos no convencionales se tiene una etapa adicional conocida como fracturamiento hidráulico, Operación y mantenimiento, desmantelamiento y restauración final, dado que existen algunos estudios previos los cuales abordan la evaluación de impactos ambientales al proceso general para la obtención de hidrocarburos convencionales, en el presente trabajo se evalúa un fragmento del macro proceso, que abarca desde la construcción de la locación hasta el fracturamiento hidráulico.

Para realizar la evaluación ambiental del fracturamiento hidráulico en Colombia, primero se define el ciclo de vida a tratar, compuesto básicamente de tres escenarios: construcción de la locación, perforación del pozo y fracturamiento hidráulico (Figura 18).

**Figura 18.** Ciclo de vida para evaluación de impactos ambientales.



### 3.1 OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

La evaluación ambiental en el marco del presente estudio constituye una herramienta analítica de la información que se conoce de otros países con respecto al fracturamiento hidráulico, teniendo en cuenta la descripción técnica del proceso, la demanda de recursos naturales del mismo, la corta experiencia que tenemos como estudiantes y la asesoría de algunos profesionales. En el estudio se determinan los efectos que sobre el medio ambiente se pueden presentar como resultado del posible desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia utilizando la técnica de fracturamiento hidráulico.

En este capítulo se realiza inicialmente una evaluación de los impactos socio-ambientales existentes en el área de interés, cuencas potenciales de Shale Gas descritas anteriormente o “Evaluación Sin Proyecto”, y posteriormente se identifican

y califican los impactos derivados de las actividades asociadas al ciclo de vida definido en la figura 18, como parte de la “Evaluación con Proyecto”.

La finalidad del proceso de evaluación ambiental es:

- ✓ Identificar, describir, evaluar y cualificar las posibles afectaciones sobre los elementos del ambiente y sobre la comunidad en general, que puedan originar las actividades relacionadas con el proceso.
- ✓ Predecir y evaluar los impactos ambientales asociados al proceso de fracturamiento hidráulico, basados en los conocimientos y métodos utilizados en la ejecución del mismo.
- ✓ Servir de enlace entre el marco ambiental natural sobre el cual se cree pueda llegar a realizarse el fracturamiento hidráulico en Colombia y las posibles medidas o recomendaciones para minimizar los impactos.

En general este análisis incluye la identificación y posterior valoración de los posibles impactos ambientales, tanto físico-bióticos como socio-económicos que se puedan presentar por el desarrollo de las actividades correspondientes a las etapas de construcción de la locación, perforación y fracturamiento hidráulico, para así determinar cuáles son los recursos más afectados y establecer las estrategias de manejo ambiental de aquellas actividades que generan alteraciones sobre el medio natural físico y socioeconómico.

## **3.2 INVENTARIO DEL CICLO DE VIDA (ICV)**

### **3.2.1 Metodología aplicada**

Para realizar la evaluación ambiental del posible desarrollo de fracturamiento hidráulico en las cuencas con potencial en Shale Gas en Colombia, se empleó la metodología cualitativa mediante el cálculo de la importancia ambiental a cada uno de los impactos identificados sin y con proyecto. Esta técnica de valoración

cualitativa califica los impactos de forma subjetiva aunque el resultado obtenido sea numérico; analiza una serie de cualidades de los impactos, asignando valores prefijados a la cualidad según sea alta, media o baja.

- Identificación de impactos sin proyecto

Para el análisis y evaluación de impactos generados por las diferentes actividades que se llevan a cabo actualmente sobre los componentes físico-bióticos y socioeconómicos de la región en las áreas de influencia, se tomó como base la caracterización ambiental registrada en la literatura y el saber de personas que conocen la cultura e idiosincrasia de las mismas, para realizar la identificación de impactos; esta identificación de impactos surge del análisis de la caracterización ambiental del área en función de las actividades antrópicas y naturales propias de la zona, tales como: el desarrollo de actividad agrícola, pecuaria, prácticas culturales, desarrollo de cultivos y actividad petrolera existente que ha hecho presencia directa e indirecta en el área de estudio.

- Identificación de impactos con proyecto

La identificación de impactos a generar en los componentes físico-bióticos y socioeconómicos de la zona donde posiblemente se utilice el fracturamiento hidráulico para el desarrollo de yacimientos no convencionales, se realizó teniendo en cuenta las características del proceso como tal y la experiencia que han tenido algunos países en donde ya se tienen algunos años aplicando esta tecnología.

- Criterios de valoración y evaluación de impacto

Con el fin de tener un panorama de lo que probablemente llegue a ser el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia implementando la técnica de fracturamiento hidráulico, se realizó la identificación y evaluación de los impactos ambientales teniendo en cuenta las condiciones actuales y futuras. En la tabla 4 se presentan los indicadores de impacto, con y sin proyecto.

**Tabla 4.**Indicadores de impacto

Medio	Recurso	Indicador sin proyecto	Indicador con proyecto
Abiótico	Aguas Superficiales	Calidad del recurso: Concentración de parámetros de interés sanitario en efluentes y cuerpos de agua de conformidad al Decreto 1594/84 y Resolución 2115 de 2007. Vertimientos directos a los cuerpos de agua sin tratamiento preliminar. Oferta del recurso hídrico.	
	Aguas Subterráneas		
	Aire	Contaminantes producidos por uso de vías actuales, actividades de construcción y mantenimiento (movimientos de tierra), quema de cobertura vegetal, uso de leña, uso de teas. Comparación de niveles de presión sonora con límites permisibles Resolución 627 de 2006.	
	Suelo	Áreas con procesos de erosión activos e incremento de zonas desnudas, arrastre de sedimentos a zonas de pastos, concentración de parámetros de calidad de suelos, pérdida de nutrientes y capa orgánica.	
Biótico	Flora	Pérdida de cobertura vegetal protectora, aprovechamiento forestal para establecimiento de cultivos, aprovechamiento forestal para la construcción de locación, vía de acceso, y líneas de flujo.	
	Fauna	Prácticas ilegales de caza, afectación de los ecosistemas acuáticos, afectación de las comunidades hidrobiológicas y corredores de la fauna terrestre.	
Socio-económico		Desarrollo económico del área de influencia directa. Afectación de las actividades económicas tradicionales. Cambio en el valor de la tierra.	Generación de empleo. Alteración de los niveles de ingresos económicos. Afectación de las actividades económicas tradicionales. Afectación de patrimonio cultural.

- Determinación de la importancia ambiental de los impactos ambientales identificados

Se aplicó la secuencia ACTIVIDAD – EFECTO – IMPACTO, para la identificación de los impactos ambientales asociados al posible desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia implementando la técnica de fracturamiento hidráulico. Partiendo de dicha secuencia, se evaluaron los impactos ambientales mediante el cálculo del “Índice de Importancia Ambiental (I.I.A)”, que se obtiene a partir de la valoración de los siguientes parámetros:

- ✓ **Carácter (Ca):** Define el sentido del cambio producido por una acción sobre el ambiente. Puede ser positivo cuando el impacto produce un efecto benéfico o negativo cuando el impacto produce un efecto perjudicial.
  
- ✓ **Efecto (EF) – Relación causa-efecto:** El impacto de una acción sobre el medio puede ser “directo” -es decir impactar en forma directa-, o “indirecto” –es decir se produce como consecuencia del efecto primario el que, por tanto, devendría en causal de segundo orden. Los valores son 4 para directo y 1 para indirecto.
  
- ✓ **Acumulación (Ac) – Incremento progresivo:** La tendencia muestra el incremento progresivo o no de la manifestación del impacto sobre la o las variables socioambientales, considerando la acción extendida y frecuente en el área de evaluación. De acuerdo con esto el impacto puede ser simple o acumulativo.

**Simple:** Es el caso en que el impacto que se está evaluando se presenta sobre una variable ambiental, de forma tal que la acción reiterada que lo origina no incrementa progresivamente la magnitud del impacto, induciendo a nuevos impactos. Valor asignado de 1.

**Acumulativo:** Es el caso en el que la acción creadora de un impacto incrementa progresivamente su magnitud, ante la imposibilidad de que la variable afectada pueda recuperarse en la misma proporción que la acción se incrementa espaciotemporalmente. Valor asignado de 4.

- ✓ **Extensión (EX):** Se refiere al área del entorno socio-ambiental que en teoría se vería afectada por el impacto generado sobre una variable determinada. La cobertura de los impactos depende mucho de las actividades que se ejecutan y las condiciones socio-ambientales del área donde se desarrolla el proyecto. De acuerdo con la cobertura, los impactos pueden ser puntuales, locales y regionales, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

**Puntual:** La calificación puntual con un valor de uno (1) se da siempre y cuando el impacto que se genere se encuentre dentro del área de influencia directa del proyecto; como es la ubicación de la locación y los derechos de vía de línea de Flujo (100 metros de ancho) y vía de acceso (200 metros), área de influencia directa la cual se identificara para cada proyecto. Tiene una valoración de 1.

**Local:** La calificación local con un puntaje de cuatro (4) se da cuando los impactos trascienden las áreas aledañas y territorio específico a la vía de acceso, locación línea de flujo, afectando los factores económicos, físicos y bióticos, sin llegar a abarcar la totalidad del área de influencia indirecta del estudio. Tiene una valoración de 4.

**Regional:** La calificación regional con un valor de ocho (8) puntos se da cuando los impactos generados por el proyecto sobrepasan los límites municipales y departamentales afectando los componentes sociales, físicos y bióticos. Tiene una valoración de 8.

✓ **Momento (Mo)** – Plazo de manifestación: Califica el tiempo en que el impacto se desarrolla completamente, es decir, tiempo en que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado. El Desarrollo se califica según la Tabla 5:

**Tabla 5.**Rango de Momento (Mo)

	Rango	Calificación
Inmediato	Tiempo nulo a 2 meses	4
Rápido	Entre 3 y 6 meses	3
Medio	Entre 7 y 12 meses	2
Largo plazo	Mayor 1 año	1

- ✓ **Persistencia (Pe)** – Permanencia del efecto: Califica el período y existencia del impacto, y sus consecuencias, independiente de toda acción de mitigación o corrección. La calificación se hace de acuerdo con el rango establecido en la Tabla 6.

**Tabla 6.**Rango de Persistencia (Pe)

	Rango	Calificación
Permanente	(>3 años)	4
Media	Entre 1 y 3 años	3
Corta	Entre 3 y 12 meses	2
Fugaz	(<3 meses)	1

- ✓ **Intensidad (I)** – Grado de destrucción: Califica la dimensión del cambio ambiental producido sobre un determinado recurso del ambiente, teniendo en cuenta el estado en que se encuentra antes de producirse la actividad impactante (Ver Tabla 7).

**Crítico:** Este criterio de valoración con una calificación de doce (12) puntos se da cuando la importancia del impacto es muy significativa sobre los recursos naturales que son afectados por las intervenciones antrópicas durante el proyecto, provocando grandes daños irreversibles e irreparables como pérdida vegetación nativa, pérdida del patrimonio arqueológico, etc.

**Muy alta:** Este criterio de valoración con una calificación de ocho (8) puntos se da cuando la importancia del impacto afecta los componentes sociales, físicos, bióticos de una manera relevante en la cual el efecto puede ser permanente generando altas alteraciones a la fauna y flora del área intervenida, donde se tendrán que implementar medidas de manejo de carácter muy estricto para lograr una recuperación a largo plazo.

**Alta:** Este criterio de valoración con una calificación de seis (6) puntos se da cuando el impacto generado por el proyecto puede persistir en un tiempo mayor de 1-3 años afectándolos componentes físicos, bióticos y socioeconómicos.

**Medio:** Este criterio de valoración con una calificación de cuatro (4) puntos se da cuando la importancia del impacto que afecta a los recursos naturales y sociales se puede recuperar de manera corta entre 3 a 23 meses con la implementación de medidas de manejo

**Bajo:** Este es el criterio con menor calificación, con un puntaje de uno (1) la cual se utiliza en los impactos que son poco significativos con los componentes físicos, bióticos y socioeconómicos, donde las medidas de manejo que se implementen provocaran una rápida recuperación sobre el impacto debido al nivel que este presenta.

**Tabla 7.**Valores de Intensidad (I)

Rango	Calificación
Critica	12
Muy alta	8
Alta	6
Medio	4
Bajo	1

✓ **Sinergia (Si)** – Regularidad de la manifestación: Contempla la generación de dos o más efectos simples, es decir, cuando una acción sobre un factor presenta sinergia con otras acciones sobre el mismo factor. Este parámetro se califica entre 1 y 4, dentro de los rangos definidos en la Tabla 8.

**Tabla 8.**Rango de Sinergia (Si)

Rango	Calificación
Muy sinérgico	4
Sinérgico	2
No sinérgico	1

- ✓ **Reversibilidad (Rs):** Se refiere a la capacidad del medio socio-ambiental para asimilar naturalmente un cambio o impacto generado por una o varias actividades del proyecto en evaluación, de forma que activa mecanismos de autodepuración o auto-recuperación, sin la implementación de medidas de manejo, una vez desaparece la acción causante de la alteración (Ver Tabla 9).

**Tabla 9.**Valores de Reversibilidad (Rs)

	Rango	Calificación
Irreversible	>5 años	4
Mediano plazo	Entre 3 y 5 años	3
Corto plazo	Entre 3 y 23 meses	2
Inmediato	<3 meses	1

- ✓ **Periodicidad (Pr) – Regularidad de la manifestación:** La periodicidad se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, bien sea de manera cíclica o recurrente (efecto frecuente), de forma impredecible en el tiempo (efecto discontinuo) o constante en el tiempo (efecto permanente). En la Tabla 10 se presentan los valores.

**Tabla 10.**Valores de Periodicidad (Pr)

Rango	Calificación
Permanente	4
Frecuente	2
Discontinuo	1

- ✓ **Recuperabilidad (Re)** – Reconstrucción por medios humanos: Se refiere a la posibilidad de que la alteración generada sobre una de las variables socio-ambientales por una acción dada se pueda eliminar por la ejecución de medidas de manejo ambiental. Los criterios a tener en cuenta para la recuperación están en función del tiempo requerido para esto (ver Tabla 11).

**Tabla 11.**Valores de Recuperabilidad (Re)

	Rango	Calificación
Irrecuperable	>a 11 años	8
Mitigable	Entre 4 y 10 años	4
Mediano plazo	Entre 1 y 3 años	2
Recuperable de manera inmediata	<1 año	1

- ✓ **Índice de Importancia Ambiental (I.I.A.):** Es el resultado final que se obtiene al integrar las anteriores variables mediante la siguiente fórmula:

$$\text{I.I.A.} = \text{Ca} (3*\text{I}+2*\text{EX}+\text{EF}+\text{Ac}+\text{Mo}+\text{Pe}+\text{Si}+\text{Rs}+\text{Pr}+\text{Re})$$

La calificación obtenida puede oscilar entre 13 y 100, tanto positiva como negativa. De acuerdo con el resultado obtenido el impacto se clasifica, así:

**Tabla 12.** Clasificación de acuerdo al I.I.A.

Rango	Calificación	Color
<b>Carácter negativo</b>		
Critico	>75	
Severo	51 a 75	
Moderado	25 a 50	
Irrelevante	< 25	
<b>Carácter positivo</b>		
Muy importante	>+ 50	
Importante	+25 a +50	
Poco importante	< + 25	

La valoración se realiza con el fin de transformar una opinión subjetiva, basada en la caracterización ambiental, en un número cuya interpretación permite establecer la importancia o significancia del impacto.

### **3.3 IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS**

A continuación se presentan los resultados obtenidos en la identificación y evaluación de impactos sin y con proyecto para el área de influencia donde posiblemente se desarrollará la extracción de hidrocarburos no convencionales utilizando fracturamiento hidráulico.

#### **3.3.1 Sin proyecto**

La identificación de los impactos sin proyecto, se refiere a la determinación y evaluación de los impactos que se presentan en el área de influencia, debido a las

actividades existentes actualmente en la zona y a las condiciones actuales del área de influencia del proyecto.



En el área actualmente se desarrollan actividades industriales petroleras y agropecuarias; a continuación se numeran las actividades identificadas:

- Actividades industriales petroleras
  - ✓ Contratación de personal no calificado para obras civiles, mantenimientos, obreros de patio, servicios generales
  - ✓ Extracción de hidrocarburos
  - ✓ Captación de agua superficial
  - ✓ Manejo, tratamiento y disposición de residuos líquidos domésticos e industriales
  
- Actividades agrícolas y pecuarias
  - ✓ Ganadería Extensiva con doble propósito (carne y leche)
  - ✓ Cría de especies menores (porcinos y aves de patio)
  - ✓ Corte de maderas para horcones, cercar y cocinar
  - ✓ Captación de aguas superficiales y de nacimientos
  - ✓ Disposición final y tratamiento de residuos sólidos orgánicos e inorgánicos (quema abierta, entierro y/o disposición a campo abierto)
  - ✓ Disposición final y tratamiento de aguas residuales domésticas (Pozos sépticos y disposición directa a campo Abierto).

En la tabla 13, 14, 15, 16 Y 17 se presenta la identificación de impactos ambientales y en las tablas 18, 19, 20 y 21 la respectiva evaluación o valoración de los impactos ambientales identificados.



**Tabla 13.**Identificación de impactos sin proyecto

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades					
			Actividades Agrícolas y Pecuarias					
			ganadería (carnes y peces)	Cría de especies ( porcinos y aves)	Corte de maderas( cercar y cocinar)	Captación de aguas superficiales y de nacimientos	Disposición final y tratamiento de residuos sólidos ( quema abierta, entierro o disposición directa)	Disposición final y tratamiento de aguas residuales
Físico	Geología-Edafología	Geomorfología						
		perdida de la capacidad agrologica del suelo por sobrepastoreo y erosión						
		Calidad del suelo y subsuelo						
	Geomorfología	Procesos erosivos						
	Hidrología	Calidad del agua (Concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas del agua superficial)						
		modificación en la cantidad o disponibilidad						
		Cambio en la escorrentía superficial						
	hidrogeología	Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo						
	Paisaje	Cambio en la calidad del escenario natural						
	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas						
		cambio en el uso actual						
	Clima	Aumento de la concentración de gases						
	Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)						
		Ruidos ( cambio en los niveles)						

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo



**Tabla 14.** Identificación de impactos sin proyecto

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades					
			Actividades Agrícolas y Pecuarias					
			ganadería (carnes y peces)	Cría de especies ( porcinos y aves)	Corte de maderas( cercar y cocinar)	Captación de aguas superficiales y de nacimientos	Disposición final y tratamiento de residuos sólidos ( quema abierta, entierro o disposición directa)	Disposición final y tratamiento de aguas residuales
Biótico	Recurso hidrobiológico y peces	alteración de la calidad de los Hábitats						
		Cambio en la estructura de la comunidad hidrobiológica						
	Fauna	Alteración de la calidad de los Hábitats faunísticos						
		Cambios en la composición de la fauna						
	Vegetación	Disminución de las coberturas vegetales						
		Disminución de la regeneración natural						
Económico	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos						
	Infraestructura y servicios públicos y sociales	cambio en los usos del agua						
		cambio en la demanda						

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo



**Tabla 15.**Identificación de impactos sin proyecto

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades			
			actividad Industrial			
			Petrolera			
			Contratación de personal no calificado	Extracción de Hidrocarburos	Captación de agua superficial	Manejo, tratamiento y disposición de residuos líquidos domésticos e industriales
Físico	Geología - Edafología	Geomorfología				
		Perdida de la capacidad agrologica del suelo por sobrepastoreo y erosión				
		Calidad del suelo y subsuelo				
	Geomorfología	Procesos erosivos				
	Hidrología	Calidad del agua (Concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas del agua superficial)				
		Modificación en la cantidad o disponibilidad				
		Cambio en la escorrentía superficial				
	hidrogeología	Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo				
	Paisaje	Cambio en la calidad del escenario natural				
	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas				
		cambio en el uso actual				
	Clima	Aumento de la concentración de gases				
	Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)				
		Ruidos ( cambio en los niveles)				

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo



**Tabla 16.** Identificación de impactos sin proyecto

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades						
			actividad Industrial Petrolera						
			Contratación de personal no calificado	Extracción de Hidrocarburos	Captación de agua superficial	Manejo, tratamiento y disposición de residuos líquidos domésticos e industriales			
Biótico	Recurso hidrobiológico y peces	alteración de la calidad de los Hábitats							
		Cambio en la estructura de la comunidad hidrobiológica							
	Fauna	alteración de la calidad de los Hábitats faunísticos							
		Cambios en la composición de la fauna							
	Vegetación	Disminución de las coberturas vegetales							
		Disminución de la regeneración natural							
Económico	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos							
		Cambio en la oferta de empleo							
		Mejoramiento de la calificación del personal vinculado a la actividad de hidrocarburos							
	Infraestructura y servicios públicos y sociales	cambio en los usos del agua							
		cambio en la demanda							

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo

**Tabla 17.**Identificación de impactos sin proyecto

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades			
			actividad Industrial			
			Petrolera			
			Contratación de personal no calificado	Extracción de Hidrocarburos	Captación de agua superficial	Manejo, tratamiento y disposición de residuos líquidos domésticos e industriales
	Estructura y dinámica Poblacional	Cambio en la dinámica migratoria				
	Procesos productivos y tecnológicos	Reducción a las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra				
	Actores sociales	Generación de expectativas				
		Generación de conflictos sociales				
	Presencia institucional y organización comunitaria	Dependencia de la empresa petrolera				
		Incremento en los proyectos sociales				
		Desarrollo nacional				

