



OBSERVACIONES Y POSICIÓN DE ACIPET Y ACGGP RESPECTO AL FRACKING Y A LOS  
INFORMES PRESENTADOS POR LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA AL CONSEJO  
DE ESTADO.

ENERO DE 2020

Expediente 57819 (11001032600020160014000)

Junio 2020

*“Lo ideal sería que la educación llevara a cabo la más pacifista y sólida revolución social formando pensadores, y no repetidores de ideas”*  
Augusto Curry<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Tomado de: <https://www.larepublica.co/analisis/roberto-rave-rios-539121/lo-malo-de-la-mineria-3037303>

## COORDINACIÓN GENERAL

**Kurt Bayer Peraza**

Geólogo - UN

## PROFESIONALES PARTICIPANTES EN LA ELABORACIÓN DE ESTE DOCUMENTO

**Luis Alberto Moncada** – *Ingeniero de Petróleos – Universidad Industrial de Santander 1970 – Matricula Profesional 0231 del CPIP – Especialista en Derecho Minero Energético, Universidad Externado de Colombia 2000. Más de 40 años de experiencia profesional y 10 años en resolución de conflictos como auxiliar de justicia en Tribunales de Arbitramento y Docente en la Universidad Externado de Colombia.*

**Edgar Aguirre Ramírez** - *Ingeniero de Petróleos – Universidad Industrial de Santander 1973 – Matricula Profesional 0291 del CPIP - Más de 40 años de experiencia en operaciones de la industria del petróleo incluido el fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales.*

**Kurt Bayer** – *Geólogo – Universidad Nacional de Colombia, 1973 – Matricula Profesional 087 del CPG – MSc en Gestión Tecnológica, Universidad Pontificia de Bucaramanga, 1994. Especialista en Planeación de Sistemas Energéticos, Universidad de los Andes, 1987. Docente especialización en Gerencia de Energía, Universidad Autónoma de Bucaramanga, 2010. Más de 40 años de experiencia en la industria petrolera. Perito experto ante la Cámara de Comercio de Bogotá, 2013.*

## PRESIDENTES ASOCIACIONES PROFESIONALES

**Carlos Alberto Leal N.**

Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos – ACIPET

**Enrique Velásquez**

Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo - ACGGP

## TABLA DE CONTENIDO:

### **Resumen Ejecutivo.**

**Capítulo I:** La importancia de la Ética profesional en el sector petrolero.

**Capítulo II:** Conceptos básicos sobre Recursos Convencionales y No Convencionales.

**Capítulo III:** Aspectos técnicos generales del fracturamiento hidráulico - fluidos de fractura.

**Capítulo IV:** Antecedentes del fracturamiento hidráulico en Colombia.

**Capítulo V:** Nuevas evidencias científica y técnicas sobre el “fracking”.

**Capítulo VI:** Realidad del uso del agua en Colombia.

**Capítulo VII:** Hechos que sí han causado un gran impacto ambiental.

## Resumen Ejecutivo

Llama la atención que cuando se quiere decidir sobre el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales de petróleo y gas almacenados en rocas sedimentarias de baja porosidad y permeabilidad, denominadas rocas generadoras o yacimientos no convencionales por medio de técnicas de fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales, no se acuda al desarrollo tecnológico y operacional que este procedimiento ha experimentado a nivel internacional y más bien se haga una recopilación de todos los problemas operacionales históricos que han ocurrido en la industria petrolera en nuestro país y que no tienen relación alguna con las incertidumbres se quiere resolver.

Inicialmente queremos enfatizar en el Capítulo I, el hecho que los profesionales vinculados al sector petrolero colombiano somos conscientes, desde las aulas universitarias, sobre la importancia de actuar con ética en el ejercicio profesional, evaluando siempre con detalle los impactos ambientales que se puedan provocar en los ecosistemas involucrados, aplicando las mejores técnicas y práctica para contribuir a un desarrollo sano y sostenible de nuestros recursos naturales.

En los Capítulos II y III se hace una descripción sobre lo que son los yacimientos no convencionales (YNC) asociados a las formaciones sedimentarias denominadas Lutitas y la composición del fluido de fractura cuyo principal componente es el agua (90%), el material de soporte de las fracturas o apuntalante (cerca del 10%) y los aditivos químicos (entre el 0,5 y 2%) sobre los cuales, al ser tan criticados, se hace una detallada descripción y cómo se aplican en esta técnica.

El fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales no ha sido aplicado en Colombia, sin embargo, en los últimos sesenta (60) años se han realizado estimulaciones a pozos productores verticales en yacimientos convencionales, utilizando altas presiones y en algunos casos con presiones mayores a las que se utilizaran en el fracturamiento multietapa. Como resultado de estas actividades, no se han reportado daños a la salud o desastres ambientales como se pregona sobre la aplicación del “fracking” en nuestro país. En el Capítulo IV se presenta un resumen de estos trabajos.

La argumentación que se ofrece para impedir la ejecución de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), recomendados por la Comisión de Expertos, no está soportada por las nuevas evidencias científicas y operacionales, sino en los errores y operaciones equivocadas que se siguieron a principios del presente siglo cuando se iniciaron las prácticas de fracturamiento multietapa en pozos horizontales. En el Capítulo V se presenta un resumen de las pruebas y experimentos realizados en el Estado de Texas con la participación del Departamento de Energía de los Estados Unidos, Centros de Investigación de algunas Universidades y once compañías operadoras. En éste sitio de prueba se evaluaron, no solo la tecnología del “fracking”, sino también su impacto en las aguas subterráneas, en la salud y en el ambiente. Pareciera que, en Colombia, el tema del “fracking” estuviera politizado y

por lo tanto las posiciones se han radicalizado sin necesidad. Es el momento de unir esfuerzos para diseñar, ejecutar y evaluar los PPII de tal manera que sus resultados tengan la solidez técnica y científica que nos permita tomar la mejor decisión. Estamos convencidos que éste esfuerzo debe contar con la participación de las comunidades, grupos de interés, agencias del estado, industria, asociaciones profesionales y universidades para lograr un verdadero consenso.

Uno de los temas más sensibles en las operaciones del fracturamiento multietapa es la utilización del agua y su protección. En el Capítulo VI de este documento se hace un análisis de la utilización del agua en Colombia, indicando que la participación en la demanda de agua del sector de los hidrocarburos es de solo 1.6%, contrario al imaginario de los grupos que se oponen radicalmente a los PPII.

El “fracking” ha adquirido un carácter mediático y es de aceptación social oponerse sin argumentos a esta práctica, olvidándonos del daño que se viene cometiendo, este si contra la vida humana, animal y vegetal, no solo del país sino del planeta, como han sido la tala indiscriminada de nuestros bosques tropicales y los atentados a infraestructura petrolera que han provocado el derrame en superficie de más de diez millones de barriles (10.000.000) hasta el 2017. En Capítulo VII se presenta un recorrido por los atentados terroristas en contra de la industria petrolera colombiana en los últimos 33 años.

## CAPÍTULO I

### LA IMPORTANCIA DE LA ÉTICA PROFESIONAL EN EL SECTOR PETROLERO.

Por: Luis Alberto Moncada

El Código de Ética de los profesionales del sector petrolero, al igual que en las demás profesiones, consagra que *“el ejercicio profesional de la ingeniería en todas sus ramas, ..., debe ser guiado por criterios, conceptos y elevados fines, que propendan a enaltecerlo”*.<sup>[1]</sup> Por lo anterior debe estar sustentado en valores como verdad, honradez e independencia, *“evaluando los impactos ambientales en los ecosistemas involucrados, urbanizados y naturales, incluido el entorno socioeconómico, seleccionando la mejor alternativa para contribuir a un desarrollo ambiental sano y sostenible, con el objeto de lograr la mejor calidad de vida para la población.”*<sup>[2]</sup>

La carencia de información cierta, transparente y oportuna ha tergiversado la realidad técnica y científica de la posible exploración y explotación de los recursos petroleros colombianos asociados con los yacimientos de Lutitas y Carbonatos, rocas estas que fueron las principales generadoras de hidrocarburos y que se han denominado en forma genérica “yacimientos no convencionales” (YNC). Los aspectos técnicos de este proceso se han politizado y circunscrito a discusiones mediáticas, principalmente en redes sociales, lo que ha generado desafortunadamente que se pierda rigor científico en su discusión, al punto que las posiciones en favor o en contra se han radicalizado. “La paranoia anti-fracking es tan ridícula como el desconocimiento del calentamiento global”.