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo

**Tabla 18.** Evaluación de impactos sin proyecto

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	RANGO
				NoP	DoI	SoA	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Actividades agrícolas y Pecuarias	ganadería (carne y peces)	Geología –Edafología	Geomorfología	-1	1	1	1	1	2	6	2	2	2	2	-33	Moderado
			perdida de la capacidad agrologica del suelo por sobrepastoreo y erosión	-1	4	4	4	1	4	6	1	3	4	2	-49	Moderado
			Calidad del suelo y subsuelo	-1	4	1	1	2	3	4	2	3	2	4	-35	Moderado
		Hidrología	Calidad del agua (Concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas del agua superficial)	-1	1	4	4	2	3	4	2	3	2	4	-41	Moderado
			modificación en la cantidad o disponibilidad	-1	4	1	1	2	2	6	2	3	4	1	-39	Moderado
			Cambio en la escorrentía superficial	-1	4	4	1	3	4	4	4	2	4	4	-43	Moderado
		Recurso hidrobiológico y peces	alteración de la calidad de los Hábitats	-1	4	4	4	4	3	6	2	2	1	1	-47	Moderado
			Cambio en la estructura de la comunidad hidrobiológica	-1	4	4	4	3	3	6	2	2	1	1	-46	Moderado
		Fauna	alteración de la calidad de los Hábitats faunísticos	-1	4	1	4	4	4	6	4	4	4	4	-55	Severo
			Cambios en la composición de la fauna	-1	4	4	4	4	4	6	4	3	4	2	-55	Severo
		Paisaje	Cambio en la calidad del escenario natural	-1	4	4	4	2	3	4	2	3	2	4	-44	Moderado
		Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos	1	4	1	1	2	4	6	2	2	2	2	39	Importante
		Infraestructura y servicios públicos y sociales	cambio en los usos del agua	-1	4	4	4	2	4	4	2	4	4	2	-46	Moderado

**Tabla 19.** Evaluación de impactos sin proyecto

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Perioidicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia	RANGO
				NoP	DoI	SoA	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Actividades agrícolas y Pecuarias	Cría de especies	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas	-1	1	1	1	2	2	1	1	2	2	2	-18	Irrelevante
		Hidrología	modificación en la cantidad o disponibilidad	-1	4	1	1	3	4	1	1	2	1	1	-22	Irrelevante
			Calidad del agua (Concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas del agua superficial)	-1	1	1	4	2	3	1	2	2	1	1	-24	Irrelevante
	Corte de maderas( cercar y cocinar)	Geomorfología	Procesos erosivos	-1	1	4	1	1	3	4	2	3	1	4	-33	Moderado
		Paisaje	Cambio en la calidad del escenario natural	-1	4	4	1	4	4	4	4	4	4	2	-44	Moderado
		Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	1	1	4	1	1	1	1	1	1	-19	Irrelevante
		Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)	-1	4	1	1	4	1	1	1	1	2	1	-20	Irrelevante
			Ruidos ( cambio en los niveles)	-1	1	1	1	4	1	1	1	1	2	1	-17	Irrelevante
		Vegetación	Disminución de las coberturas vegetales	-1	4	4	1	4	3	6	2	3	2	4	-46	Moderado
			Disminución de la regeneración natural	-1	4	4	1	4	3	6	2	3	2	3	-45	Moderado
		Fauna	Alteración de la calidad del hábitats	-1	4	1	1	4	3	6	2	3	2	2	-41	Moderado
			Cambio en la composición	-1	4	1	1	4	1	4	1	1	2	1	-29	Moderado
	Captación de aguas superficiales y de nacimientos	Hidrología	Modificación en la cantidad o disponibilidad	-1	4	4	4	4	3	6	2	3	4	2	-52	Severo
		hidrogeología	Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo	-1	4	4	4	2	3	4	2	3	2	4	-44	Moderado
		Recurso hidrobiológico y peces	Cambio en la estructura de la comunidad hidrobiológica	-1	4	4	1	4	2	4	2	2	1	1	-34	Moderado
		Infraestructura y servicios públicos y sociales	cambio en los usos del agua	-1	4	4	4	2	4	4	2	3	4	2	-45	Moderado

**Tabla 20.** Evaluación de impactos sin proyecto

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia	RANGO
				NoP	DoI	SoA	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Actividades agrícolas y Pecuarias	Disposición final y tratamiento de residuos sólidos (quema abierta, entierro o disposición directa)	Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	4	4	4	4	4	2	3	4	4	-49	Moderado
		Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)	-1	4	4	4	4	4	4	2	3	4	4	-49	Moderado
		Paisaje	Cambio en la calidad del escenario natural	-1	1	1	1	1	2	1	2	2	4	1	-19	Irrelevante
		Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas	-1	1	1	1	3	2	1	2	2	4	1	-21	Irrelevante
		Hidrología	Cambio en las concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas	-1	4	4	4	4	3	6	2	2	2	2	-49	Moderado
		Fauna	Alteración en la calidad	-1	1	1	1	1	2	4	4	2	4	4	-33	Moderado
			Cambio en la composición	-1	4	1	1	3	2	4	1	2	1	1	-29	Moderado
		Recurso hidrobiológico y peces	Alteración de la calidad	-1	4	4	1	3	3	6	2	2	4	1	-43	Moderado
	Infraestructura y servicios públicos y sociales	Cambio en la demanda	-1	4	4	4	2	4	4	2	2	4	2	-44	Moderado	
	Disposición final y tratamiento de aguas residuales domesticas (pozos sépticos y campo abierto)	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas	-1	4	4	4	3	4	4	4	3	2	4	-48	Moderado
			cambio en el uso actual	-1	4	1	1	3	3	6	2	3	2	4	-42	Moderado
		Hidrología	Cambio en las concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas	-1	4	4	4	3	3	4	2	3	4	2	-45	Moderado
		Fauna	Alteración de la calidad de los hábitats	-1	1	1	1	3	2	8	4	3	2	4	-46	Moderado
		Recurso hidrobiológico y peces	Alteración de la calidad de los hábitats	-1	4	4	1	3	3	6	2	2	4	1	-43	Moderado
Infraestructura y servicios públicos y sociales		Cambio en la demanda	-1	4	4	4	2	4	4	2	2	4	2	-44	Moderado	

**Tabla 21.** Evaluación de impactos sin proyecto

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periódicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia	RANGO
				NoP	DoI	SoA	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
actividad Industrial Petrolera	Contratación de personal no calificado	Estructura y dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria	-1	4	4	4	1	3	4	2	3	2	2	-41	Moderado
		Infraestructura y servicios públicos y sociales	Cambio en la demanda de servicios públicos y sociales	-1	1	4	4	2	2	4	2	3	1	2	-37	Moderado
		Procesos productivos y tecnológicos	Afectación a las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra	-1	4	4	4	1	2	6	2	2	2	1	-44	Moderado
		Mercado laboral	Cambio en la oferta de empleo	1	4	4	4	2	4	4	1	2	1	2	40	Importante
			Cambio en el nivel de ingresos	1	4	4	4	3	1	4	2	3	1	2	40	Importante
			Mejoramiento de la calificación del personal vinculado a la actividad de hidrocarburos	1	1	4	4	2	3	4	2	2	1	2	37	Importante
		Actores sociales	Generación de expectativas	1	4	4	4	4	2	4	2	2	2	2	42	Importante
			Generación de conflictos sociales	-1	1	4	4	4	2	6	2	2	1	1	-43	Moderado
	Presencia institucional y organización comunitaria	Dependencia de la empresa petrolera	-1	4	4	4	2	4	4	2	2	4	2	-44	Moderado	
	Extracción de hidrocarburos	Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	1	4	4	1	1	1	1	1	1	-25	Irrelevante
		Ruido	Cambio en los niveles de ruido	-1	1	1	4	4	2	1	1	1	1	1	-23	Irrelevante
		Presencia institucional y organización comunitaria	Incremento en los proyectos sociales	1	1	1	4	1	2	4	2	2	2	1	32	Importante
			Desarrollo nacional	1	1	1	4	1	3	4	1	3	1	2	33	Importante
	Captación de agua superficial	Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	1	4	4	1	1	1	1	1	1	-25	Irrelevante
		Ruido	Cambio en los niveles de ruido	-1	4	1	4	4	1	1	1	1	1	1	-25	Irrelevante
		Hidrología	Modificación en la cantidad o disponibilidad	-1	4	1	4	4	1	1	1	1	1	1	-25	Irrelevante
	Manejo, tratamiento y	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas	-1	4	4	4	2	1	4	2	3	2	4	-42	Moderado
		Fauna	Alteración de la calidad de los hábitats	-1	1	4	4	3	2	4	4	3	2	4	-43	Moderado

La calificación realizada en las matrices corresponde a la valoración asignada por los autores del presente trabajo, metodológicamente se desarrolló de la siguiente manera: Se establecieron las actividades tradicionales que se ejecutan en las zonas donde posiblemente se desarrollen yacimientos no convencionales implementando fracturamiento hidráulico en Colombia a partir de la lectura realizada con la caracterización y las relaciones con los posibles impactos dando a los mismos una calificación.

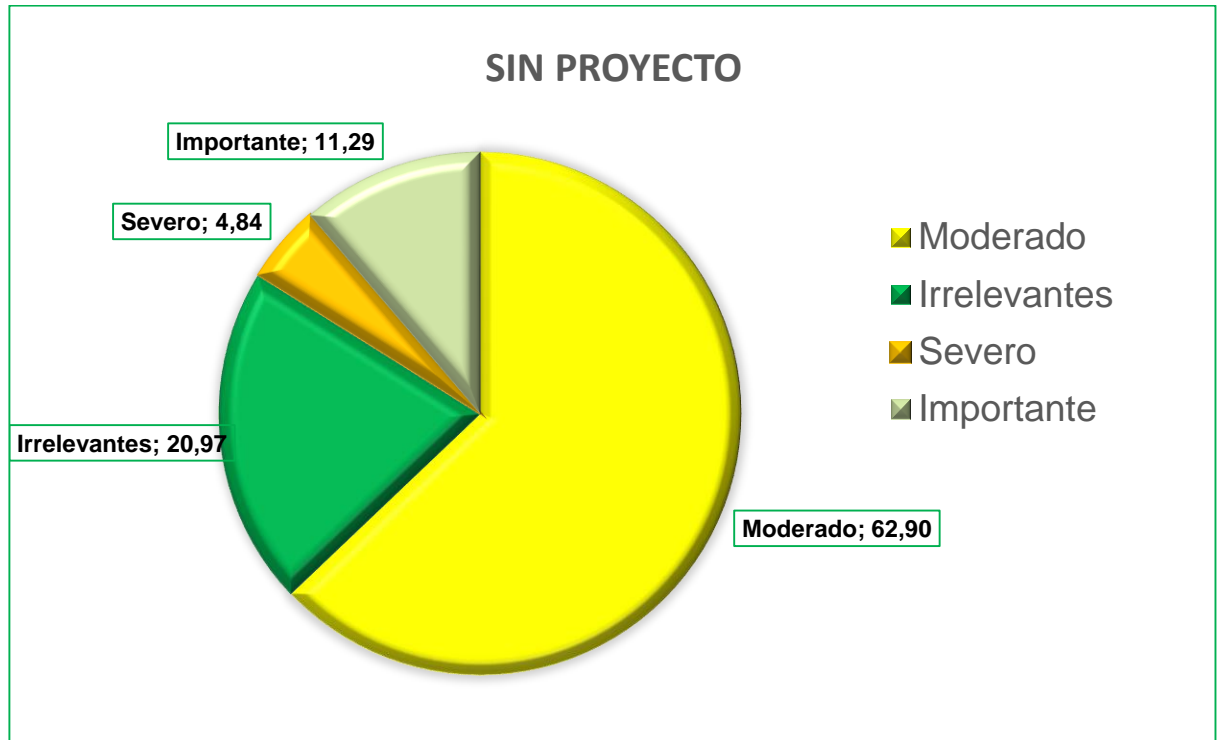
Para la asignación de calificaciones se tuvo en cuenta la experiencia de la industria petrolera en algunas zonas aledañas planteando impactos positivos y negativos como la llegada de población de otras regiones que a su vez genera inseguridad y conflictos entre antiguos y nuevos residentes, mayor demanda de servicios públicos (agua), construcción de vías, generación de empleo, capacitaciones y entrenamiento en actividades distintas a la economía tradicional.

A partir de este trabajo se presenta en la figura 19 los resultados de la valoración de impactos Sin Proyecto, la cual corresponde a las condiciones actuales de las zonas prospectivas, donde se puede observar que la actividad agrícola y Pecuaria genera la mayor parte de los impactos identificados para las zonas, debido a que estas actividades que desarrollan los habitantes , aportan impactos significativos como cambios en la cobertura vegetal y hábitats; generados por la tala de árboles y mejoramiento de pastos para abrir más la frontera de la ganadería. Es de aclarar que se tienen en cuenta las actividades petroleras para la evaluación actual de impactos ambientales, pues la mayoría de las cuencas que presentan potencial en hidrocarburos no convencionales ya cuentan con explotación de hidrocarburos convencionales.

El análisis de impactos sin proyecto arrojó que el 62.9 % corresponden a impactos valorados como moderados, el 20,97% irrelevantes, el 11,29% importantes y 4,84% severos.

Como se define en el tema de criterios de valoración y evaluación de impactos, los rangos del Índice de Importancia Ambiental denominados “Muy Importante”, “Importante” y “Poco Importante” se refieren a calificaciones relacionadas con impactos positivos.

**Figura 19.** Valoración de impactos sin proyecto



A continuación se realiza la descripción de impactos más significativos evidenciados en las áreas de interés:

➤ **Componente Físico**

✓ **Alteración de las condiciones geotécnicas del suelo:**

Se calificó como Moderado este impacto para lo relacionado a la ganadería extensiva con doble propósito (-33), factores como la pisada de ganado y la siembra de pastos, pueden hacer que los suelos pierdan resistencia y se vean afectados produciendo flujos de tierra, deslizamientos o hundimientos.

✓ Cambios en las Propiedades Fisicoquímicas del Suelo:

Este impacto se valoró como Irrelevante para las actividades de crianza de especies porcinas y aves (-18), dado que no se presentan galpones o granjas que tengan como actividad la crianza extensiva de estas especies, la disposición final y tratamiento de residuos sólidos se valoró como Irrelevante (-21), porque las comunidades cuentan con pozos sépticos y el vertimiento directo a campo abierto no es significativo. Este impacto se valoró como Moderado para las actividades de manejo, tratamiento y disposición de residuos asociados a la actividad petrolera, pues la mayoría de las industrias disponen las aguas residuales tratadas previamente mediante infiltración al suelo.

✓ Activación o generación de procesos erosivos:

Este impacto está asociado a la actividad Agrícola y pecuaria (-33) y a la ganadería extensiva, dichas actividades afectan los suelos de forma moderada debido a que se puede activar procesos erosivos como erosión laminar y erosión mecánica, e igualmente se valoró como moderado por el desarrollo de la actividad relacionada con la tala de árboles con el objetivo de obtener madera para horcones, cercar y cocinar (-33); por medio de la tala de árboles se activan procesos de erosión que puede afectar el suelo como la erosión por surcos y/o desprendimiento.

✓ Desestabilización en laderas y/o márgenes de cauces:

Este impacto considerado como Moderado, está asociado a la ganadería extensiva con doble propósito y se refiere a las laderas en donde hay presencia de ganado, sitios donde el suelo puede verse afectado por el continuo paso o movimiento de ganado llegando a provocar la inestabilidad del terreno.

✓ Cambio en el uso actual del suelo:

Este impacto se calificó como Moderado porque está relacionado con la actividad de mejoramiento de pastos; la cual genera conflictos de uso de suelo en áreas que no deben ser utilizadas para pastos.

✓ Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico superficial:

Impacto asociado a la captación de agua superficial que realizan las comunidades para satisfacer sus necesidades básicas y pecuarias. Por lo anterior y teniendo en cuenta que en los últimos años a nivel nacional se vienen presentando épocas de fuertes veranos el recurso disminuye por lo tanto este impacto se calificó como Severo (-52).

✓ Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo:

Este impacto se valoró como Moderado (-39) por la captación de aguas de nacimientos que realizan las comunidades para satisfacer sus necesidades básicas y pecuarias, generalmente se capta agua de manera individual de nacimientos cercanos, agotando la disponibilidad del recurso.

✓ Alteración de la calidad del aire por aumento en la concentración de gases y material particulado:

Este impacto considerado como Moderado (-49), está relacionado con la práctica de quema de residuos sólidos orgánicos e inorgánicos que realizan las comunidades por no contar con el servicio de recolección, tratamiento y disposición de residuos sólidos.

✓ Incremento o disminución en las concentraciones de sustancias químicas, características físicas y bacteriológicas del agua superficial:

Fue valorado como Moderado (-41) para la actividad de ganadería dado que en algunas ocasiones se fumigan animales para el control de plagas en lugares

cercanos a fuentes hídricas alterando la composición del agua al entrar en contacto con los fungicidas.

➤ Componente Biótico

En cuando a los impactos ambientales generados por la Infraestructura petrolera y actividades agropecuarias existentes en la zona sobre el componente biótico, se consideran Severos:

✓ Cambio en la composición de la fauna:

Impacto considerado como Severo en las actividades de ganadería extensiva con doble propósito (carne y leche) (-55), pues en la actualidad, las comunidades destruyen la vegetación para extender la frontera de la ganadería, obligando a las especies de fauna a desplazarse en busca de nuevos refugios y fuentes de alimento.

✓ Alteración en la calidad de los hábitats acuáticos:

Impacto generado por las actividades ganaderas, las cuales afectan la calidad del hábitat para la biótica acuática debido al aporte de materia orgánica proveniente de los desechos del ganado, este impacto es considerado severo.

➤ Componente Socioeconómico

En relación con el análisis de los impactos desde la perspectiva socioeconómica se identificaron 10 impactos, sin embargo, los de carácter negativo, en su mayoría fueron evaluados como Moderados.

✓ Cambio en los usos del agua:

Partiendo del hecho que la principal actividad económica de las zonas de estudio es la ganadería de tipo extensivo, no puede desconocerse la necesidad de agua que esta ha requerido durante muchas décadas de dedicación, es decir, se constituye un impacto acumulativo. En segundo lugar, se analiza desde el punto de

vista de la demanda de agua de nacimientos y otras fuentes superficiales para el consumo humano, y su periodicidad permanente por cuanto la población siempre requiere el líquido y de tipo acumulativo producto del crecimiento de población en las regiones. Este impacto se califica como Moderado.

✓ Dependencia de la empresa petrolera:

El impacto se analiza a partir de la contratación de personal (-44), dado que son comunidades que tradicionalmente se dedicaban a actividades propias del campo en las cuales la remuneración no era tan significativa como lo puede llegar a ser en la industria de los hidrocarburos, esto hace que las comunidades se desarraiguen de sus costumbres y se cree una dependencia a los ingresos generados por la industria en las regiones.

✓ Afectación de las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra (-44):

Cuando los proyectos de hidrocarburos se desarrollan a largo plazo, la contratación de personal tiende a generar en la población preferencia por el desempeño en actividades propias de este sector y por consiguiente se reduce el desarrollo de las actividades tradicionales en los predios de la zona, lo que genera una debilidad para los finqueros, quienes no consiguen fácilmente personal para laborar en los predios. Las categorías que marcan la evaluación son la intensidad y la acumulación.

✓ Generación de conflictos sociales:

Los conflictos de manera general se relacionan con actividades evidentes como la movilización de maquinaria y vehículos, la contratación de personal y, relacionada con este los trabajos que se realizan en los pozos con miras al mantenimiento de los mismos, además la comunidad evidencia que el desarrollo de la actividad de hidrocarburos en la zona ha generado un conflicto social que implica la participación de actores externos armados ya sean delincuencia común o grupos al margen de la ley. Este impacto se califica como Moderado con valor de -43. En conclusión en la matriz sin proyecto, la valoración de los impactos a partir del componente

socioeconómico son en su mayoría Moderados, ya sea por la adaptación de las zonas en donde existe actividad asociada a hidrocarburos o por la ausencia de la misma en la gran mayoría del territorio que presenta potencial para la explotación de hidrocarburos no convencionales que probablemente se extraigan mediante fracturamiento hidráulico en el futuro.

### **3.3.2 Con Proyecto**

Teniendo en cuenta las actividades que posiblemente se lleguen a desarrollar para la extracción de hidrocarburos no convencionales en Colombia utilizando la técnica de fracturamiento hidráulico, se identificaron una serie de impactos basados en la percepción y experiencia de algunos países en los cuales ya se han desarrollado este tipo de proyectos durante un periodo de tiempo considerable, para las etapas del proceso identificadas anteriormente al definir el fragmento del proceso a analizar utilizando el ciclo de vida, los procesos son:

- Construcción de locaciones.
- Perforación
- Fracturamiento hidráulico.

### **3.3.3 Construcción de locaciones**



Para la identificación y evaluación de impactos durante la construcción de las locaciones se tuvo en cuenta las siguientes actividades:

- ✓ Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios.
- ✓ Movimiento de tierra.
- ✓ Transporte de equipos y vehículos de transporte personal.
- ✓ Adecuación de infraestructura provisional o temporal.

En las tablas 22 y 23 se presenta la identificación de impactos ambientales y en las tablas 24, 25 y 26 la respectiva evaluación o valoración de los impactos ambientales con proyecto para la construcción de la locación.



**Tabla 22.** Identificación de impactos para la fase de construcción de la locación

	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades			
			Construcción			
			Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios	Movimiento de tierra	Transporte de equipos y vehículos de transporte personal	Adecuación de infraestructura provisional o temporal domésticos e industriales
Físico	Geología-Edafología	Geomorfología				
		perdida de la capacidad agrológica del suelo por sobrepastoreo y erosión				
		Calidad del suelo y subsuelo				
	Geomorfología	estabilidad de terrenos				
		Procesos erosivos				
	Hidrología	Calidad del agua ( Concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas del agua superficial)				
		modificación en la cantidad o disponibilidad				
		Cambio en la escorrentía superficial				
	Hidrogeología	Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo				
	Paisaje	Cambio en la calidad del escenario natural				
	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas				
		cambio en el uso actual				
	Clima	Aumento de la concentración de gases				
Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)					
	Ruidos ( cambio en los niveles)					
Biótico	Recurso hidrobiológico y peces	alteración de la calidad de los Hábitats				
		Cambio en la estructura de la comunidad hidrobiológica				
	Fauna	alteración de la calidad de los Hábitats faunísticos				
		pautas de comportamiento				
		Cambios en la composición de la fauna				
	Vegetación	Disminución de las coberturas vegetales				
Disminución de la regeneración natural						

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo

**Tabla 23.** Identificación de impactos para la fase de construcción de la locación

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades		
			Construcción		
			Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios	Movimiento de tierra	Transporte de equipos y vehículos de transporte personal
Económico	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos			
		Cambio en la oferta de empleo			
		Mejoramiento de la calificación del personal vinculado a la actividad de hidrocarburos			
	Infraestructura y servicios públicos y sociales	cambio en los usos del agua			
		Aumento flujo vehicular en la zona			
		Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica			
		cambio en la demanda			
	Estructura y dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria			
	Procesos productivos y tecnológicos	Afectación a las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra			
	Actores sociales	Generación de expectativas			
		Generación de conflictos sociales			
	Presencia institucional y organización comunitaria	Dependencia de la empresa petrolera			
		Incremento en los proyectos sociales			
		Desarrollo nacional			
	Patrimonio arqueológico	Deterioro o pérdida del patrimonio			

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo

**Tabla 24.** Evaluación de impactos para la fase de construcción de la locación

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Perioidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	RANGO
				No P	Do I	So A	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Construcción	Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios	Estructura y dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria	-1	4	4	4	2	3	6	2	2	4	2	-49	Moderado
		Infraestructura y servicios públicos y sociales	Cambio en la demanda de servicios públicos y sociales	-1	4	4	4	2	3	6	2	3	4	2	-50	Moderado
		Procesos productivos y tecnológicos	Afectación a las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra	-1	4	4	4	1	3	8	2	3	4	2	-55	Severo
		Mercado laboral	Cambio en la oferta de empleo	1	4	4	4	3	2	6	2	3	2	4	50	Importante
			Cambio en el nivel de ingresos	1	4	4	4	3	2	6	2	3	2	2	48	Moderado
			Mejoramiento de la calificación del personal vinculado a la actividad de hidrocarburos	1	1	4	4	2	2	4	2	3	2	2	38	Importante
		Actores sociales	Generación de expectativas	1	4	1	4	3	1	6	2	1	4	1	43	Importante
			Generación de conflictos sociales	-1	1	4	4	3	2	8	2	2	4	1	-51	Severo
		Presencia institucional y organización comunitaria	Dependencia de la empresa petrolera	-1	4	4	4	2	4	6	2	3	4	2	-51	Severo

**Tabla 25.** Evaluación de impactos para la fase de construcción de la locación

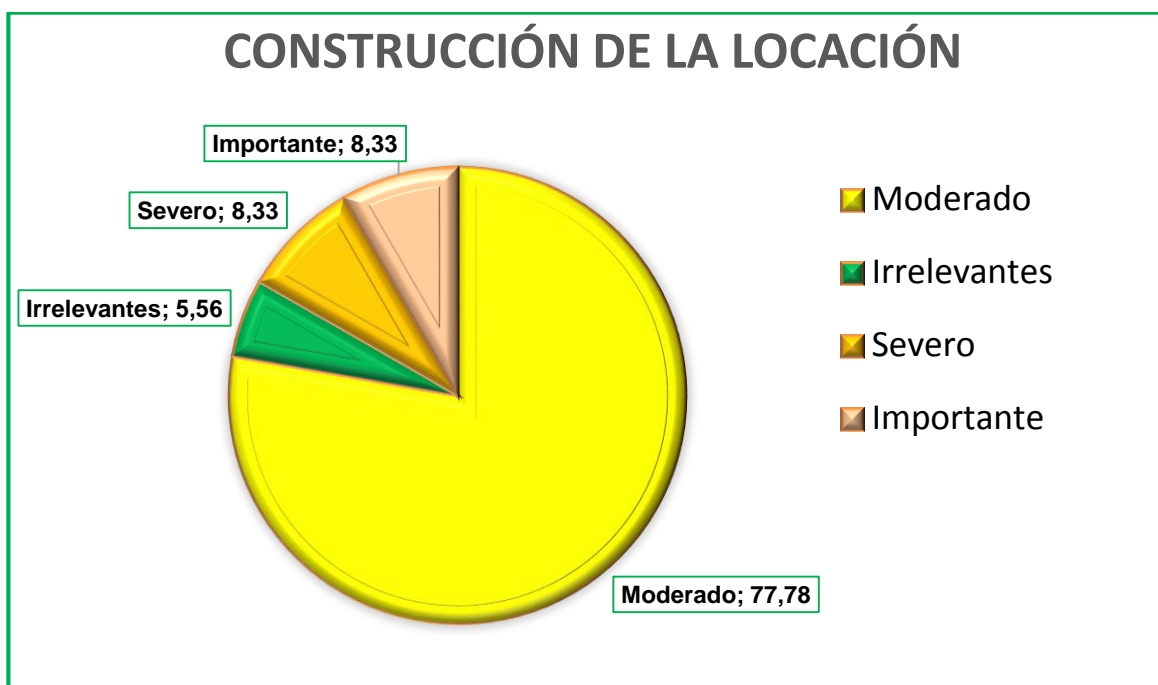
ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	RANGO
				No P	Do I	So A	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Construcción	Movimiento de tierra	Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	1	1	4	2	4	1	1	1	1	-29	Moderado
		Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)	-1	4	1	1	4	2	6	1	1	1	1	-35	Moderado
			Ruidos ( cambio en los niveles)	-1	4	1	1	4	2	6	1	1	1	1	-35	Moderado
		Geologia-Edafologia	Geomorfología	-1	4	4	4	3	4	4	2	3	2	4	-46	Moderado
			Calidad del suelo y subsuelo	-1	4	4	1	4	4	6	1	3	2	4	-46	Moderado
		Hidrología	Calidad del agua	-1	4	4	1	2	3	4	2	3	2	2	-36	Moderado
			Cambio en la escorrentía superficial	-1	4	4	1	3	3	6	2	2	4	2	-44	Moderado
		Procesos	Erosión	-1	1	4	1	8	3	6	2	3	2	4	-47	Moderado
			Estabilidad de terrenos	-1	4	1	1	4	3	6	2	2	1	1	-38	Moderado
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	4	4	1	4	4	6	4	4	4	8	-52	Severo
			Pautas de comportamiento	-1	4	4	1	4	4	4	2	2	4	1	-39	Moderado
		Paisaje	Cambio en la calidad del escenario natural	-1	4	4	1	3	2	6	2	4	4	4	-47	Moderado
		Patrimonio arqueológico	Deterioro o pérdida del patrimonio	-1	4	1	1	3	2	4	2	4	1	1	-32	Moderado
Infraestructura y servicios públicos y sociales	Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica	-1	4	1	4	3	2	4	2	2	1	1	-36	Moderado		

**Tabla 26.** Evaluación de impactos para la fase de construcción de la locación

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periódicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	RANGO
				N o P	D o I	S o A	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Construcción	Transporte de equipos y vehículos de transporte personal	Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	1	1	4	2	6	1	1	2	1	-36	Moderado
		Atmosfera	Calidad de aire	-1	4	1	1	4	2	6	1	1	2	1	-36	Moderado
			Ruidos	-1	4	1	1	4	2	6	1	1	2	1	-36	Moderado
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	4	1	1	4	1	4	2	1	2	1	-30	Moderado
			Pautas de comportamiento	-1	4	1	1	4	2	4	1	2	1	2	-31	Moderado
		Infraestructura y servicios públicos y sociales	Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica	-1	4	4	4	3	2	6	2	3	2	2	-48	Moderado
	Aumento flujo vehicular en la zona		-1	4	1	4	3	2	6	2	2	2	2	-44	Moderado	
	Adecuación de infraestructura provisional o temporal	Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)	-1	4	1	1	4	1	4	2	1	1	1	-29	Moderado
			Ruidos	-1	4	1	1	4	1	4	1	1	1	1	-28	Moderado
		Hidrología	Modificación de la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico	-1	4	4	1	4	2	6	2	2	4	2	-44	Moderado
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	1	4	1	4	4	4	4	3	4	2	-40	Moderado
			Pautas de comportamiento	-1	4	1	1	4	1	1	1	1	1	1	-19	Irrelevante
		Infraestructura y servicios públicos y sociales	Cambio en la demanda	-1	4	1	1	3	2	1	2	2	1	1	-21	Irrelevante

La valoración de impactos para la construcción de locaciones, en las zonas donde probablemente se ejecuten proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico en Colombia arrojó que el 77.8% (28) de los impactos dieron Moderados, el 8.3% (3) Importantes, 5.6% (2) irrelevantes y el 8.3% (3) Severos. En la Figura 20 se presenta la distribución mencionada.

**Figura 20.** Distribución de impactos para la construcción de las locaciones



A continuación se presenta una breve descripción de los impactos más significativos.

➤ **Componente Abiótico (Físico)**

La mayoría de impactos identificados para el componente físico son de tipo Moderado, en esta etapa la geofoma del terreno se verá afectada debido a que las características topográficas de la mayoría de las cuencas con alto potencial en hidrocarburos no convencionales demandaran actividades de aprovechamiento

forestal y movimiento de tierras para la construcción de locaciones. Así mismo el uso actual del suelo se verá modificado quedando áreas desnudas expuestas a la acción directa del viento y lluvias, conllevando a la activación de procesos de remoción en masa en áreas susceptibles a la erosión y alteraciones en la calidad del escenario natural del paisaje. Las condiciones fisicoquímicas del suelo podrían resultar impactadas por el manejo dado a los residuos sólidos y líquidos generados durante la construcción de la locación; alteración de la calidad del aire por aumento en la concentración de material particulado suspendido por el uso de maquinaria, movimientos de tierra y el uso de las vías existentes, entre otros.

➤ **Componente Biótico**

El aprovechamiento forestal, genera impacto negativo sobre el componente biótico que implica la pérdida o disminución de cobertura vegetal arbórea o arbustiva, cambios en la composición del paisaje, pérdida de nichos y fragmentación de hábitats; sin embargo, este impacto es considerado Severo (-52), gran parte de las cuencas que tienen alto potencial en hidrocarburos no convencionales cuentan con alta densidad de árboles por unidad de área, por lo tanto se vería seriamente afectada la biodiversidad de estas zonas, porque el fracturamiento hidráulico implica la perforación de múltiples pozos. Las actividades de remoción y disposición de cobertura vegetal, movimiento de tierras (corte y rellenos), conformación de zona de disposición de material de excavación y construcción de obras hidráulicas, generan impactos negativos sobre el componente biótico, pues implican cambios en la composición del paisaje y alteran directamente la calidad de los hábitats terrestres, producen cambios en la composición de la fauna.

La captación de agua superficial puede llegar a alterar la calidad de hábitats acuáticos, esta afectación podría generar cambios en las comunidades hidrobiológicas, características fisicoquímicas y bacteriológicas del agua, las cuales repercuten en la diversidad y productividad de comunidades como algas del perifiton y plancton, porque estos ecosistemas son altamente sensibles a los cambios en las

características del agua, reaccionando rápidamente, presentándose procesos de pérdida de comunidades altamente sensibles y poco tolerantes; y la posterior aparición de comunidades que puedan adaptarse mejor a las nuevas condiciones y tengan una mayor tolerancia. La generación de residuos líquidos y sólidos, puede llegar a afectar negativamente la calidad de los hábitats terrestres, por el mal manejo de ellos conllevando a la generación de vectores y especies generalistas, como roedores e insectos, que alteran el equilibrio del ecosistema y son focos de enfermedades infecciosas; al igual que el cambio de las características fisicoquímicas del suelo por la disposición de aguas no tratadas por aspersion sobre el mismo.

➤ **Componente Socioeconómico**

De acuerdo con la calificación obtenida los impactos socioeconómicos más relevantes durante el tiempo en el que se desarrollen estos yacimientos son:

**Afectación de las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra:**

Este impacto se refiere al cambio que se da en la oferta laboral por la demanda de personal durante la construcción, lo cual genera la preferencia de la población por dedicarse a las actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos y relegar las actividades pecuarias y agrícolas. Por esta razón, los finqueros deben traer mano de obra de otros lugares ante la imposibilidad de competir con el nivel de salarios que maneja la industria petrolera.

**Dependencia de la empresa petrolera:**

La construcción de locaciones es la etapa que mayor demanda de personal requiere y por consiguiente, se corre mayor riesgo de reducirse la oferta de personal para las actividades típicas de las zonas como lo es el desarrollo de la ganadería (actividad principal de la economía tradicional de las familias antiguas y nativas de las regiones).

Cambio en la dinámica migratoria:

Definida por la llegada de personal al lugar donde se ejecutara el proyecto con el objetivo de buscar empleo. Se presume que este impacto tiene una mayor probabilidad de ocurrencia de manera constante durante la etapa de construcción.

Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica:

Es un concepto amplio y se constituye en un impacto que abarca todas las posibles molestias que puedan generarse con ocasión del proyecto. Incluye los daños en la propiedad privada como cercas, viviendas, cultivos y accidentes con animales por causa de la movilización de la maquinaria y con estos aumento de ruido y polvo; cambio en la calidad y cantidad de agua por la demanda del recurso para el proyecto y quejas por sedimentos que caigan a la misma, a causa de movimientos de tierra y otras actividades propias de la construcción. Además, en la etapa Preoperativa se presenta una afectación a nivel puntual relacionada con la compra de una parte de predios y asociada con esta la reubicación de la vivienda de las personas involucradas; la situación generaría el traslado de una gran cantidad de familias cuya actividad principal es la agricultura y ganadería.

Por su parte los impactos positivos serian:

Cambio en la oferta de Empleo: Como consecuencia de la oportunidad que genera la actividad industrial de los hidrocarburos para la población y relacionada con la contratación de personal.

Cambio en el nivel de ingresos: Este impacto hace referencia al consecuente incremento de ingresos o generación de los mismos por la contratación de personal, adquisición de bienes y servicios en las zonas.

Conclusiones de la evaluación de impactos ambientales para la extracción de hidrocarburos no convencionales en Colombia aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico durante la etapa de construcción de locaciones:

Es la etapa que mayor impacto produce sobre los componentes bióticos y abióticos dado que requiere de la remoción de grandes cantidades de masa y la tala de muchos árboles, lo cual alteraría los hábitats faunísticos, generando migración de especies y deterioro en el paisaje.

#### **3.3.4 Perforación**



En las tablas 27 y 28 se presenta la identificación de impactos ambientales y en las tablas 29 y 30 la respectiva evaluación o valoración de los impactos ambientales con proyecto para la etapa de perforación.

**Tabla 27.** Identificación de impactos para la fase de perforación de pozos

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades				
			Perforación de pozos				
			Instalación y funcionamiento del taladro	Funcionamiento campamento temporal	Captación y transporte de agua superficial	Tratamiento y disposición de aguas residuales	Tratamiento y disposición de residuos sólidos
físico	Geología-Edafología	Geomorfología					
		perdida de la capacidad agrologica del suelo por sobrepastoreo y erosión					
	Geomorfología	Calidad del suelo y subsuelo					
		estabilidad de terrenos					
		Procesos erosivos					
	Hidrología	Calidad del agua ( Concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas del agua superficial)					
		modificación en la cantidad o disponibilidad					
		Cambio en la escorrentía superficial					
	hidrogeología	Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo					
	Paisaje	Intrusión visual					
		Cambio en la calidad del escenario natural					
	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas					
		cambio en el uso actual					
	Clima	Aumento de la concentración de gases					
Calidad de aire ( material particulado)							
Ruidos ( cambio en los niveles)							
biótico	Recurso hidrobiológico y peces	alteración de la calidad de los Hábitats					
		Cambio en la estructura de la comunidad hidrobiológica					
	Fauna	alteración de la calidad de los Hábitats faunísticos					
		pautas de comportamiento					
		Cambios en la composición de la fauna					
	Vegetación	Disminución de las coberturas vegetales					
		Disminución de la regeneración natural					

**Tabla 28.** Identificación de impactos para la fase de perforación de pozos

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades				
			Perforación de pozos				
			Instalación y funcionamiento del taladro	Funcionamiento campamento temporal	Captación y transporte de agua superficial	Tratamiento y disposición de aguas residuales	Tratamiento y disposición de residuos sólidos
Económico	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos					
		Cambio en la oferta de empleo					
		Mejoramiento de la calificación del personal vinculado a la actividad de hidrocarburos					
	Infraestructura y servicios públicos y sociales	cambio en los usos del agua					
		Aumento flujo vehicular en la zona					
		Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica					
		cambio en la demanda					
	Estructura y dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria					
	Procesos productivos y tecnológicos	Afectación a las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra					
	Actores sociales	Generación de expectativas					
		Generación de conflictos sociales					
	Presencia institucional y organización comunitaria	Dependencia de la empresa petrolera					
		Incremento en los proyectos sociales					
		Desarrollo nacional					
	Patrimonio arqueológico	Deterioro o pérdida del patrimonio					

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo

**Tabla 29.** Evaluación de impactos para la fase de perforación de pozo

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periódidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	RANGO	
				No P	Do I	So A	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA		
Perforación	Instalación y funcionamiento del taladro	Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	1	1	4	1	1	1	1	4	2	-23	Irrelevante	
		Atmósfera	Calidad de aire ( material particulado)	-1	4	1	1	4	1	1	1	1	1	1	1	-19	Irrelevante
			Ruidos	-1	4	1	1	4	2	4	1	1	1	1	1	-29	Moderado
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	4	1	1	4	4	4	1	1	1	2	1	-23	Irrelevante
			Pautas de comportamiento	-1	4	4	1	4	4	4	4	4	2	4	1	-41	Moderado
		Paisaje	Intrusión visual	-1	4	4	4	3	3	4	2	3	4	2	-45	Moderado	
	Infraestructura viaria	Viario rural	-1	4	4	4	3	2	6	2	2	2	1	-46	Moderado		
	Funcionamiento campamento temporal	Atmósfera	Ruido	-1	4	1	1	4	4	1	1	1	1	1	-22	Irrelevante	
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	1	1	1	4	4	4	4	1	4	1	-34	Moderado	
	Captación y transporte de agua superficial	Clima	Aumento de la concentración de gases	-1	4	1	1	4	1	1	1	1	1	1	-19	Irrelevante	
		Atmósfera	Calidad del aire ( material particulado)	-1	4	1	1	4	1	1	1	1	1	1	1	-19	Irrelevante
			Ruidos	-1	4	1	1	4	2	1	1	1	1	1	1	-20	Irrelevante
		Geología-Edafología	Geomorfología	-1	4	4	1	3	4	4	1	3	2	2	-37	Moderado	

**Tabla 30.** Evaluación de impactos para la fase de perforación de pozos

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periódidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	RANGO
				No P	Do I	So A	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Perforación		Hidrología	Modificación en la cantidad o disponibilidad	-1	4	4	1	3	4	6	1	3	2	2	-43	Moderado
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	4	4	1	4	3	4	2	2	1	1	-35	Moderado
			Pautas de comportamiento	-1	4	4	1	3	3	4	2	2	1	1	-34	Moderado
		Procesos	Cambio en los usos del agua	-1	4	1	4	2	2	6	2	2	1	1	-41	Moderado
	Tratamiento y disposición de aguas residuales	Suelo	Calidad del suelo y subsuelo	-1	4	4	1	2	3	6	2	3	2	4	-44	Moderado
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	4	4	4	4	2	4	4	3	2	1	-44	Moderado
	Tratamiento y disposición de residuos sólidos	Suelo	Calidad del suelo y subsuelo	-1	4	4	1	2	2	4	2	3	2	2	-35	Moderado
		Fauna	Hábitats faunísticos	-1	1	4	4	1	2	6	4	2	2	1	-43	Moderado
			Pautas de comportamiento	-1	4	4	1	1	2	4	1	2	4	2	-34	Moderado
		Presencia institucional y organización comunitaria	Incremento de los proyectos sociales de la zona	1	4	4	4	3	2	4	2	2	4	1	42	Importante

La valoración de impactos para la perforación de pozos, en las zonas donde probablemente se ejecuten proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico en Colombia arrojó que el 65.2% (15) de los impactos dieron Moderados, el 4.4% (1) Importantes, 30.4% (7) irrelevantes. En la Figura 21 se presenta la distribución mencionada.

**Figura 21.** Distribución de impactos para la perforación de pozos



A continuación presenta una breve descripción de los impactos más significativos durante la perforación de pozos.