Los argumentos de quienes se oponen al fracking se basan en algunas fallas que se cometieron en la fase inicial de esta práctica y no en los adelantos técnicos y altos estándares que se han logrado durante los más de 20 años en los que esta técnica se ha venido desarrollando y utilizando en los Estados Unidos y en otros países como Argentina.

Por otra parte, no se han tenido en cuenta pruebas científicas cuidadosamente diseñados para evaluar, no solamente los aspectos técnicos sino, quizás los más importante, las variables ambientales y sociales relacionadas con la operación. En este esfuerzo participaron entidades de gobierno, la academia y la industria, para determinar las afectaciones reales que estos proyectos causan a los acuíferos, la salud y el ambiente.<sup>[3]</sup> En las operaciones recientes de fracturamiento hidráulico en YNC o fracking, se ha demostrado que cuando se aplica el nuevo conocimiento científico y las buenas prácticas, los resultados son compatibles con el desarrollo sostenible, ambientalmente sano y que garantiza la protección armónica de los recursos naturales de nuestro país.

En la era del internet y la información instantánea, es difícil decidir cuál versión es la más cercana a la realidad. Una argumentación basada exclusivamente en las referencias obtenidas de las redes sociales (facebook, twitter, instagram, entre otros) o de los

navegadores Google Chrome, Mozilla Firefox, Internet Explorer y otros, puede ser fácilmente influenciada por verdades a medias, ficciones y noticias falsas, carentes de rigor técnico y científico en su análisis.

La práctica de la ingeniería y la geología está basada, no solo en la preparación académica, la experiencia de sus profesionales y el mandato ético de la profesión, sino en la observación y evidencia de los hechos y datos y alejada de la simple especulación. Es por ello, que un grupo de profesionales colombianos del sector petrolero, con matrícula profesional vigente y haciendo uso del derecho que consagra la ley, estamos presentando al Consejo de Estado un dictamen técnico sobre la práctica del fracturamiento hidráulico y su aplicación en las Pruebas Piloto de Investigación Integral (PPII), que estamos en mora de realizar en Colombia. Estas pruebas permitirán obtener información y evidencias científicas y técnicas que nos permitan, como país, tomar decisiones informadas, cuantitativas, sin apasionamientos y en pro del bienestar de todos los ciudadanos.

---

[1] Artículo 29, Ley 842 de 2003

[2] Artículo 29, Ley 842 de 2003

[3] **Hydraulic Fracturing Test Site (HFTS) – Project Overview and Summary of Results.** Jordan Ciezobka<sup>1</sup>\* (URTeC 2018: 2937168) and **Environmental Impact Analysis on the Hydraulic Fracture Test Site (HFTS).** Sarah Eisenlord\* (URTeC 2018: 2900727)

## CAPÍTULO II

### CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.

Por: Edgar Aguirre Ramírez –

“El término "recursos no convencionales" se refiere al gas natural y al petróleo que se encuentran en las formaciones de lutitas y arena apretada, así como al metano de mantos de carbón”.

Veamos lo que dice la EPA, Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, en un comentario que contiene muchos aspectos de interés sobre lo que trataremos a lo largo de éste documento, los textos que aparecen subrayados y en color azul son enlaces que llevan a los sitios web, documentos o páginas de referencia:

“El petróleo y el gas natural no convencionales juegan un papel clave en el futuro de [las energías limpias](#) de nuestra nación. Estados Unidos tiene vastas reservas de tales recursos que son comercialmente viables como resultado de los avances en las tecnologías de perforación horizontal y [fracturamiento hidráulico](#). Estas tecnologías permiten un mayor acceso al petróleo y al gas natural en formaciones de lutitas. El desarrollo responsable de los recursos de gas de lutitas de Estados Unidos ofrece importantes beneficios económicos, de seguridad energética y ambientales”.<sup>2</sup>