➤ **Componente Abiótico (Físico)**

La etapa de perforación de los pozos trae consigo el uso de motores eléctricos o mecánicos, taladro de perforación, movilización de maquinaria, equipos, vehículos y transporte de personal; los cuales son generadores de gases y ruido permanente durante una jornada de trabajo (Diurno o nocturno). El ruido afectará las poblaciones de las zonas de interés, fauna y los trabajadores; los gases emitidos por los equipos o maquinaria de combustión incompleta alterarían de forma significativa la calidad

del aire en la zona, así como la generación de material particulado por el uso de las vías. En esta misma etapa se contempló la disposición de aguas residuales tratadas mediante zonas de aspersión o riego, lo cual produce cambios en las propiedades fisicoquímicas del suelo, sin embargo, la composición y el volumen de las aguas a disponer permite descartar un impacto alto para el componente.

➤ Componente Biótico

Durante esta etapa la cantidad de árboles talados es mínima, en consecuencia la disminución de cobertura vegetal no se ve afectada, sin embargo la calidad del suelo se altera por el tratamiento y disposición de aguas residuales, por tal razón se considera Moderado (-44). La instalación y funcionamiento del taladro genera ruidos los cuales tienen impacto sobre los hábitats faunísticos, aumentando los niveles de tensión en diferentes especies que a su vez podría generar su migración.

➤ Componente Socioeconómico

De acuerdo con la calificación obtenida los impactos socioeconómicos más relevantes durante el tiempo en el que se perfora son:

Cambio en la oferta de Empleo: Como consecuencia de la oportunidad que genera la actividad industrial de los hidrocarburos para la población y relacionada con la contratación de personal.

Cambio en el nivel de ingresos: Este impacto se refiere al consecuente incremento de ingresos o generación de los mismos por la contratación de personal, adquisición de bienes y servicios en las zonas.

Conclusiones de la evaluación de impactos ambientales para la extracción de hidrocarburos no convencionales en Colombia aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico durante la etapa de perforación:

En general esta etapa es la que menor impacto tiene sobre las comunidades aledañas, dado que previamente se ha tenido todo el despliegue de maquinaria para la construcción de locaciones, en los yacimientos convencionales la densidad de pozos por unidad de área es baja, a diferencia del manejo que se da en el desarrollo de yacimientos no convencionales en donde para mantener las tasas de producción se requiere de una constante perforación, por tal motivo esta representa un impacto potencialmente significativo para el entorno generando emisiones de gases permanentemente lo cual influirá en la calidad del aire y por ende implica un riesgo para la salud de las personas.

### **3.3.5 Fracturamiento hidráulico**

#### **3.3.5.1 Impactos identificados por la etapa de fracturamiento hidráulico a nivel mundial**

Desde el año 2000, el petróleo y la producción de gas natural en el mundo se han transformado a través de la innovación tecnológica. Ante la inminente expansión a gran escala del desarrollo de nuevos y prometedores recursos energéticos no convencionales a nivel mundial, se ha generado la necesidad de evaluar con mayor certeza la magnitud de los impactos ambientales, que podrían poner en duda la viabilidad ambiental y social de dichos desarrollos.

La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales requiere la aplicación de una serie de medidas para minimizar y controlar los impactos ambientales con el objeto de garantizar la viabilidad de este tipo de proyectos en nuestro país.

### **3.3.5.1.1 Contaminación de los recursos hídricos potables:**

El fracturamiento hidráulico, combinado con técnicas de perforación direccional avanzadas, ha permitido extraer económicamente los recursos de petróleo y gas que antes eran inaccesibles.

El estudio “Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources” realizado por la Environmental Protection Agency (EPA), estudia, analiza y sintetiza la información pertinente a los posibles impactos de fracturamiento hidráulico en recursos de agua potable en cada etapa del ciclo de la vida del agua, en los Estados Unidos.

Los impactos se definen como cualquier cambio en la calidad o cantidad de los recursos de agua potable. Siempre que sea posible, se identifican los mecanismos responsables o potencialmente responsables de los mismos.

La EPA plantea seis posibles situaciones de contaminación de los recursos de agua potable subterráneos durante la operación de fracturamiento hidráulico<sup>14</sup>:

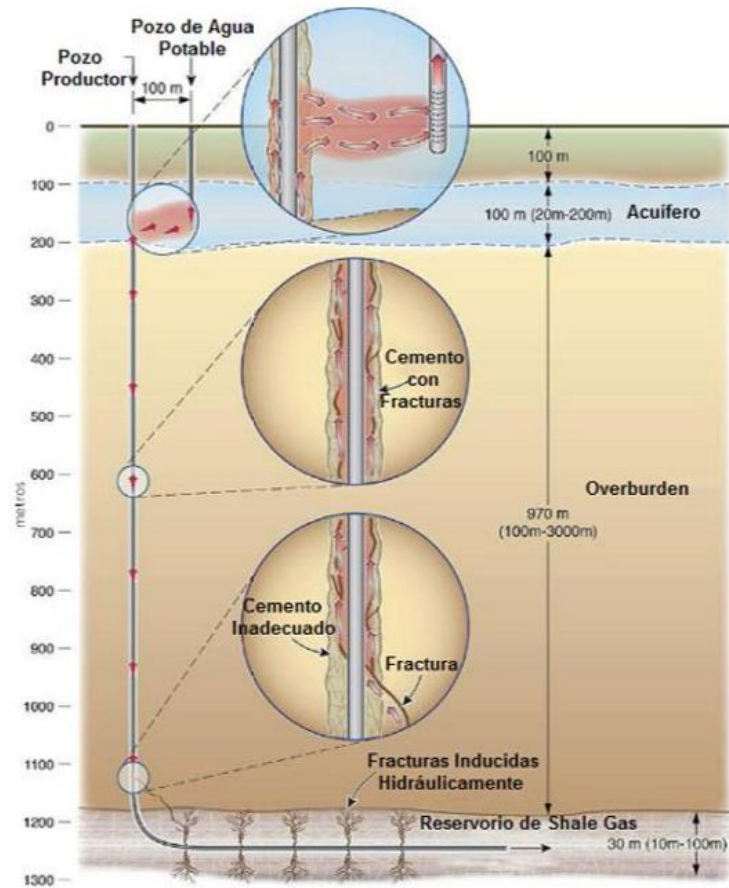
#### **Primera situación:**

Se simula una vía de migración hipotética que se produce cuando una presión excesiva en las operaciones provoca daño al pozo de producción, generándose un camino de migración de fluidos a través del cemento o área cerca del pozo, por donde los fluidos pueden viajar hasta llegar a los acuíferos.

---

<sup>14</sup>Environmental Protection Agency EPA. (2015). *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources*. EPA/600/R-15/047c

**Figura 22.** Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido al daño en el revestimiento y cementación del pozo.

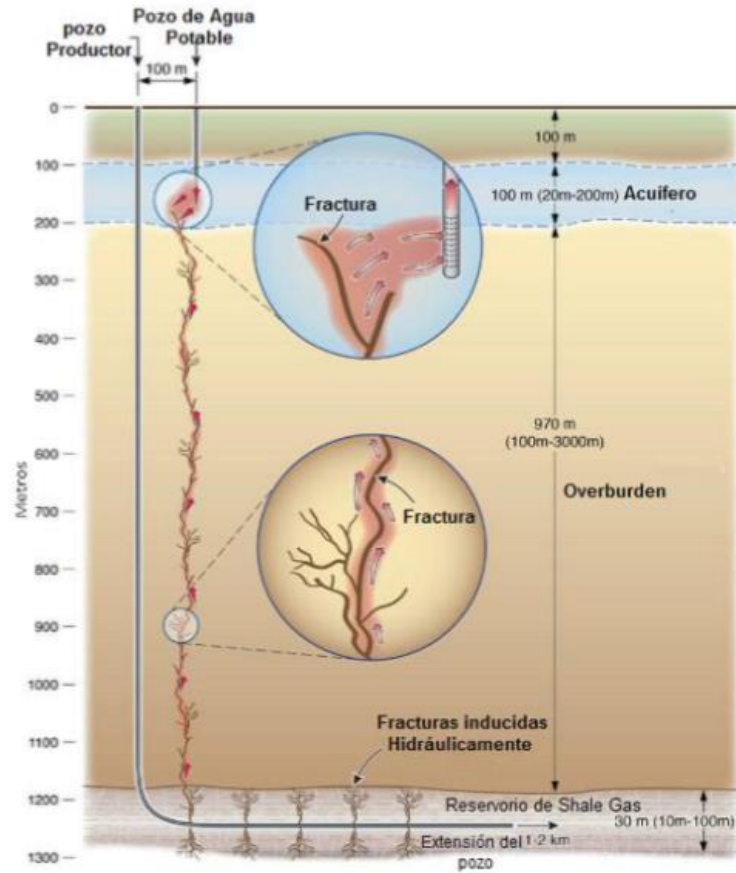


**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

### **Segunda situación:**

Se simula un diseño inapropiado de las operaciones de fracturamiento hidráulico, creando fracturas que permiten la comunicación entre el yacimiento y el acuífero. Indirectamente, si las fracturas se interceptan con una formación permeable que conecte la formación de interés y el acuífero.

**Figura 23.** Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido a fracturas generadas en el overburden

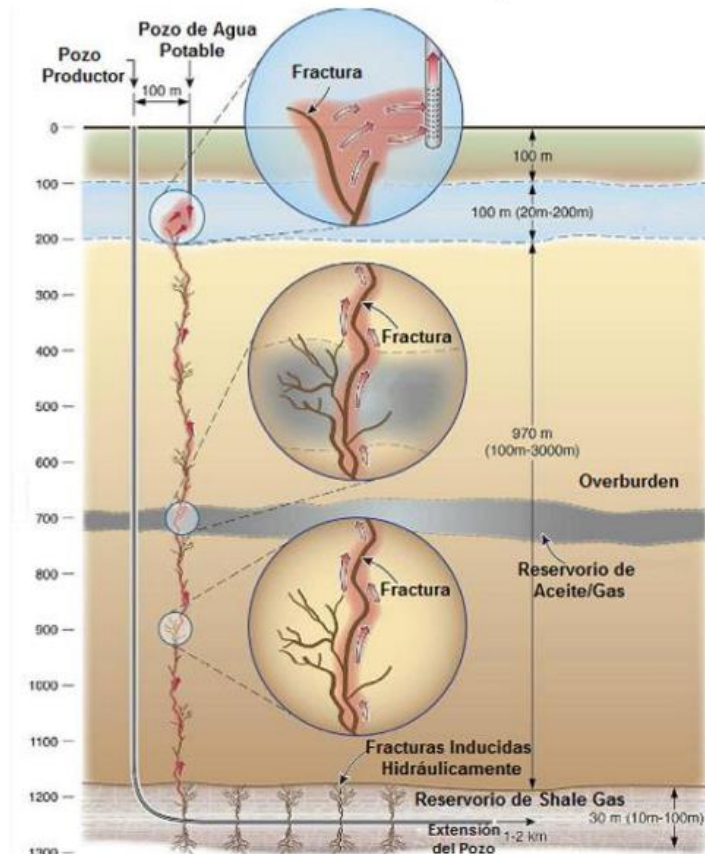


**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

### **Tercera situación:**

Se pueden generar fracturas interceptando yacimientos convencionales que se encuentran entre la zona de interés y el acuífero, creando una doble fuente de contaminación para el recurso hídrico.

**Figura 24.** Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido a fracturas generadas en el overburden, interceptando un yacimiento de aceite o crudo convencional.

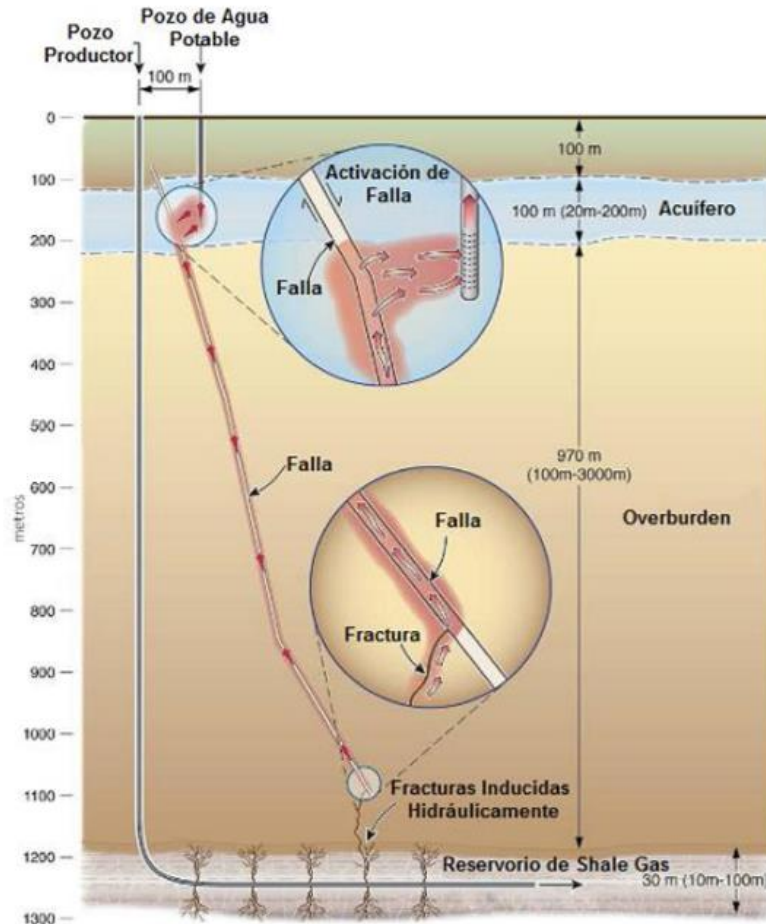


**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

#### **Cuarta situación:**

Esta situación hipotética simula la migración de los hidrocarburos y otros contaminantes desde las fracturas inducidas que se interceptan con fallas inactivas o fracturas selladas, las cuales se activan por las operaciones de fracturamiento hidráulico contaminando así el acuífero.

**Figura 25.** Esquema de la contaminación hipotética de un acuífero debido a fracturas generadas que interceptan fallas selladas o inactivas.

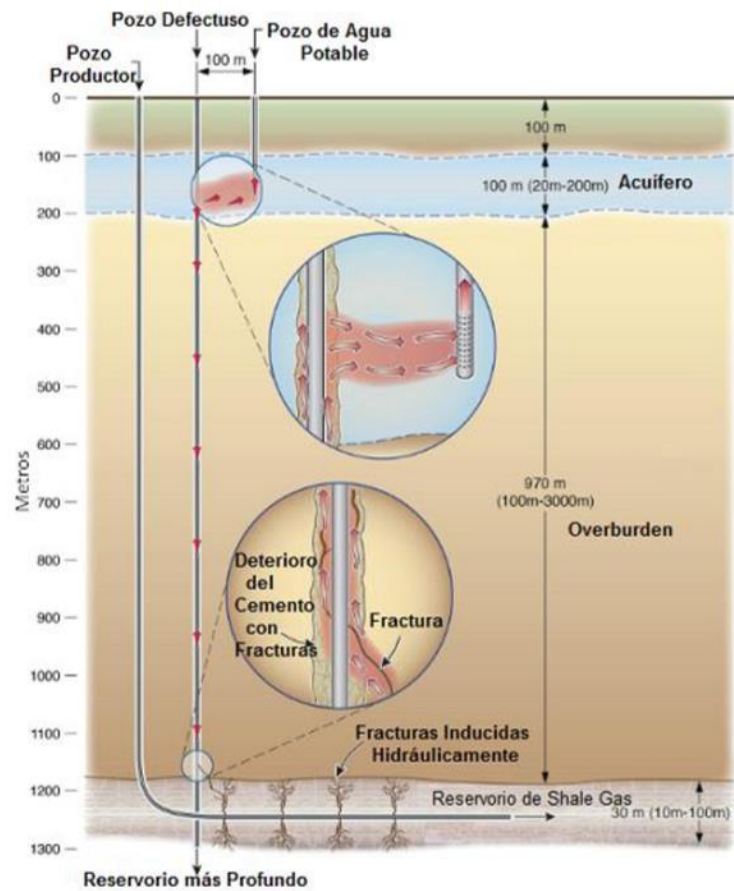


**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

**Quinta situación:**

Se simula la migración del fluido desde las fracturas creadas hacia pozos vecinos que poseen una cementación deteriorada o completamientos inadecuados y que pueden crear vías de acceso para los contaminantes y así llegar al acuífero.

**Figura 26.** Esquema de la contaminación hipotética del acuífero debido a que las fracturas generadas interceptan otros pozos deteriorados y comunican después al acuífero.

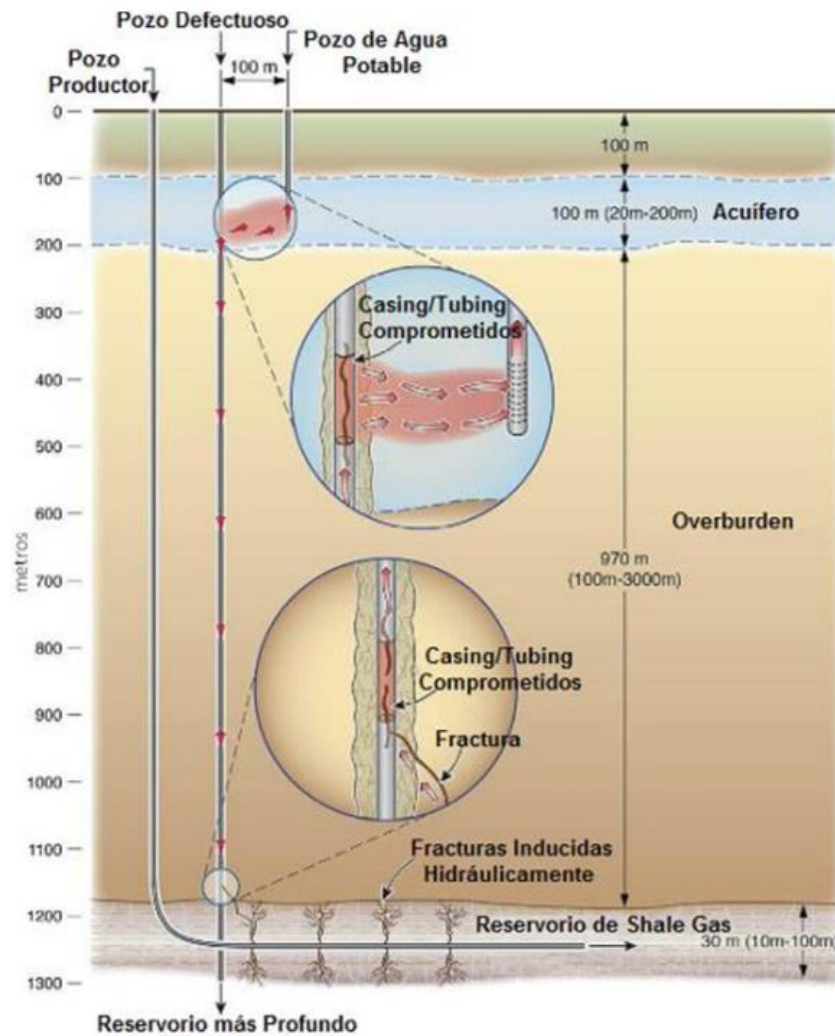


**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

### **Sexta situación:**

Esta situación simula como los fluidos migran a través de las fracturas creadas que interceptan los pozos cercanos mal terminados, que aportan una baja resistencia a la migración del fluido y que lo conectan con el acuífero.

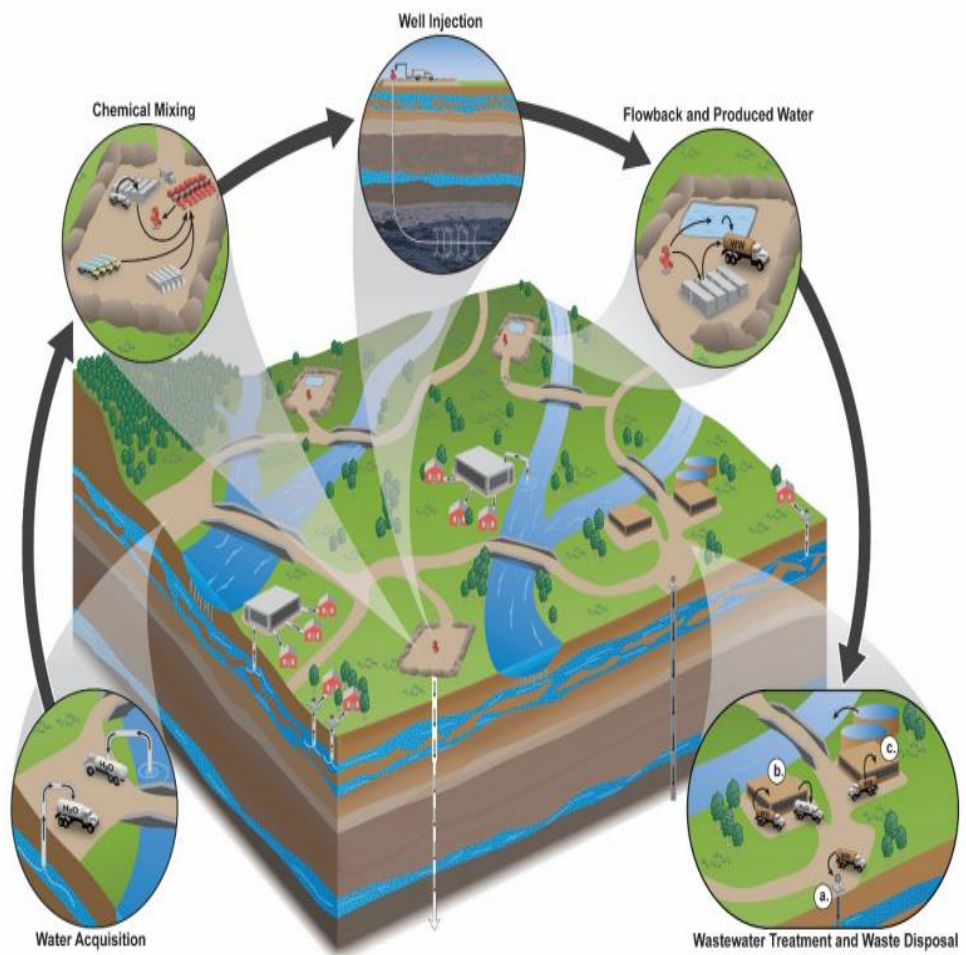
**Figura 27.** Esquema de la contaminación hipotética del acuífero debido a fracturas generadas que se cruzan con otros pozos mal terminados y comunican con el acuífero.



**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

Además, la EPA en el estudio anteriormente mencionado, señala los diferentes mecanismos por los cuales existen potenciales impactos en la contaminación de los recursos hídricos en general, por medio del ciclo de vida del agua en un proceso de fracturamiento hidráulico.

**Figura 28.** Etapas del ciclo de vida del agua utilizada para el fracturamiento hidráulico



**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

En la figura 28 se muestra un paisaje generalizado que representa las actividades del ciclo del agua del proceso de fracturamiento hidráulico y su relación entre sí, así como su relación con los recursos de agua potable. Las actividades específicas en el "Tratamiento de Aguas Residuales y Eliminación de Desechos " son (a) el control de inyección subterránea, (b) tratamiento de las aguas residuales y su reutilización, y (c) el tratamiento de aguas residuales y su descarga en las instalaciones centralizadas de residuos.

- **Adquisición del agua**

En la gran mayoría de las operaciones de fracturamiento hidráulico el agua es el principal componente, por lo general es casi el 90% o más del volumen de fluido inyectado en un pozo, y cada proceso de fracturamiento requiere miles de millones de galones de agua. En conjunto, las actividades de fracturamiento hidráulico en Estados Unidos utilizaron en promedio 44 mil millones de galones de agua al año en 2011 y 2012, según el análisis de la EPA. Aunque esto representa menos del 1% del consumo total anual de agua en ese país, la extracción de agua podría afectar la cantidad y calidad de los recursos de agua potable a escalas locales.

El agua utilizada para la FH normalmente proviene de las aguas superficiales, aguas subterráneas, o aguas residuales reutilizadas del FH.

El volumen de agua promedio utilizado por pozo en el proceso de fracturamiento es aproximadamente 1,5 millones de galones (5,7 millones L). Esta estimación representa una amplia variedad de pozos fracturados, incluyendo pozos verticales que por lo general, utilizan una menor cantidad de agua que los pozos horizontales. Por lo tanto, las estimaciones para el gas de esquisto y pozos horizontales utilizan aproximadamente 4 millones de galones. Los resultados varían dependiendo de factores como la longitud, formación geología y del fluido de fracturación.

Como se señaló anteriormente, el uso del agua y la fracturación hidráulica en general son menos del 1% del uso total anual de agua en Estados Unidos. Sin embargo, hay algunos condados en los Estados Unidos, donde estos porcentajes son más altos. Para 2011 y 2012, el consumo anual de agua del FH fue de 10% o más en comparación con el total de 2010 en el 6,5% de los condados, el 30% o más en 2,2% de los condados, y el 50% o más en el 1,0% de los condados.

El impacto a los recursos de agua potable a partir de la extracción de agua para FH es más alto en las zonas con alto consumo y baja disponibilidad del agua. El uso del agua de fracturamiento hidráulico, la baja disponibilidad del agua, la sequía, y la dependencia de la disminución de las aguas subterráneas, son los factores que

tienen el potencial de afectar la cantidad de consumo de los recursos hídricos. La EPA hace hincapié en la necesidad de centrarse en dinámicas regionales y locales al considerar los impactos potenciales en la adquisición del agua para la fracturación hidráulica.

Las extracciones de agua para la FH, similar a todas las extracciones de agua, tienen el potencial de alterar la calidad de los recursos de agua potable. Las extracciones de agua disminuyen el almacenamiento en los acuíferos, lo que podría movilizar contaminantes o permitir la infiltración de agua de menor calidad de la superficie de la tierra o formaciones adyacentes. También podría reducir la descarga de aguas subterráneas a los arroyos, lo que podría afectar la calidad de las aguas superficiales.

Las extracciones en agua superficiales también tienen el potencial de afectar la calidad del agua. Los retiros pueden disminuir los niveles de agua y el flujo de la corriente, disminuyendo potencialmente la capacidad de una corriente para diluir contaminantes. Los estudios de casos por parte de la EPA, muestran que las corrientes pueden ser vulnerables a los cambios en la calidad del agua debido a la extracción, principalmente en arroyos más pequeños y sobre todo durante los períodos de bajo caudal. Estos resultados, sitúan la necesidad de centrarse en la dinámica regional y local al examinar los impactos potenciales en la adquisición de agua fracturación hidráulica, en deber de la cantidad y calidad del agua.

- **Mezcla química**

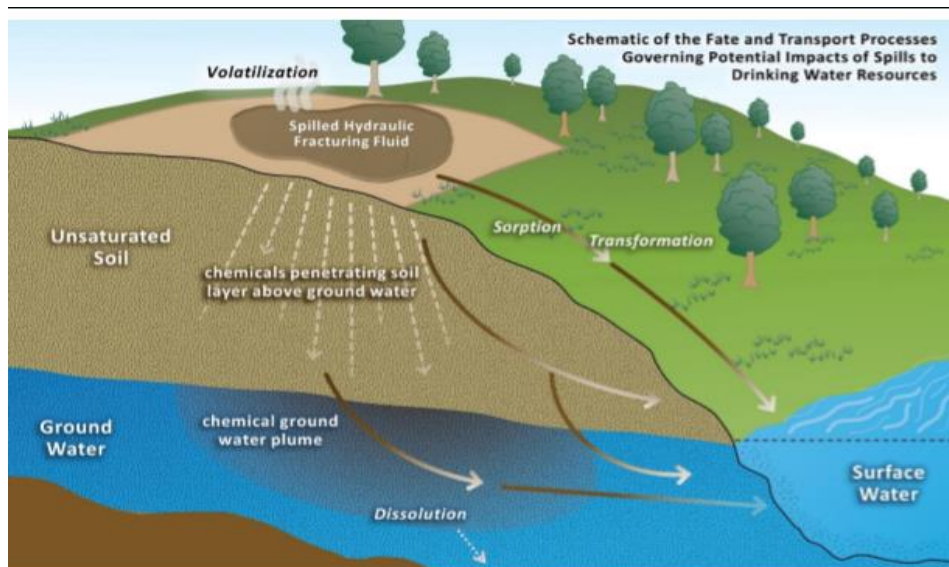
Los Fluidos de fracturamiento hidráulico se desarrollan para realizar funciones específicas, tales como: crear y extender fracturas, transportar el agente de sostén, y el lugar de apuntalante en las fracturas. El fluido generalmente consta de tres partes: (1) el fluido de base, que es el mayor constituyente en volumen y es típicamente agua; (2) los aditivos, que pueden ser un solo producto químico o una mezcla de los productos químicos; y (3) el apuntalante. Los Aditivos son elegidos para tener un propósito específico (por ejemplo, ajustar el pH, aumentar la

viscosidad, limitar el crecimiento bacteriano). Los productos químicos comprenden generalmente un pequeño porcentaje (típicamente 2% o menos) del volumen de líquido inyectado. Miles de galones de productos químicos pueden ser almacenados y utilizados durante las actividades de fracturamiento.

Las instalaciones de almacenamiento, mezcla y bombeo de productos químicos y fluidos de fracturamiento hidráulico tienen el potencial para dar lugar a liberaciones accidentales, tales como derrames o fugas. Los impactos potenciales a los recursos de agua potable por derrames de fluidos y productos químicos, dependerán de las características de los vertidos, el destino, el transporte y la toxicidad de los productos químicos derramados.

La causa más común de derrame fue la falla del equipo, reventón específicamente, fracaso del preventor, corrosión, y fracaso de las válvulas. Además de errores humanos, el clima y el vandalismo afirman la EPA.

**Figura 29.** Destino y esquema de transporte para un fluido de fracturamiento hidráulico derramado



**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

En el estudio realizado, se identificó una lista de 1.076 productos químicos utilizados en los fluidos de fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos. Esto es una lista acumulada de varios pozos y años. Estos productos químicos incluyen ácidos, alcoholes, hidrocarburos aromáticos, bases, mezclas de hidrocarburos, polisacáridos, y tenso activos. El número de sustancias químicas únicas por pozo varió de 4 a 28, con una mediana de 14 sustancias químicas<sup>15</sup>.

El análisis indica que el uso de químicos varía y que ningún producto químico se utiliza en absoluto en todo el país, a pesar de que varios productos químicos se utilizan ampliamente. El metanol y el ácido clorhídrico se utilizan en el 65% o más de los pozos. Sólo 32 sustancias químicas, con exclusión de agua, cuarzo, y cloruro de sodio, se utilizaron en más del 10% de los pozos. La composición de los fluidos de fracturamiento hidráulico varía según el estado, por pozo, y dentro de la misma empresa de servicios y formación geológica. Esta variabilidad probablemente es el resultado de varios factores, incluyendo la geología de la formación, la disponibilidad y el costo de los diferentes productos químicos, y la preferencia del operador.

Las propiedades que afectan la probabilidad de que un producto químico derramado alcance y afecte un recurso de agua potable, incluyen la movilidad, la solubilidad, y la volatilidad. El cloruro de colina y tetrakis (hidroximetil) fosfoniose reportaron en 14% y el 11% de los pozos, respectivamente. Estos dos productos químicos relativamente más comunes, si se derraman, se moverían rápidamente por el medio ambiente con el flujo del agua. La mayoría de los 453 productos químicos de los cuales se tenían las propiedades fisicoquímicas, se asocian fuertemente con los suelos y materiales orgánicos, lo que sugiere la posibilidad de que estos productos químicos persistan en el medio ambiente como contaminantes a largo plazo. Muchos de los 453 productos químicos se disuelven completamente en agua, pero su solubilidad acuosa varía en gran medida. Pocos de los productos químicos se

---

<sup>15</sup> Environmental Protection Agency EPA. (2015). *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources*. EPA/600/R-15/047c.

volatilizan, y por lo tanto una gran proporción de los productos químicos tienden a permanecer en el agua.

Como la mayoría de los productos químicos se utilizan con poca frecuencia en todo los Estados Unidos, la exposición potencial es probable que sea un problema local o regional. En consecuencia, la consideración de los peligros y riesgos asociados con estos aditivos químicos sería más útil en una base específica del sitio.

Hay varios mecanismos por los que un derrame potencialmente puede contaminar el agua potable. Estos incluyen el flujo superficial a aguas superficiales cercanas, la contaminación del suelo y la infiltración y la contaminación del agua subterránea. Basándose en la importancia relativa de cada uno de estos mecanismos, los impactos tienen el potencial de que se produzca rápidamente, sean por periodos cortos o largos, o tener un efecto permanente en el tiempo.

- **Inyección en el pozo**

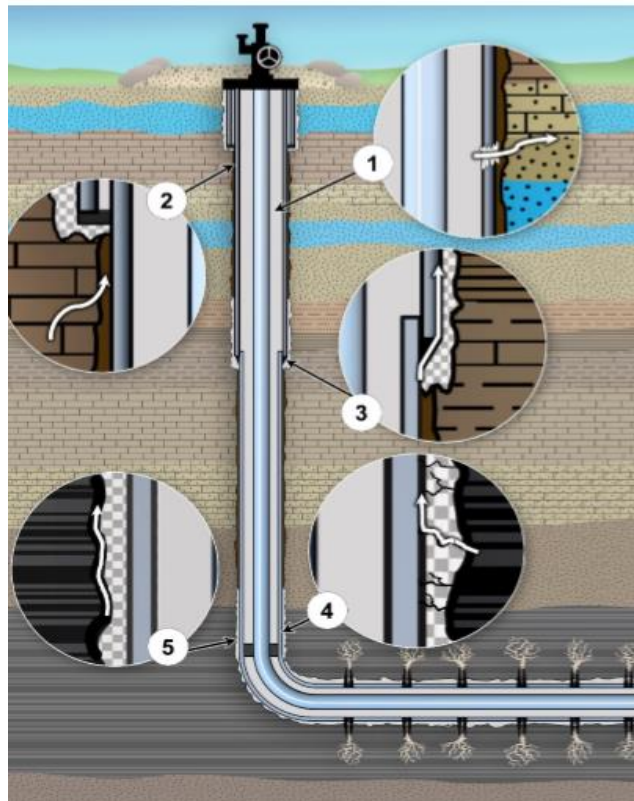
Los fluidos de fracturamiento hidráulico se inyectan en pozos de petróleo o de gas a altas presiones. Los líquidos fluyen a través del pozo (comúnmente miles de pies debajo de la superficie) en la zona de producción (es decir, la formación geológica que se fracturó), donde las presiones de inyección de los fluidos son suficientes para crear fracturas en la roca. Hay dos mecanismos principales del subsuelo, mediante el cual la inyección de fluido, la creación y propagación de las fracturas pueden conducir a la contaminación de los recursos de agua potable: (1) el movimiento de líquidos o gases fuera del pozo de producción a lo largo de la parte exterior del pozo hacia un recurso de agua potable, debido de las deficiencias en el revestimiento o la cementación del pozo, y (2) el movimiento no intencionado de líquidos o gases de la zona de producción del subsuelo hacia formaciones donde exista un recurso de agua potable. Las combinaciones de estos dos mecanismos también son posibles.

Los pozos de producción se construyen para acceder y transmitir hidrocarburos de las formaciones productoras a la superficie, y para aislar zonas de líquido (que

contienen aceite, gas o agua) de cada otra. Los recursos de agua subterránea potable, son a menudo, separados de la producción del pozo utilizando tubería de revestimiento y cemento; estas son las principales características de la construcción de pozos, para aislar los recursos de agua potable de los líquidos y gases, que pueden moverse a través del subsuelo.

Se pueden producir impactos en los recursos de agua potable si el revestimiento o el cemento están inadecuadamente diseñados o construidos, o fracasan. Las cuestiones de construcción, la presión de las tuberías de revestimiento, y la presencia de fallas y fracturas naturales, pueden trabajar juntos para crear vías para que los fluidos puedan migrar hacia los recursos de agua potable.

**Figura 30.** Maneras como los fluidos pueden moverse a través del cemento del pozo.



**Fuente:** Environmental Protection Agency EPA. (2015). *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources*. EPA/600/R-15/047c.

En la figura 30 se observan las diferentes maneras como los fluidos pueden moverse a través del cemento: 1) Por medio del revestimiento en una formación permeable, 2) la migración a lo largo de una zona no cementada, 3) la migración a lo largo de micro espacios anulares entre la casing y el cemento, 4) la migración a través de cemento pobre, o 5) la migración a lo largo de micro espacios anulares entre el cemento y la formación.

Realizar fracturamiento con pozos viejos, también puede aumentar el potencial de impactos. Aunque los pozos nuevos pueden ser diseñados para soportar los esfuerzos asociados con las operaciones de fracturamiento hidráulico, los pozos de más edad pueden no haber sido construidos o probados con las mismas especificaciones y su reutilización para este propósito podría ser motivo de preocupación. Por otra parte, el envejecimiento y el uso del pozo, pueden contribuir a la degradación del revestimiento, que puede acelerarse por la exposición a productos químicos corrosivos, tales como sulfuro de hidrógeno, ácido carbónico, y salmueras.

La separación física entre la zona de producción y los recursos de agua potable, puede ayudar a proteger el agua potable. Muchas operaciones de fracturamiento hidráulico se realizan en formaciones profundas, donde la distancia vertical entre la base de los recursos de agua potable y la parte superior de la formación de esquisto puede ser una milla o más. La modelización numérica y los estudios micro sísmicos, sugieren que las fracturas creadas durante el fracturamiento, es poco probable que se extiendan hacia arriba, desde las formaciones profundas hasta los acuíferos. No toda la fracturación hidráulica se realiza en zonas que están muy por debajo de los recursos de agua potable.

También hay lugares en el subsuelo, donde los recursos de petróleo y gas y los recursos de agua potable co-existen en la misma formación. La evidencia indica que la fracturación hidráulica se produce dentro de estas formaciones. Esto resulta en la introducción de los fluidos de fracturamiento en formaciones que pueden servir

actualmente, o en el futuro podrían servir, como una fuente de agua potable para uso público o privado. La práctica de la inyección de fluidos de fracturamiento en una formación que también contiene un recurso de agua potable afecta directamente a la calidad de esa agua, ya que parte del líquido probablemente permanece en la formación después de la fracturación hidráulica. El FH en un recurso de agua potable es una preocupación en corto plazo (deben haber personas que actualmente utilicen estas zonas como el abastecimiento de agua potable) y a largo plazo (si la sequía u otras condiciones requieren el uso futuro de estas zonas para el agua potable).

El movimiento de líquido y gas de la zona de producción a los recursos de agua potable subterráneos también puede ocurrir a través de otros pozos de producción o pozos de inyección cerca de las operaciones de fracturación hidráulica.

Las fracturas creadas durante el proceso, pueden cruzarse con pozos cercanos o sus redes de fracturas, lo que resulta en el flujo de fluidos en los pozos. Estas comunicaciones, o "hits frac," son más probables que ocurran si los pozos son cerca uno del otro o están en la misma arena. Si un pozo vecino no es capaz de resistir los esfuerzos aplicados durante el fracturamiento hidráulico de un pozo vecino, los componentes del pozo pueden fallar, lo que podría dar lugar a una liberación de fluidos en la superficie del pozo vecino.

Un estudio realizado en Oklahoma encontró que los pozos de mayor edad eran más propensos a ser afectados negativamente por los esfuerzos aplicados por fracturamiento hidráulico en pozos vecinos (Ajani y Kelkar, 2012).

- **Retorno del flujo y producción de agua**

Después de la fracturación hidráulica, se libera la presión de inyección y el agua fluye de nuevo a la superficie desde el pozo. Inicialmente esta agua es similar al fluido de fracturante, pero a medida que pasa el tiempo, la composición se ve afectada por las características de la formación y las posibles reacciones entre la formación y el fluido de fracturación. El agua producida a veces se llama flujo de

retorno. Sin embargo, los fluidos de fracturación hidráulica y cualquier agua de formación que regresa a la superficie, se denominan colectivamente como agua producida.

La cantidad de agua producida varía, pero típicamente es un promedio de 10% al 25% de los volúmenes inyectados, dependiendo de la cantidad de tiempo desde que se fracturó y el pozo en particular. Sin embargo, hay excepciones, donde el volumen total de agua producida puede igualar o superar el volumen inyectado del fluido de fracturamiento hidráulico. Las velocidades de flujo inicialmente son altas, y luego disminuyen con el tiempo a lo largo de la producción de petróleo o gas.

Los impactos sobre los recursos de agua potable tienen el potencial de producirse, si el agua producida se derrama y entra en las aguas superficiales o subterráneas.

Una combinación de factores influyen en la composición del agua producida, incluyendo: la composición de los fluidos inyectados, el tipo de formación fracturada, los procesos del subsuelo, y el tiempo de residencia. La composición química inicial del agua producida, refleja principalmente la química de los fluidos inyectados. En tiempos más tardíos, la composición química del agua de producción refleja la geoquímica de la formación fracturada.

El agua producida varía en calidad de fresca a altamente salina, y puede contener altos niveles de aniones y cationes, principalmente metales y compuestos orgánicos. El agua producida a partir de formaciones de esquisto y de gas, contiene típicamente altos niveles de sólidos disueltos totales (TDS) y constituyentes iónicos (por ejemplo, bromuro, calcio, cloruro, hierro, potasio, manganeso, magnesio y sodio). El agua producida puede contener también metales (por ejemplo, bario, cromo, plomo, mercurio) y compuestos orgánicos tales como benceno.

Para la evaluación de cualquier riesgo potencial para las poblaciones humanas, se requeriría el conocimiento de los productos químicos específicos que están presentes en un sitio particular, estén o no, los seres humanos están expuestos a

los productos químicos y, en caso de ser afirmativo, en qué niveles, la duración y la toxicidad de los productos químicos. Las sustancias químicas presentes en el agua producida pueden variar en función de la formación y un pozo específico, debido a las diferencias en la formulación del fluido de fracturamiento y a la formación geología. En consecuencia, la consideración de los peligros y riesgos asociados a estas sustancias químicas, sería más útil en base específica del sitio.

Los impactos a recursos de agua potable, por derrames o liberaciones de agua de producción, dependen del volumen, el tiempo, y la composición del agua producida. Los impactos son más probables si es mayor el volumen del derrame, más larga será la duración de la liberación, y más alta la concentración de los componentes producidos (es decir, sales, material radiactivo natural, y metales).

- **Gestión de aguas residuales y disposición de residuos**

El fracturamiento hidráulico genera grandes volúmenes de agua producida que requieren gestión. El manejo y disposición de las aguas residuales, podrían afectar los recursos de agua potable a través de múltiples mecanismos, incluyendo: el tratamiento inadecuado de las aguas residuales antes de su descarga a un agua receptora, liberaciones accidentales durante el transporte o la fuga de las piscinas de almacenamiento de aguas residuales, vertidos no permitidos, migración de los componentes de las aguas residuales o la gestión inadecuada del tratamiento de los materiales residuales.