“Al igual que con cualquier proceso industrial, el desarrollo de recursos no convencionales conlleva ciertos riesgos. Lo importante es como identificamos, mitigamos y gestionamos estos riesgos con el mismo enfoque riguroso que se debe utilizar en todas las operaciones de la industria, desde la definición de las características mismas del diseño de pozos, considerando todas las variables de seguridad y de protección, incluyendo materiales y equipos de pozos, desde la superficie hasta la profundidad a la que se encuentran los recursos”.<sup>3</sup>

“La industria del petróleo y el gas ha utilizado los términos recursos "convencionales" y "no convencionales" durante décadas, aunque no existen definiciones estándar. En su nivel más básico, un recurso "convencional" fluirá por sí solo al pozo, mientras que un recurso "no convencional" no lo hará. Los recursos no convencionales requieren la aplicación de estimulación externa para permitir el flujo de los hidrocarburos. El fracturamiento hidráulico, que agrieta la roca en el subsuelo, para liberar gas o petróleo contenido en ella, es una de esas formas de estimulación externa”[Error! Bookmark not defined...](#) Esta técnica, sin embargo, no está ligada exclusivamente a la explotación de los recursos no convencionales, es también un procedimiento de estimulación de uso común para optimizar el recobro de recursos “convencionales” desde los años 40. En Colombia, se han hecho más de 3000 trabajos desde 1957, como presentamos en el Capítulo IV. Antecedentes del Fracturamiento Hidráulico en Colombia en este documento técnico.

Aquí es donde queremos recalcar que, desde un punto de vista básico, eminentemente técnico, los principios en los que se fundamenta el fracturamiento hidráulico aplican para la explotación de yacimientos convencionales y no convencionales. La técnica consiste en crear fracturas bombeando

---

<sup>2</sup> <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/hydraulic-fracturing/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>

<sup>3</sup> <https://www.epa.gov/uog#improving>

desde la superficie grandes cantidades de fluidos a alta presión dirigidos hacia la formación rocosa que contiene los hidrocarburos con el objetivo de obtener producción. El fluido de fracturamiento hidráulico consiste fundamentalmente de agua, agentes de soporte encargados de entrar a la fractura y mantenerla abierta cuando se suspenda el bombeo y aditivos químicos que le dan las propiedades que requiere el fluido. Estas fracturas pueden extenderse a varios cientos de pies de distancia del pozo.

Una vez iniciada la fractura en la roca, esta crece verticalmente hasta alcanzar los estratos adyacentes que la contengan.<sup>4</sup> Aquí empiezan a generarse las diferencias, la primera de las cuales corresponde al crecimiento longitudinal de la fractura en los convencionales, el cual es muy uniforme en una dirección perpendicular al menor esfuerzo que soporta la roca y en donde los esfuerzos horizontales son muy uniformes a través del yacimiento. Por el contrario, debido a la baja permeabilidad presente en los Yacimientos No Convencionales (YNC), para lograr un efecto similar, es preciso perforar una sección horizontal de varios miles de pies de longitud en la que se puedan efectuar varias decenas de etapas de fracturamiento hidráulico, de ahí el nombre Multi-etapa. Estos fracturamientos se hacen con una separación de unos 200 pies entre sí y crecen tanto hacia arriba como hacia abajo en dirección vertical y, también, hacia los lados en dirección horizontal (el ala de la fractura tiene varios cientos de pies) formando una especie de óvalo alrededor del pozo. Éste procedimiento garantiza mejorar las condiciones de flujo en la roca en un área tal, que permite obtener volúmenes comerciales de producción de gas y petróleo pues el área de contacto roca-fractura es considerablemente mayor, unas 500 o 1000 veces más grande que el área del cilindro del pozo únicamente. El éxito del fracturamiento, en ambos casos, depende de si se logra crear una gran área de contraste de permeabilidad entre el yacimiento y la fractura, necesitando mucha más área de contacto en los no convencionales que en los convencionales para alcanzar buenos resultados. Esta operación, llevada a cabo varias veces en un mismo pozo, busca crear una especie de “yacimiento sintético” y es lo que se conoce como Volumen de Roca Estimulada. Por supuesto, llevar esto a cabo implica bastante actividad y unos cuantos días más para el completamiento del pozo, además unos costos que pueden, en muchos casos, ser equivalentes a un 50%, o incluso más, del costo total del mismo.

La otra gran diferencia son los volúmenes de fluido requeridos para obtener la producción esperada, como veremos más adelante.