En algunos casos, las aguas residuales se utilizan para aplicaciones terrestres como el riego. La aplicación al suelo, tiene el potencial de introducir componentes de las aguas residuales en las aguas superficiales y subterráneas, debido a la migración de las salmueras. Los estudios de la EPA han encontrado niveles elevados de metales en los suelos y cloruro en el agua subterránea.

Las instalaciones de tratamiento de residuos con opciones avanzadas de tratamiento de aguas residuales, como la ósmosis inversa, destilación térmica o recompresión mecánica de vapor, reducen las concentraciones de TDS y pueden

tratar los contaminantes conocidos en las aguas residuales de fracturamiento hidráulico.

Los impactos potenciales a los recursos de agua potable pueden ocurrir si las aguas residuales son tratadas y dadas de alta a las aguas superficiales de forma inadecuada. El inadecuado tratamiento puede aumentar las concentraciones de TDS, bromuro, cloruro y yoduro en las aguas receptoras. En particular, el bromuro y yoduro son precursores de subproductos de la desinfección, que se pueden formar en presencia de carbono orgánico en las plantas de tratamiento de agua potable o plantas de tratamiento de aguas residuales. Se requieren plantas de tratamiento de agua potable para controlar ciertos tipos de subproductos de desinfección, ya que algunos son tóxicos y pueden causar cáncer. El radio nucleídos también se pueden encontrar en las aguas residuales tratadas inadecuadamente. Además contienen otros constituyentes tales como bario, boro, y metales pesados.

Algunas aguas residuales contienen materiales radioactivos naturales que no permiten que los residuos puedan ser depositados en ningún curso de agua natural, por esta razón, el agua debe ser reutilizada o reinyectada. Sin embargo, la reutilización del agua puede ser limitada ya que la calidad del agua sobre el rendimiento de un fluido de fracturamiento no producirá el mismo efecto que si fuera tomada directamente de una fuente de agua. Esto se debe a que la concentración de TDS en el agua producida no estará en el rango óptimo y no será tan eficiente para su posterior utilización. Aun así muchos operadores utilizan una combinación de agua producida mezclada con agua fresca para diluir el agua y hacer que este en los intervalos de concentraciones aceptables. Esta mezcla ayuda a que el agua producida sea una fuente viable de agua para suplir la cantidad de agua necesaria para el proceso de fracturamiento hidráulico.

Existen mecanismos superficiales y del subsuelo, de los cuales las actividades de fracturamiento hidráulico tienen el potencial de afectar los recursos de agua potable. Estos factores incluyen la extracción de agua en tiempos de, o en zonas con, baja

disponibilidad de agua; derrames de fluidos de fracturamiento hidráulico y agua producida; fracturando directamente en los recursos de agua potable subterráneos; y el tratamiento inadecuado y descarga de aguas residuales.

Finalmente la EPA aclara: “no se encontró evidencia de que estos mecanismos han permitido, impactos sistémicos generalizados sobre recursos de agua potable en los Estados Unidos. De los mecanismos potenciales identificados en este informe, hemos encontrado casos específicos en los que uno o más de estos mecanismos condujeron a los impactos sobre recursos de agua potable, incluyendo la contaminación de los pozos de agua potable. Los casos ocurrieron durante ambas actividades rutinarias y accidentes y han dado lugar a impactos de aguas superficiales o subterráneas. El número de casos identificados, donde se vieron afectados los recursos de agua potable son pequeñas en relación con el número de pozos fracturados hidráulicamente. Esto podría reflejar una rareza de los efectos sobre recursos de agua potable<sup>16</sup>.”

#### **3.3.5.1.2 Emisiones de gases de efecto invernadero**

Entre los diversos gases y vapores que se producen, se encuentran:

- **Gases de la combustión:** corresponden a la combustión de la maquinaria (camiones, compresores); se trata de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, partículas en suspensión, etc.
- **Metano y BTEX (benceno, tolueno, xileno, etilbenceno):** ambos provienen de diversas fuentes: fugas en tuberías y válvulas de separadores, tanques de condensado, deshidratadores de gas, venteo, quemadores, etc.

El benceno es un componente orgánico volátil cancerígeno. Además, tanto el benceno como el resto de BTEX, constituyen uno de los componentes, junto con los

---

<sup>16</sup>Environmental Protection Agency EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. EPA/600/R-15/047c.

óxidos de nitrógeno y el oxígeno, que reaccionan foto químicamente dando lugar al ozono troposférico.

- Componentes orgánicos volátiles : el metanol, etanol, alcohol propargílico, isopropanol, glicol, formaldehído, son algunos de estos componentes habituales, hallándose en el agua de retorno, de donde pasan a la atmosfera en forma de vapor dado su alta volatilidad, así como en los tanques, de donde escapan a través de válvulas y tuberías.

La extracción de gas natural no convencional se ha presentado a nivel mundial como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. La reducción ocurre gracias a que la combustión de gas natural emite menor cantidad de CO<sub>2</sub> para la producción de energía. Sin embargo, un estudio realizado por la Universidad de Cornell (Ithaca, EEUU), denuncia que la explotación del gas de pizarra puede emitir incluso más gases de efecto invernadero que la del carbón<sup>17</sup>.

El gas natural está compuesto principalmente de metano, y según este estudio, entre un 3,6 y un 7,9% del metano de la producción de gas de pizarra se escapa a la atmósfera durante la vida útil de un pozo, de estas pérdidas entre 0,6 a 3,2 % se produce en las balsas del agua de retorno. El metano es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento 21 veces mayor que el CO<sub>2</sub>. Según el citado informe, comparado con el carbón, la huella de carbono del gas de pizarra es como mínimo un 20% mayor. Está claro que las fugas de emisiones de metano tienen un impacto muy importante en el balance total de emisiones de gases de efecto invernadero. Un informe, del Parlamento Europeo estima que la extracción y procesamiento del gas natural no convencional tiene unas emisiones indirectas de gases de efecto invernadero entre 18 y 23 g de CO<sub>2</sub> equivalente. Esto supondría unas emisiones similares o algo menores que las asociadas al uso de carbón.

---

<sup>17</sup> Robert W., Santero R., Ingraffea A. (2011). *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*. Springer.

Los expertos determinan, que a menos que las tasas de fuga de metano extraído, se puedan mantener por debajo del 2 %, la sustitución de este gas no es un medio eficaz para reducir la magnitud del cambio climático del futuro, según indica el estudio estadounidense del año 2011, de Tom Wigley, del Centro para la Investigación Atmosférica. – NCAR<sup>18</sup>.

#### **3.3.5.1.3 Otros impactos locales**

Según la experiencia en Estados Unidos un campo medio de pozos multietapa ocupa entre 16 y 20 hectáreas durante la perforación y la fractura. Después, durante la extracción, se utilizan entre 4 y 12 hectáreas. La ocupación de territorio puede ser un problema importante en el caso de yacimientos situados en las proximidades de ciudades o en zonas donde pueda afectar a otras actividades productivas o incluso al paisaje, especialmente en áreas turísticas. La actividad que produce mayor impacto acústico es la perforación de pozos ya que requiere 24 horas al día. El operador de Reino Unido “Composite Energy” estima que es necesario 60 días de perforación durante 24 horas en cada pozo. Un campo completo requerirá entre 8 y 12 meses de perforación día y noche. Se produce en menor medida ruido en actividades de superficie durante unos 500-1.500 días por pozo. Después de la extracción, el gas debe ser transportado; se va almacenando y se transporta en camiones. Puede ser necesaria la construcción de más carreteras y las ya existentes ven incrementado de forma importante el volumen de tráfico, con las molestias, ruidos e impactos ambientales que ocasionan<sup>19</sup>.

#### **3.3.5.1.4 Sismicidad inducida**

Actualmente existen indicios y cada vez más especialistas están de acuerdo en que las operaciones de gas no convencional pueden generar sismicidad. Esto puede

---

<sup>18</sup> European Parliament. (2011). *Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health*.

<sup>19</sup> Tyndall Centre for Climate Change Research. (2011). *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*. Universidad de Manchester.

sucedir de dos formas. La primera, a través de la fracturación hidráulica, y la segunda, a través de la eliminación de fluidos residuales en el subsuelo. En ambos casos, liberando tensión en una falla preexistente.

Existen dos tipos de sismicidad asociada a fracturación hidráulica: eventos microsísmicos (habituales y debidos a la propagación de las fracturas) y eventos sísmicos mayores (poco frecuentes, pero que pueden ser inducidos en presencia de fallas que acumulan tensiones). En este último caso, la inyección de fluidos puede inducir sismos si aumenta la presión de poros más allá de un umbral crítico, reduciendo la resistencia efectiva de una falla cercana a la rotura.(Hubbert y Rubey, 1959; Healy et al., 1968; Raleigh et al., 1976; en Keranen et al., 2013).

La Royal Society describe los factores condicionantes que afectan a la sismicidad inducida por fracturación hidráulica<sup>20</sup>:

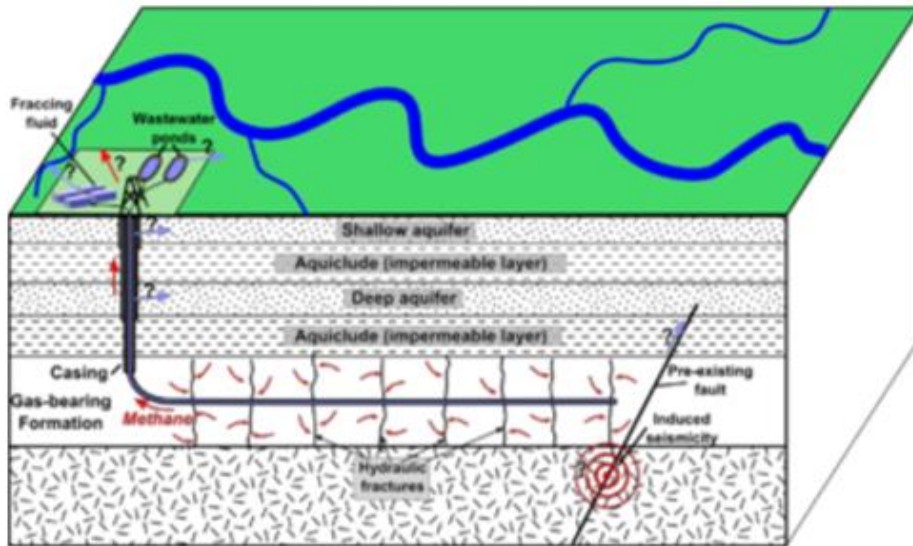
**Propiedades de la roca que contiene el gas:** Las características de los diferentes materiales condicionan la cantidad de energía requerida para romperlos y, por tanto, la magnitud de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica. Así las rocas más resistentes permiten una mayor acumulación de energía antes de su rotura, generando eventos sísmicos de mayor magnitud. En este sentido, cabe indicar que las formaciones que contienen el gas se caracterizan por una menor resistencia.

**Propiedades de la falla:** Tanto la superficie del plano de falla como la cantidad de esfuerzo acumulado en la misma, condicionan la magnitud de la sismicidad inducida. De esta manera, a mayor superficie y tensión acumulada, mayor será la sismicidad inducida.

---

<sup>20</sup>Escuela de Organización Industrial EOI. (2012). *Tecnología y Evaluación de Impacto Ambiental en la extracción de Shale Gas*. Master en Ingeniería y Gestión Medioambiental.

**Figura 31.** Fracturamiento hidráulico cerca de una falla



**Fuente:** Escuela de Organización Industrial EOI. (2012). Tecnología y Evaluación de Impacto Ambiental en la extracción de Shale Gas .Master en Ingeniería y Gestión Medioambiental.

**Condicionantes de presión:** La magnitud de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica depende también de los cambios de presión en los materiales en el entorno del pozo. Los procesos de fracturación hidráulica condicionan estos cambios:

- La presurización tiene lugar en un volumen limitado de roca, normalmente en unos pocos cientos de metros en cualquier dirección.
- La presurización se produce en una escala de tiempo limitada, habitualmente unas pocas horas.
- La presurización se disipa en el entorno cuantas más fracturas se creen, limitando el aumento de presión.

Por otro lado, la presión en el pozo también es un factor determinante de la sismicidad inducida, estando condicionada por:

- El volumen de fluido inyectado: a mayor volumen, mayores presiones.

- El volumen del fluido de retorno: a mayor volumen de fluido de retorno, menores presiones.
- Tasa de inyección: inyecciones más rápidas generan mayores presiones.
- Tasa de retorno: flujos de retorno más rápidos reducen la presión.

Por esta razón, el control de la presión en el pozo es una importante medida de mitigación de la sismicidad inducida. De esta manera, la alimentación de las operaciones con los datos del monitoreo sísmico permitirá reducir las tasas y volúmenes de inyección, así como aumentar las tasas y volúmenes de retorno, reduciendo así las presiones y el riesgo de sufrir eventos sísmico mayores.

### **Sismicidad inducida por eliminación de fluidos residuales**

Los fluidos residuales generados durante la extracción de gas no convencional pueden eliminarse mediante su inyección en pozos. La presión en estos pozos, puede acumularse a lo largo del tiempo, induciendo una sismicidad cuya magnitud tiende a ser mayor que la generada por fracturación hidráulica. Esto es debido a que mayores volúmenes de fluido acumulados durante periodos de tiempo más largos, pueden permitir una mayor acumulación de presiones. Diversos autores señalan que las magnitudes no suelen exceder el valor de 5 ML, afirma la Royal Society<sup>21</sup>.

A pesar de que cada aspecto de la fractura hidráulica es controlado, supervisando que todas las partes del pozo estén en buen estado, realizando pruebas de presión al equipo bombeado agua o lodos antes de la estimulación con el fluido de fractura, todo este monitoreo cuidadoso no evita que existan numerosos riesgos que han dado lugar a diferentes incidentes graves de contaminación y generado preocupaciones sobre las consecuencias ambientales asociadas a esta operación.

---

<sup>21</sup> Escuela de Organización Industrial EOI. (2012). *Tecnología y Evaluación de Impacto Ambiental en la extracción de Shale Gas*. Master en Ingeniería y Gestión Medioambiental.

La evaluación ambiental de las actividades de los hidrocarburos no convencionales no puede estar desvinculada del contexto social y de las poblaciones locales, por lo que es necesario realizar análisis periódicos de los cuerpos de agua circundantes, tanto superficiales como subterráneos, de la calidad del aire, del suelo y subsuelo, así como publicar los resultados para concientizar a las comunidades aledañas sobre los trabajos, con el objeto de evitar que la población se exponga a los riesgos.

### **3.3.5.2 Identificación y evaluación de impactos en el proceso de fracturamiento hidráulico**

Para la identificación y evaluación de impactos durante la operación de fracturamiento hidráulico se tuvo en cuenta las siguientes actividades:



- ✓ Demanda de mano de obra (Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios).
- ✓ Procedimiento de fracturamiento hidráulico.

Esta identificación y evaluación tuvo en cuenta los procedimientos que exige la normatividad colombiana para la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales en nuestro país, en pro de mitigar cada impacto asociado a esta técnica.

En las tablas 31 y 32 se presenta la identificación de impactos ambientales y en las tablas 33, 34 y 35 la respectiva evaluación o valoración de los impactos ambientales con proyecto para la etapa de fracturamiento hidráulico.

**Tabla 31.** Identificación de impactos para la fase de fracturamiento.

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades	
			Fracturamiento	
			Demanda de mano de obra (Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios)	Fractura Hidráulica
Físico	Geología-Edafología	Geomorfología		
		perdida de la capacidad agrologica del suelo por sobrepastoreo y erosión		
		Calidad del suelo y subsuelo		
	Geomorfología	estabilidad de terrenos		
		Compactación del suelo		
		Riesgo de producción de sismos		
		Procesos erosivos		
	Hidrología	Calidad del agua ( Concentraciones de sustancias químicas y bacteriológicas del agua superficial)		
		Generación de aguas residuales y posible afección al entorno (aguas de fracking)		
		Contaminación del agua por aguas negras		
		modificación en la cantidad o disponibilidad		
		Cambio en la escorrentía superficial		
	hidrogeología	Deterioro de los acuíferos		
		Modificación en la cantidad o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo		
	Paisaje	Intrusión visual		
		Cambio en la calidad del escenario natural		
	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas		
		Riesgo de contaminación del suelo y subsuelo por almacenamiento de productos químicos		
		cambio en el uso actual		
	Clima	Aumento de la concentración de gases		
Atmosfera	Calidad de aire ( material particulado)			
	Ruidos ( cambio en los niveles)			

 Impacto Negativo  
 Impacto Positivo

**Tabla 32.** Identificación de impactos para la fase de fracturamiento.

Medio	Elemento Ambiental	Impacto	Etapas/ Actividades	
			Fracturamiento	
			Demanda de mano de obra (Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios)	Fractura Hidráulica
Biótico	Recurso hidrobiológico y peces	alteración de la calidad de los Hábitats		
		Cambio en la estructura de la comunidad hidrobiológica		
	Fauna	alteración de la calidad de los Hábitats faunísticos		
		pautas de comportamiento		
		Cambios en la composición de la fauna		
	Vegetación	Disminución de las coberturas vegetales		
Disminución de la regeneración natural				
Económico	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos		
		Cambio en la oferta de empleo		
		Mejoramiento de la calificación del personal vinculado a la actividad de hidrocarburos		
	Infraestructura y servicios públicos y sociales	cambio en los usos del agua		
		Mejora de accesibilidad a la zona		
		Actividad económica en la zona ( cambio en la demanda de servicios)		
		Aumento flujo vehicular en la zona		
		Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica		
		cambio en la demanda		
	Estructura y dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria		
	Procesos productivos y tecnológicos	Afectación a las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra		
	Actores sociales	Generación de expectativas		
		Riesgos para la salud de la población		
		Generación de conflictos sociales		
	Presencia institucional y organización comunitaria	Dependencia de la empresa petrolera		
		Incremento en los proyectos sociales		
		Desarrollo nacional		
	Patrimonio arqueológico	Deterioro o pérdida del patrimonio		
		Alteración del patrimonio etnográfico		
		Alteración de monumentos históricos		
Tradiciones y costumbres	Modificación de las prácticas y valores culturales y ambientales			

**Tabla 33.** Evaluación de impactos para la fase de fracturamiento

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Perficiencia	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	RANGO
				N o P	D o I	S o A	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Fracturamiento	Demanda de mano de obra (Contratación de personal, adquisición de bienes y servicios)	Infraestructura y servicios públicos y sociales	Cambio en la demanda	-1	4	4	4	2	2	6	2	2	4	2	-48	Moderado
		Estructura y dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria	-1	4	4	4	2	3	6	2	2	4	2	-49	Moderado
		Procesos productivos y tecnológicos	Afectación de las actividades agropecuarias por escasez de mano de obra	-1	4	4	4	1	2	4	2	3	2	2	-40	Moderado
		Mercado laboral	Cambio en la oferta de empleo	1	4	4	4	3	2	6	2	3	2	4	50	Importante
			Cambio en el nivel de ingresos	1	4	4	4	3	2	6	2	3	2	2	48	Importante
			Mejoramiento de la calificación del personal vinculado a la actividad de hidrocarburos	1	1	4	4	2	2	4	2	3	2	2	38	Importante
		Tradiciones y costumbres	Modificación de las prácticas y valores culturales y ambientales	1	1	4	4	2	2	4	2	3	2	2	38	Importante
		Actores sociales	Generación de expectativas	1	4	1	4	3	1	6	2	1	4	1	43	Importante
			Generación de conflictos sociales	-1	1	4	4	3	2	4	2	2	4	1	-39	Moderado
		Presencia institucional y organización comunitaria	Dependencia de la empresa petrolera	-1	4	4	4	2	4	4	2	3	4	2	-45	Moderado

**Tabla 34.** Evaluación de impactos para la fase de fracturamiento.

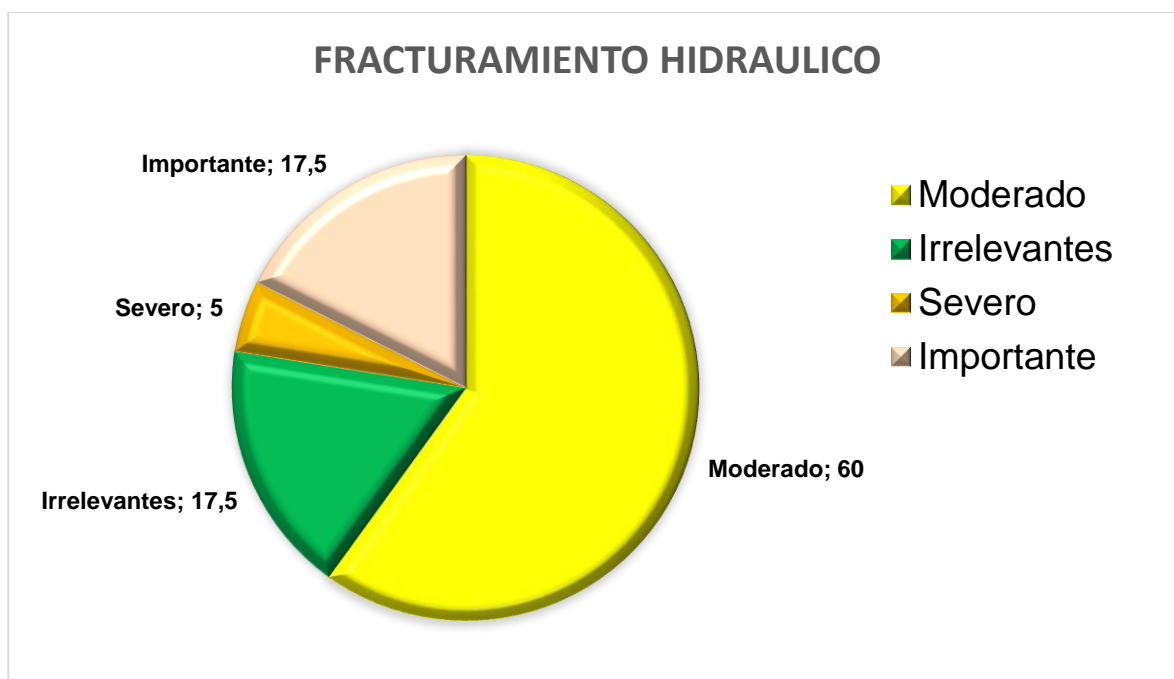
ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Períodicidad	Recuperabilidad	Indicador de Importancia	RANGO	
				NoP	DoI	SoA	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA		
Fracturamiento	Fractura Hidráulica	Clima	Incremento del nivel de gases de combustión por uso de maquinaria pesada	-1	4	4	1	4	2	6	1	4	2	4	-45	Moderado	
		Atmosfera	Incremento del nivel de partículas en el aire por movimientos de maquinaria y otras acciones de proyecto	-1	4	1	1	4	1	6	2	1	1	1	1	-35	Moderado
			Incremento del nivel de ruido por uso maquinaria y otras acciones	-1	4	4	1	4	2	6	1	1	2	1	1	-39	Moderado
			Aumento del nivel de ruido por actividades de explotación	-1	4	1	1	4	2	1	1	1	1	1	1	-20	Irrelevante
		Geología-Edafología	Modificación de la geomorfología	-1	4	1	1	1	4	1	1	3	2	2	2	-23	Irrelevante
			Compactación del suelo	-1	4	4	1	3	4	1	2	3	2	4	4	-31	Moderado
			Riesgo de contaminación del suelo y subsuelo	-1	4	4	1	2	4	6	2	4	2	4	4	-46	Moderado
		Hidrología	Contaminación del agua por escorrentía superficial	-1	4	1	1	3	3	4	4	4	4	4	2	-39	Moderado
			Contaminación del agua por aguas negras	-1	4	1	1	3	4	4	2	4	1	1	1	-34	Moderado
			Modificación en la disponibilidad o Consumo de agua	-1	4	4	1	3	3	6	2	4	4	2	2	-46	Moderado
			Contaminación de las aguas subterráneas	-1	4	1	1	2	4	4	2	4	1	1	1	-33	Moderado
		Hidrogeología	Deterioro de los acuíferos	-1	4	4	1	2	4	6	2	4	2	8	8	-50	Moderado
		Procesos	Riesgo de erosión	-1	4	1	1	2	3	4	2	2	2	2	2	-32	Moderado
			Riesgo de producción de sismos	-1	4	4	4	2	2	6	2	2	4	4	4	-50	Moderado
			Aumento de la inestabilidad de terrenos	-1	1	1	1	3	2	4	2	4	2	2	2	-31	Moderado
		Fauna	Eliminación de hábitats faunísticos	-1	1	4	1	2	2	1	4	1	3	2	2	-24	Irrelevante
			Alteración pautas de comportamiento	-1	1	1	1	2	1	1	4	1	2	2	2	-19	Irrelevante
		Paisaje	Alteración visual	-1	4	1	4	3	3	4	2	3	4	1	1	-41	Moderado

**Tabla 35.** Evaluación de impactos para la fase de fracturamiento.

ETAPA	ACTIVIDAD	ELEMENTO AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Perfocidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia	RANGO
				NoP	Dol	SoA	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	IIA	
Fracturamiento	Fractura Hidráulica	Productivo	Alteración de los usos del suelo por ocupación del terreno y la generación de una nueva actividad	-1	4	4	1	3	4	6	2	4	4	4	-49	Moderado
		patrimonio arqueológico	Alteración de la arqueología	-1	4	1	1	3	4	4	2	4	1	1	-34	Moderado
			Alteración del patrimonio etnográfico	-1	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-16	Irrelevante
			Alteración de monumentos históricos	-1	4	1	1	3	4	1	2	2	1	1	-23	Irrelevante
		Infraestructura viaria	Alteración de viarios rurales	-1	4	1	4	3	1	4	2	4	2	2	-39	Moderado
			Mejora de accesibilidad a la zona	1	4	4	1	3	4	6	2	4	2	4	47	Importante
			Incremento del tráfico y deterioro del bienestar de la población	-1	4	1	4	3	3	6	2	2	1	2	-44	Moderado
		Procesos	Riesgo de contaminación del suelo y subsuelo por almacenamiento de productos químicos	-1	4	1	1	3	3	4	4	4	4	2	-39	Moderado
			Generación de aguas residuales y posible afección al entorno (aguas de fracking)	-1	4	4	4	3	4	6	2	4	1	2	-50	Moderado
		Actividades y relaciones	Generación de empleo	1	4	4	4	3	2	6	2	3	2	4	50	Importante
			Actividad económica en la zona (cambio en la demanda de servicios)	-1	4	1	1	3	2	1	2	2	1	1	-21	Irrelevante
		Bienestar para la población	Oposición social	-1	1	4	4	3	2	8	2	2	4	1	-51	Severo
			Riesgos para la salud de la población	-1	4	4	4	2	4	6	2	2	4	4	-52	Severo

La valoración de impactos para la etapa de fracturamiento hidráulico, en las zonas donde probablemente se ejecuten proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico en Colombia arrojó que el 60% (24) de los impactos serían Moderados, el 17.5% (7) Importantes, 17.5% (7) irrelevantes y el 5%(2) de los impactos Severos. En la Figura 32 se presenta la distribución mencionada.

**Figura 32.** Distribución de impactos para la etapa de fracturamiento.



A continuación se presenta una breve descripción de los impactos más significativos durante la etapa de fracturamiento hidráulico.

➤ **Componente Abiótico (Físico)**

Durante la etapa de fracturamiento hidráulico se requiere del uso de maquinaria pesada la cual genera un incremento del nivel de gases de combustión en el aire. Durante la fracturación hidráulica se requiere grandes cantidades de agua la cual se inyecta a alta presión para crear las grietas, esto genera un impacto con respecto

a las fuentes hídricas, produciendo una disminución en la disposición de este recurso, sin embargo la magnitud de este impacto dependerá de la fuente de agua utilizada pues dado el volumen de agua requerida es probable que este gran consumo pueda entrar en competencia con otros usos, como la agricultura, la ganadería, abastecimiento humano entre otros.

La modificación en la disponibilidad o Consumo de agua se evaluó como un impacto moderado debido a que, la gran mayoría de las reservas de hidrocarburos no convencionales en el país se encuentran en la cuenca del Valle Medio del Magdalena; esta cuenca tiene 4,5% de las reservas hídricas subterráneas del país (26.08 x 1.010 m<sup>3</sup>, según el Estudio Nacional de Agua de 2010). La gran mayoría del uso del agua en esa zona es agrícola y es una zona relativamente despoblada. Según el mismo estudio, la zona total de influencia del Magdalena es de 71 millones de m<sup>3</sup>/año, lo que quiere decir que las reservas alcanzan para 372 años, concluyendo que tanto el índice de Uso del recurso hídrico como el Índice de vulnerabilidad Hídrica son bajos. Según la revista Dinero, si se llegaran a perforar 300 pozos no convencionales al año durante 20 años en esa zona, es decir 6000 pozos, y con un promedio de agua utilizada por pozo de 3,6 millones (las estimaciones para el gas de esquisto y pozos horizontales utilizan aproximadamente 4 millones de galones) la demanda de agua sería de 21.600 millones de galones u 81,6 millones de m<sup>3</sup> de agua (6,8 millones de m<sup>3</sup>/año). Ni siquiera el 10 % de la demanda actual<sup>22</sup>. Este análisis se realizó para un área determinada, pero es importante evaluar cada uno de los impactos en un área específica, pues cada impacto puede tener diferente Indicador de Impacto ambiental dependiendo del área de interés.

La contaminación de las aguas subterráneas fue evaluada como un impacto moderado (-33) puesto que la normatividad vigente afirma que entre los

---

<sup>22</sup> Revista Dinero. (2014). Agua paso por aquí. Obtenido de: [www.dinero.com/edicion-impresa/opinion/articulo/debate-sobre-fracking-pais/201635](http://www.dinero.com/edicion-impresa/opinion/articulo/debate-sobre-fracking-pais/201635)

procedimientos determinados para la estimulación hidráulica, están la realización de pruebas de presión a todos los revestimientos expuestos al tratamiento, además del monitoreo de la presión del espacio anular de todos los revestimientos de manera permanente durante las actividades. Sobre este aspecto se estipula, que si existe un aumento en la presión anular de 200 psi, las operaciones deberán ser suspendidas de manera inmediata, de tal forma que si se garantiza el cumplimiento de dicha normatividad el impacto sobre las fuentes de agua subterráneas será mínimo.

El posible impacto en el deterioro de los acuíferos tuvo un valor moderado (-50) aunque es un valor relativamente alto debido a que los mapas existentes de aguas subterráneas de Colombia tienen un cubrimiento solo del 30% del territorio nacional además hasta el año pasado el IDEAM entregó la primera publicación sobre las aguas subterráneas del país, donde no existe una clara ejecución de los Planes de Ordenamiento y Manejo de Cuencas Hidrográficas (Pomca). Tener un control exhaustivo sobre los recursos hídricos del país es clave para mitigar los impactos asociados.

Otro impacto con un valor moderado de -50 es el de riesgo de producción de sismos porque las cuencas con alto potencial con hidrocarburos no convencionales en Colombia, están ubicadas en su mayoría sobre las cordilleras, zonas con posibles fallas geológicas, donde las fracturas creadas podrían intervenir algunas de estas y así aumentar la ocurrencia de microsismos.

➤ Componente Biótico

Como se indicó en la técnica de fracturamiento hidráulico se utiliza grandes cantidades de agua a la que se añade una serie de compuestos químicos. La naturaleza de estos compuestos es muy variada, pudiéndose incluso utilizar

algunos reactivos nocivos para el medio ambiente, generando impactos sobre los hábitats faunísticos y la calidad del agua de las diferentes fuentes hídricas.

➤ Componente Socioeconómico

De acuerdo con la calificación obtenida los impactos socioeconómicos más relevantes durante el tiempo en el que se fractura son:

**Cambio en la oferta de Empleo:** Como consecuencia de la oportunidad que genera la actividad industrial de los hidrocarburos para la población y relacionada con la contratación de personal.

**Cambio en el nivel de ingresos:** Este impacto refiere al consecuente incremento de ingresos o generación de los mismos por la contratación de personal, adquisición de bienes y servicios en las zonas.

➤ Impactos asociados

La experiencia de otros países en donde ya se ha implementado esta técnica para el desarrollo de yacimientos no convencionales muestra que es probable la generación de microsismos asociados a esta operación, estos pequeños terremotos no han sido de gran magnitud, pero ponen en peligro la correcta cementación del pozo pudiendo conducir a graves contaminaciones.

La utilización de productos químicos peligrosos y el inadecuado uso de estos pueden producir riesgos para la salud de la población del entorno. Los principales efectos en la salud humana son provocados especialmente por las repercusiones de las emisiones atmosféricas y al agua contaminada. Estos son algunos de los factores que pueden incidir en el riesgo para la salud de la población, por tal razón este impacto se evaluó como severo.

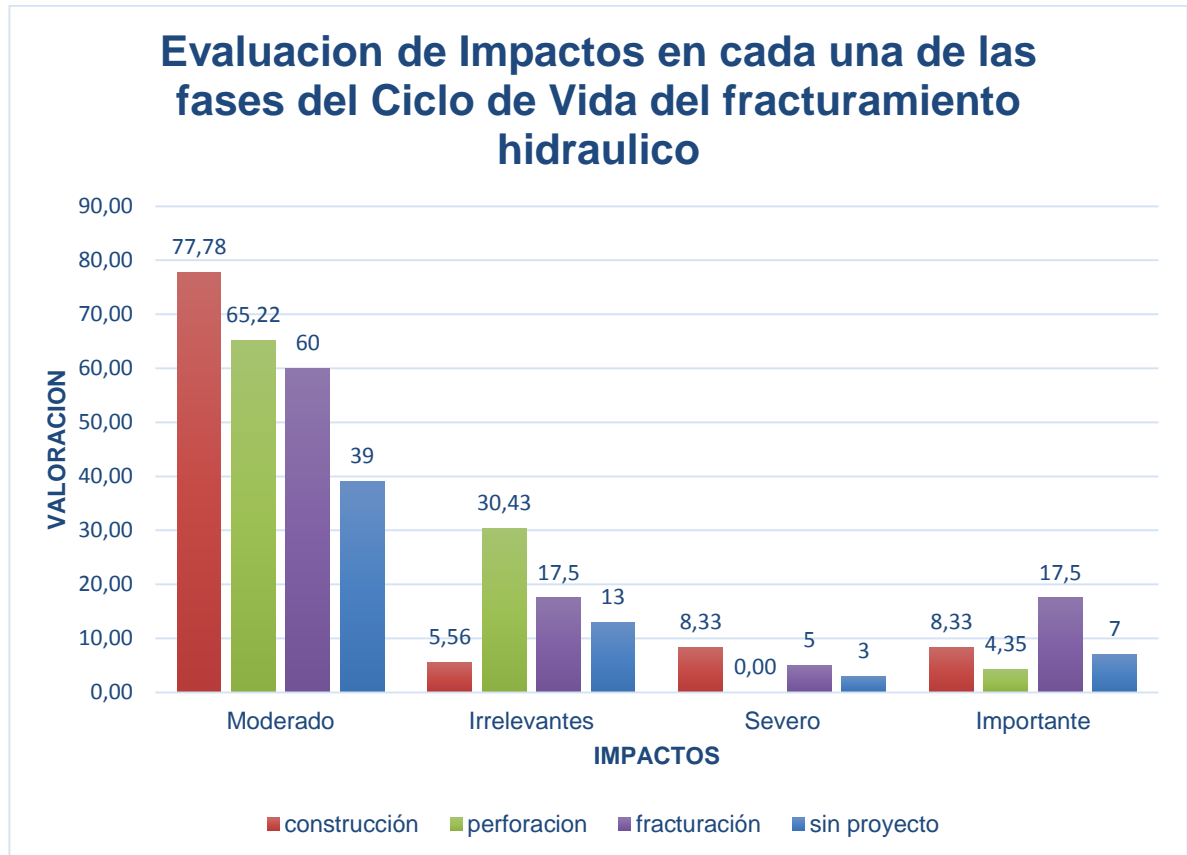
Existe una discusión con respecto al impacto que puede tener el uso de esta técnica sobre las fuentes de agua subterránea, más conocidos como acuíferos, los estudios realizados en estados unidos muestran que el impacto que se pueda generar sobre este recurso está asociado principalmente a fallas durante la operación como tal, es decir no se puede estandarizar, pues va a depender de la forma y el cuidado que se tenga durante la operación, así como de la legislación de cada país para este procedimiento.

Conclusiones de la evaluación de impactos ambientales para la extracción de hidrocarburos no convencionales en Colombia aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico durante la etapa de fracturación hidráulica:

La aplicación de esta técnica implica una serie de impactos ambientales: deterioro de los acuíferos, consumo de grandes cantidades de agua, utilización de químicos en aguas de fractura, riesgos de contaminación del entorno y riesgos para la salud de la población aledaña, entre otros. Sin embargo como ya se mencionó anteriormente la magnitud de dichos impactos va a depender del control que se realice a las prácticas durante este procedimiento.

### 3.3.6 Comparación de impactos

**Figura 33.** Evaluación de Impactos en cada una de las fases del Ciclo de Vida



Como se muestra en la figura 33, los impactos que el fracturamiento hidráulico genera en su mayoría son de importancia ambiental moderada, debido a las características actuales del país, donde existe intervención antrópica y de la industria petrolera en las cuencas que presentan potencial de hidrocarburos no convencionales.

Los resultados obtenidos muestran que actualmente el desarrollo de diferentes actividades en las zonas de interés representa varios impactos sobre el medio ambiente los cuales en su mayoría tienen un efecto moderado.

La figura 33 permite inferir claramente la etapa que mayor impacto ambiental causaría siendo esta la de construcción de locaciones, porque genera un cambio abrupto en las características actuales del ecosistema, dado que requiere de remoción en masa, deforestación y otras actividades que alteran el equilibrio ecológico, con el agravante que para el desarrollo de yacimientos no convencionales el número de pozos perforados es muy alto con respecto a los convencionales, lo cual implica alteraciones en un área significativa.

Es evidente que cualquier intervención de la industria petrolera causa impactos ya sean positivos o negativos, por tanto las empresas deben ser conscientes de estas situaciones, reconociendo las consecuencias de la actividad, ideando algunas estrategias que les permita minimizar las alteraciones, también se deben tener en cuenta las lecciones aprendidas por otros con respecto a algunos procedimientos, por tal razón a continuación se sugieren algunas prácticas para garantizar que el desarrollo de los no convencionales en Colombia tenga el menor impacto posible.

## 4 MITIGACIÓN DE IMPACTOS

Como se describió anteriormente, existe una serie de impactos ambientales potenciales asociados al fracturamiento hidráulico utilizado en la extracción de Shale Gas; por tal razón, se deben tomar ciertas medidas para evitar o minimizar dichos impactos y así, optimizar la viabilidad del proyecto y su integración en el entorno.

### 4.1 Medidas preventivas para mitigar los impactos antes, durante y después de realizar las fracturas

Para iniciar el proceso de fracturamiento Hidráulico todos los equipos a utilizar deben ser probados para asegurarse de su buen funcionamiento. Incluyendo las líneas de alta presión en superficie para evitar fugas. Los tratamientos de Fracturamiento Hidráulico (FH) se diseñan utilizando modelos de computación para evitar la propagación de fracturas indeseadas. Las dimensiones, extensión y geometría de las fracturas creadas son controladas por la tasa de la bomba, la presión, el volumen y la viscosidad del fluido de fracturación.

Existen diferentes técnicas de monitoreo de la fractura, que permiten el refinamiento de los modelos informáticos y mejoras en el procedimiento<sup>23</sup>:

#### 4.1.1 Evaluación de la Línea Base

Teniendo la ubicación del pozo a perforar, se toman muestras de cualquier cuerpo de agua cercano; así se establecerán las condiciones de referencia en la superficie y las aguas subterráneas antes de cualquier procedimiento. Estudios geotécnicos previos se deben realizar, para conocer la exactitud de los acuíferos y la estructura del suelo y subsuelo.

---

<sup>23</sup>American Petroleum Institute API. (2011). *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing*. HF3.

#### **4.1.2 Tratamiento "Mini frac" y Análisis**

El proceso de "mini frac" sirve para realizar ciertos estudios de diagnóstico; se recogen algunos datos que se analizan, se realizan los ajustes necesarios para el procedimiento ya planeado y se refinan los modelos informáticos.

#### **4.1.3 Monitoreo Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico**

##### **4.1.3.1 Monitoreo de parámetros:**

El mismo software debe utilizarse durante el procedimiento para controlar la trayectoria y geometría de la fractura en tiempo real. Además de monitorear la presión de inyección de superficie (psi), la tasa de suspensión (lpm), la concentración del agente de sostén (PPA), la tasa de fluido (lpm), y, arena o tasa de agente de sostén (lb / min). Los datos que se recogen se utilizan para refinar los modelos informáticos utilizados para planear futuros tratamientos de fracturamiento hidráulico.

##### **4.1.3.2 Monitoreo de Presión:**

Si todo el revestimiento no está cementado hasta superficie, la presión en el espacio anular debe ser monitoreada y controlada. La presión ejercida sobre el equipo no debe exceder la presión nominal de trabajo del componente más débil. El comportamiento inadecuado de la presión podría indicar algún tipo de problema, como una fuga en la sarta de revestimiento.

##### **4.1.3.3 Inclinómetro y Monitoreo Microsísmico**

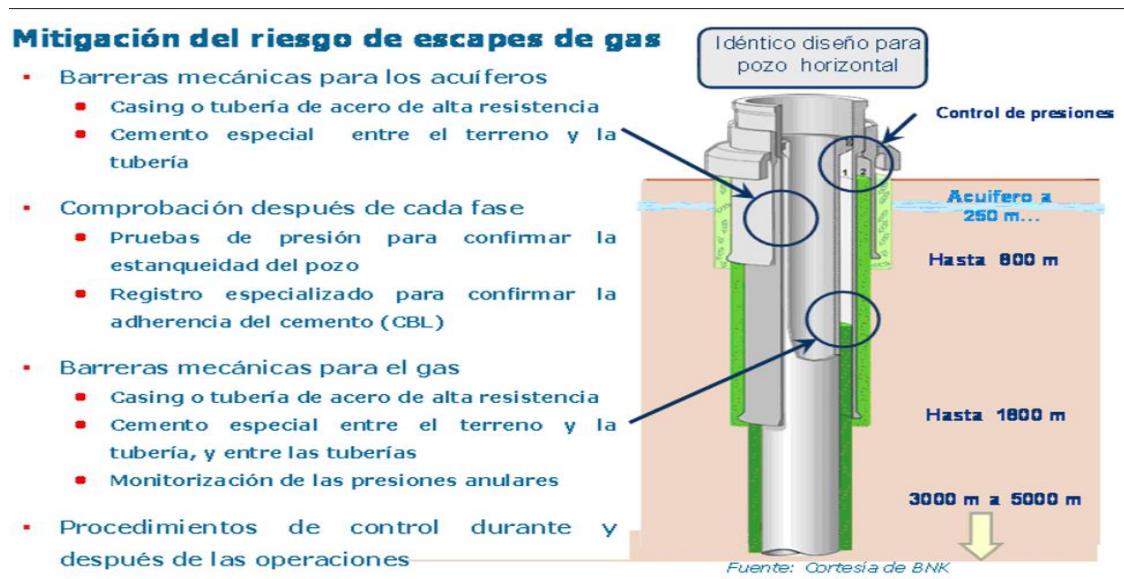
Un inclinómetro es un dispositivo que mide el cambio en la inclinación en la superficie de la tierra en tiempo real. Un desarrollo tecnológico reciente, conocido como mapeo microsísmico, ahora permite a los operadores monitorear eventos microsísmicos relacionados con el crecimiento de la fractura hidráulica en tres dimensiones en tiempo real. Además, proporciona una manera de evaluar los parámetros de fracturamiento hidráulico críticos como extensión vertical, extensión lateral, acimut, y complejidad de la fractura. Esto representa una herramienta que los operadores pueden utilizar de modo que la extensión lateral y vertical de la

fracturase puede mantenerse dentro de la zona deseada y los resultados pueden ser utilizados para verificar y perfeccionar los modelos utilizados para predecir el rendimiento de fractura hidráulica en un área.

#### 4.1.4 Técnicas de Monitoreo Post-fracturamiento hidráulico

Antes de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, el agente de sostén, puede ser "marcado" con un trazador. Después de que el agente de sostén ha sido bombeado dentro de la formación, un registro de pozo entubado, capaz de detectar el trazador, se ejecuta. El propósito de este procedimiento es confirmar que la colocación del agente de sostén este como se había previsto. Otra técnica de registro de pozo entubado post-fractura es un registro de la temperatura. Este registro se puede ejecutar en conjunto con el registro trazador descrito anteriormente. El registro de temperatura mide las variaciones en la temperatura en toda la sección de interés.

**Figura 34.** Mitigación del riesgo de escape de gas



**Fuente:** Vadillo, L., Arenillas, A., García, A. (2014). 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. Marco de la Encomienda de Gestión de la Dirección General de Calidad, Evaluación Ambiental y Medio Natural al Instituto Geológico y Minero de España.

#### **4.1.5 Post-finalización del Monitoreo**

A lo largo de la vida de un pozo de producción, las condiciones del pozo deben ser monitoreados en forma permanente para garantizar la integridad de los equipos y del pozo. El monitoreo de la presión para la integridad mecánica se usa para determinar la integridad de los tubos y otros equipos, también cuando el pozo está produciendo y durante las operaciones de fracturamiento. Pruebas de sellado de cabeza de pozo se deben llevar a cabo para poner a prueba la integridad mecánica de los elementos de sellado (incluyendo compuertas de válvula y asientos) y determinar si son capaces de sellar contra la presión.

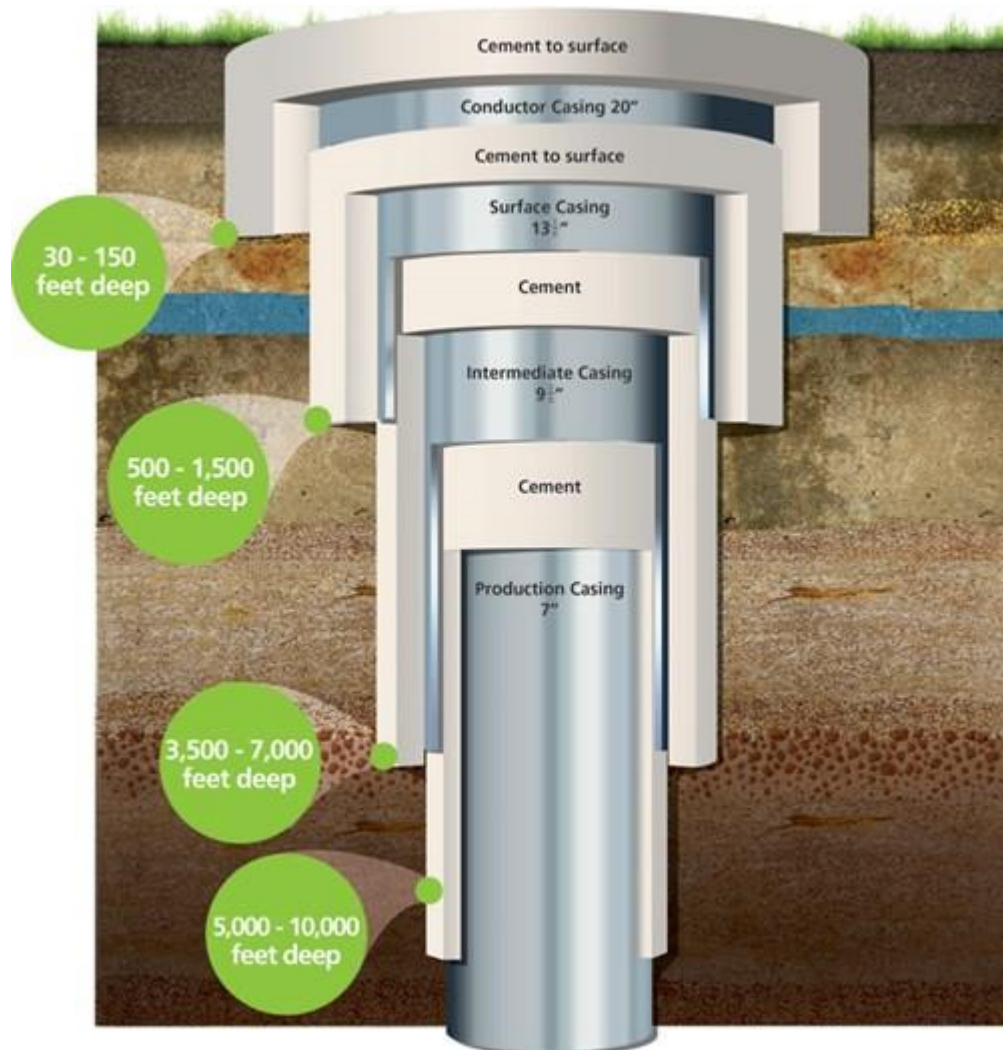
#### **4.2 Medidas preventivas para mitigar los impactos asociados a aguas subterráneas**

Todos los procesos de exploración de petróleo y gas natural, de desarrollo y las operaciones de producción se deben llevar a cabo de una manera ambientalmente responsable, asegurando especialmente que las fuentes de agua potable subterráneas estén protegidas. Estas fuentes se protegen de los contenidos del pozo por una combinación de revestimientos de acero y tramos de cemento. Además, la construcción del pozo debe impedir la comunicación (la migración o transporte de fluidos entre las capas superficiales) entre las formaciones productoras de hidrocarburos y las aguas subterráneas. La calidad de la cementación y sellado, es de los factores más importantes para garantizar la integridad del pozo y evitar la contaminación de acuíferos.

La primera línea de defensa, es el revestimiento ya que proporciona el aislamiento necesario de las aguas subterráneas; pero esta no es la única capa protectora, puesto que en ocasiones se realizan más encamisados con el fin de estabilizar el pozo y aislarlo de las formaciones adyacentes. En la figura 35 se muestra un pozo con diferentes revestimientos cementados, con el fin de evitar la contaminación de

las zonas superficiales y profundas, para controlar la presión y aislar las áreas de producción.

**Figura 35.**Integridad de un pozo



**Fuente:** IGas Energy. *Well integrity*. Obtenido de: [www.igasplc.com/what-we-do/extracting-gas-responsibly/well-integrity](http://www.igasplc.com/what-we-do/extracting-gas-responsibly/well-integrity)

Para evitar las posibles afecciones o incidentes a las aguas subterráneas, se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones para mitigar el efecto de esos impactos:

- Realización de pruebas de integridad de tuberías, cementaciones y adherencia del cemento a la formación. Estas pruebas deben realizarse siempre que se produzcan afecciones al medio (eventos sísmicos, etc.) que puedan modificar la integridad de los pozos.
- Elaboración de un estudio hidrogeológico integral, en el que se especifiquen y valoren las posibles afecciones a acuíferos superficiales y profundos, y cursos superficiales de agua, que puedan estar conectados con la zona a fracturar.
- Toma de muestras de los recursos hídricos cercanos al pozo para detectar cualquier elemento o sustancia que no forme parte de los que constituyen la “línea base” de las aguas tanto superficiales como subterráneas, es decir, descartar presencia de lodos de perforación, fluido fracturante, metano, entre otros.

#### **4.3 Medidas preventivas para mitigar los impactos asociados a la calidad del aire**

- Durante el proceso de fracturamiento y de extracción, se recomienda realizar una red de control de emisiones de gases que midan la calidad del aire, mediante los siguientes componentes: NO<sub>2</sub>, NO<sub>X</sub>, SO<sub>2</sub>, partículas PM<sub>10</sub>, ozono, BTEX y componentes orgánicos volátiles (NO BTEX), con el fin de evaluar el impacto realizado y tomar medidas más exactas y radicales para mitigar el mismo.

#### **4.4 Medidas preventivas para mitigar los impactos asociados a la sismicidad inducida**

- Se deben realizar investigaciones locales específicas previas al procedimiento de FH, para identificar las fallas especialmente las fallas bajo superficie que requieren de cartografía detallada, datos de sísmica y el desarrollo de modelos geológicos. Se hace necesario además conocer las propiedades mecánicas y

permeabilidades de las fallas identificadas. Respecto a los datos de esfuerzos, su obtención es relativamente compleja y muchas técnicas requieren la perforación de un pozo. Una vez identificadas las fallas y los esfuerzos, se pueden utilizar técnicas que permitan evaluar la orientación y tendencia al deslizamiento de fallas y planos de estratificación. En este sentido, se debe evitar la fracturación hidráulica cerca de las fallas con una tendencia alta al deslizamiento.

- Evaluar el peligro sísmico antes de iniciar las operaciones, caracterizando cualquier posible falla activa en la región y aplicar técnicas de análisis de peligrosidad sísmica para evaluar el impacto de terremotos inducidos.
- Registro de la actividad microsísmica durante las operaciones de FH: Estos datos pueden ser registrados usando una red de sensores cercanos a la superficie o una red de sensores en sondeos, permiten monitorear el crecimiento de las fracturas, obteniendo un perfil de la red de fracturas creadas, que mejora su comprensión y la de sus riesgos asociados. Este Monitoreo, incluye la utilización del análisis de curvas de presión, los registros de temperatura y producción, los trazadores radioactivos, las imágenes de la pared y fondo del pozo, el mapeo con inclinómetro y el monitoreo acústico; también denominado Monitoreo Microsísmico (MSM).
- Reducir el volumen de fluido inyectado e iniciar el retorno de fluidos de forma inmediata en la medida posible.
- Evitar la inyección en fallas activas.
- Minimizar los cambios de presión en profundidad mediante la reducción de los volúmenes de fluido residual a inyectar o la construcción de más pozos donde se pueda inyectar menores volúmenes de fluido. Otra opción es inyectar en

formaciones muy permeables que puedan acumular grandes volúmenes sin experimentar cambios significativos de presión, o formaciones que se deformen plásticamente, de manera que no acumulen grandes cantidades de energía.

- En algunos casos si la sismicidad inducida es demasiado grande, se reducen las tasas de inyección o se deben abandonar los pozos.

#### **4.5 Medidas preventivas para mitigar los impactos asociados a la ocupación del terreno y transporte de maquinaria pesada**

En el proceso de construcción de la infraestructura, siempre se debe tener en cuenta la sensibilidad del territorio (áreas de gran valor ecológico, cercanía a poblaciones). Al igual, se debe elaborar un plan de restauración paisajista y reforestación con el fin de dejar las zonas en las condiciones iniciales.

En cuanto al tráfico de maquinaria pesada, se deben adecuar o crear vías apropiadas con la instalación de canaletas laterales, para evitar la contaminación de la vegetación adyacente a la misma. Además se debe llevar a cabo un mantenimiento de las vías con el fin de conservarlas en las mejores condiciones.

#### **4.6 Medidas preventivas para mitigar los impactos asociados al consumo del agua**

Las medidas para reducir el consumo de agua y no afectar la calidad de las aguas superficiales y subterráneas, podrían ser:

- Debido a las necesidades de agua para el fracturamiento hidráulico, se debe llevar a cabo una evaluación completa de la demanda acumulativa del agua, así como la sincronización de estas necesidades en una zona específica. Esto

debería incluir, fuera del agua utilizada para el procedimiento de FH, la consideración de las necesidades de agua para las operaciones de perforación, la supresión de polvo, y de emergencia. Las fuentes de suministro de agua, no deben interferir con las necesidades de la comunidad y otros usos existentes. Durante los períodos de baja corriente de flujo no se deben afectar los organismos acuáticos, la pesca, los suministros municipales de agua y otras instalaciones industriales, como las centrales eléctricas. Una buena opción, sería desviar el agua a embalses de almacenamiento durante períodos de alto flujo, permitiendo retiros en un momento de pico de disponibilidad del agua.

- Siempre que sea posible, los operadores deben considerar el uso de agua no potable para la perforación y fracturamiento hidráulico. Lo ideal sería captar el agua de las siguientes fuentes: reutilización de aguas residuales urbanas con previo tratamiento, realizar la captación de una masa de agua extensa como el mar y en último lugar ríos, embalses o acuíferos.
- La reutilización de aguas procedentes del mismo proceso, llamadas aguas de fracking; estas reciben un previo tratamiento para ser reinyectadas. Hay diferentes empresas que ya se dedican a realizar este proceso (por ejemplo: Eureka resources), el cual puede ser dividido en dos partes principales: pre-tratamiento y destilación. Después de que el agua en bruto es recibida y probada por personal especializado, se pasa a través de un proceso de pre-tratamiento. El agua pre-tratada se lleva a tanques de almacenamiento hasta que se procesa a través de destiladores mecánicos de re-compresión de vapor. El efluente resultante es agua limpia destilada para su reutilización inmediata<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup>Eureka Resources. *Oil and gas wastewater management*. Obtenido de: [www.eureka-resources.com](http://www.eureka-resources.com)

- Utilización de Aguas residuales de poblaciones o industrias cercanas con previo tratamiento para alcanzar las condiciones óptimas para el proceso. Agua de mar desalada mediante osmosis inversa o algún tratamiento similar.

#### **4.7 Medidas preventivas para mitigar los impactos asociados a la utilización de químicos**

- Todos los componentes de los fluidos de fractura, incluyendo agua, aditivos y agentes de sostén, deben ser manejados adecuadamente en el sitio, antes, durante y después del proceso de fracturación. Además, los componentes del fluido de fractura deben ser mezclados sólo cuando sea necesario.
- Utilizar productos químicos que no afecten al entorno (evitando los productos peligrosos).
- La Hoja de Datos de Seguridad del Material (MSDS) para cada aditivo se debe obtener del proveedor o fabricante, ser revisado antes de utilizar el aditivo, y estar disponible en el lugar de trabajo. El MSDS contiene información sobre el apropiado almacenamiento, los peligros para el medio ambiente, los procedimientos de limpieza en caso de derrames y otros datos para disminuir los impactos ambientales.
- Establecimiento de una zona segura de almacenamiento de químicos y residuos peligrosos, por ejemplo en un suelo con pavimentación de material impermeable que impida la filtración. Además de la instalación de cubetas de contención, con el objetivo de establecer una barrera más para la infiltración de lixiviados.
- Para el almacenamiento de las aguas resultantes del fracking habría que construir una balsa de almacenamiento que las recogiera para su posterior

tratamiento. La instalación de las balsas se realizará teniendo en cuenta distancias y orientación respecto de los vientos, para minimizar las molestias por olores a las personas ajenas a la actividad; deberán ser construidas con material impermeable y se deberá inspeccionar detalladamente el estado del sistema de impermeabilización por personal técnico competente.

- Cuando los fluidos de fractura son transportados en camiones, los operadores deben desarrollar un plan de transporte por carretera, que incluya la cantidad estimada de transporte requerido, horas de operaciones, zonas de concentración y rutas. Seleccionar las rutas que tengan mayor seguridad pública y conducción eficiente. Evitar las horas pico del tráfico y los períodos de la noche tranquilos, entre otras consideraciones.

## 5. CONCLUSIONES

Actualmente Colombia tiene la necesidad urgente de encontrar una fuente de gas que permita suplir la demanda interna durante los siguientes años, siendo el fracturamiento hidráulico una alternativa para abastecer la demanda de millones de hogares e industrias que dependen de este combustible.

El fracturamiento hidráulico es un procedimiento que ha generado una gran controversia a nivel mundial debido a los posibles impactos que trae consigo la utilización de la técnica. Estudios científicos, demuestran que dichos impactos son manejables con adecuada reglamentación y operadores competentes.

Los registros muestran estudios en países de Europa y Norte América, donde se ha comprobado que el fracturamiento hidráulico afecta los ecosistemas, contamina el agua, el suelo, el aire y cambia las condiciones socioeconómicas de las regiones; pero estos efectos se pueden minimizar si se cumplen las normas existentes.

La legislación colombiana debe establecer parámetros claros y precisos sobre el fracturamiento hidráulico a fin de proteger zonas de reserva natural, que serán el sustento hídrico de las futuras generaciones. Y en los lugares donde se pueda aplicar esta técnica las empresas deberán cumplir fielmente con las normas ambientales para minimizar los impactos de la actividad

De acuerdo a la experiencia de los países que ya han aplicado esta técnica se recomienda hacer un estudio detallado de las fuentes de agua subterránea, antes de dar vía libre a la exploración de gas no convencional.

El potencial de efectos al utilizar el fracturamiento hidráulico en Colombia dio un indicador de impactos en su mayoría moderados 60%, debido a que si este procedimiento se realiza con las mejores técnicas no representa un gran riesgo ambiental en nuestro país, pero si generaría un gran impacto social y económico, como lo demuestra la distribución de impactos positivos de la realización de esta técnica en un 17,5%.

## BIBLIOGRAFIA

- Administration, E.I. (2013). *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside the United States.*
- American Petroleum Institute API. (2011). *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing.* HF3.
- Environmental Protection Agency EPA. (2015). *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources.* EPA/600/R-15/047c.
- Environmental Protection Agency. (2004). *Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs.* EPA 816-R-04-003.
- Escuela de Organización Industrial EOI. (2012). *Tecnología y Evaluación de Impacto Ambiental en la extracción de Shale Gas.* Master en Ingeniería y Gestión Medioambiental.
- European Parliament. (2011). *Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health.*
- J. A. Sáenz De Santa María Benedet. M. Gutiérrez Claverol. (2013). *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.* España: Universidad de Oviedo, Trabajo de Geología.

- Nexen Energy, C. (2012). *Nexen Explores for Shale Gas in Colombia*.
- Norma técnica NTC ISO – 14040. (2007). *GESTION AMBIENTAL: ANALISIS DE CICLO DE VIDA. REQUISITOS Y DIRECTRICES. REQUISITOS DEL CICLO DE VIDA*.
- Robert W., Santero R., Ingraffea A. (2011). *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*. Springer.
- Sanes, A. (2012). *El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) en el Desarrollo Sostenible: propuesta metodológica para la evaluación de la sostenibilidad de sistemas productivos*. Bogotá. Universidad Nacional de Colombia.
- Tyndall Centre for Climate Change Research. (2011). *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*. Universidad de Manchester.
- Vadillo, L., Arenillas, A., García, A. (2014). *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. Marco de la Encomienda de Gestión de la Dirección General de Calidad, Evaluación Ambiental y Medio Natural al Instituto Geológico y Minero de España.

**Consultas a Internet:**

- Activo Legal. (2014). *Reglamento técnico para yacimientos no convencionales*. Obtenido de: [www.activolegal.com](http://www.activolegal.com)
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. ANH. (2015). *MAPA DE TIERRAS*. Obtenido de: [www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx](http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx)

- ANH. (2014). *ABC DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES*. Obtenido de: [issuu.com/anhcolombia/docs/abcnoconvencionalesbaja](http://issuu.com/anhcolombia/docs/abcnoconvencionalesbaja)
- Eureka Resources. *Oil and gas wastewater management*. Obtenido de: [www.eureka-resources.com](http://www.eureka-resources.com)
- *Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica, Permisos en Burgos*. Obtenido de: [www.comimsa.com.mx](http://www.comimsa.com.mx)
- Hydraulic Fracturing. Obtenido de: [www.hydraulicfracturing.com/Process/Pages/information.aspx](http://www.hydraulicfracturing.com/Process/Pages/information.aspx)
- IGas Energy. *Well integrity*. Obtenido de: [www.igasplc.com/what-we-do/extracting-gas-responsibly/well-integrity](http://www.igasplc.com/what-we-do/extracting-gas-responsibly/well-integrity)
- La Nación. (2014). *Fracking se abre paso en el país*. Obtenido de: [www.lanacion.com.co](http://www.lanacion.com.co)
- La Republica. (2014). *Ecopetrol, ExxonMobil y Parex Resources, las petroleras que desarrollaran el fracking*. Obtenido de: [www.larepublica.co](http://www.larepublica.co)