Si bien existen otras definiciones, “la **necesidad** del fracturamiento hidráulico es el factor crítico para etiquetar un recurso como no convencional”. Los recursos “no convencionales” mencionados en este documento incluyen solamente el gas y petróleo que se encuentran en formaciones geológicas subterráneas constituidas principalmente por lutitas que requieren fracturamiento hidráulico. Generalmente, éstas lutitas se han formado en un ambiente geológico que, al someterse a presión y temperatura apropiados, generan los recursos de petróleo y gas convencionales. “Durante milenios, algunos de los hidrocarburos atrapados dentro de las lutitas migran hacia arriba, a través de formaciones permeables, hasta alcanzar una barrera de roca con muy baja, o sin permeabilidad que actúa como un “sello” para atrapar el recurso y cortar su migración.” Sin embargo, gran parte del recurso se queda en la roca generadora.

---

<sup>4</sup> José Gildardo Osorio Gallego doctor en geomecánica de petróleos de “The New Mexico Institute of Mining and Technology” (USA), ver documento en el *INFORME TÉCNICO - Aporte práctico, técnico y científico de un grupo de Profesionales de la Industria del Petróleo expertos en la Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales*, en lo referente a la posibilidad que la fractura hidráulica se propague hasta los acuíferos y los contamine.

“Los términos "no convencional" y "convencional" pueden causar confusión para el público porque pueden implicar que los medios convencionales son sencillos o simples y los no convencionales son difíciles y complejos. Como se mencionó anteriormente, la característica distintiva es si el petróleo o el gas natural pueden fluir naturalmente por sí solos, no la relativa facilidad o dificultad para extraer el recurso. El término "no convencional" no se refiere ni requiere dificultad operativa, del igual modo que "convencional" no se define por la simplicidad operativa. De hecho, los recursos no convencionales que se examinan en este informe pueden desarrollarse por medios menos complejos que las operaciones involucradas en muchos proyectos que acceden y producen recursos convencionales”.<sup>5</sup>

## **2.1 Desarrollo de recursos no convencionales**

El posible desarrollo de recursos no convencionales está condicionado a la viabilidad económica del proyecto el cual depende de muchos factores.

Estos incluyen entre otros:

- Geología: naturaleza del recurso, naturaleza de la roca de origen, profundidad de los recursos, tamaño del recurso, etc.
- Ubicación geográfica (tamaño de los mercados, proximidad de recursos a los mercados); dificultades topográficas.
- Seguridad Jurídica, interrelación equilibrada con el Estado y las comunidades, naturaleza y estabilidad de las leyes y reglamentos, régimen fiscal general, legislación ambiental.
- Infraestructura de apoyo: carreteras, ferrocarriles, vías fluviales, fuentes de energía, oleoductos, gasoductos,
- Soporte de la fuerza laboral: disponibilidad de personal capacitado.
- Disponibilidad de materiales y equipos (equipos de perforación, fracturamiento y gestión ambiental, cemento, grava, arena, aditivos químicos, camiones, tuberías, etc.)
- Precios, el precio vigente para la producción de petróleo o gas dada en el momento de las decisiones de inversión y la proyección de los mismos.

“Los costos y el ritmo de desarrollo previsto asociado con cada uno de estos factores pueden alentar o desalentar las inversiones en un lugar en relación con otras regiones o países. En los Estados Unidos, el apoyo a la infraestructura, la mano de obra y los suministros, así como otros factores han contribuido en muchos casos a un clima favorable para la inversión y expansión de recursos no convencionales”.<sup>5</sup> ¿Cómo serán los costos y ese ritmo de desarrollo previsto en Colombia?

El desarrollo de un recurso no convencional, después de las fases previas de estudios, se inicia con los pasos requeridos para perforar un primer pozo y comenzar a producirlo. Generalmente, el tiempo para perforar un pozo y completarlo con todas las etapas de fracturamiento diseñadas es relativamente corto (meses) en comparación con el tiempo que el pozo produce económicamente un recurso para el mercado (décadas).

## **2.2. Beneficios de desarrollo de recursos no convencionales**

---

<sup>5</sup> <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/hydraulic-fracturing/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>

### 2.2.1. Beneficios económicos

El país donde puede ser más fácil evaluar los beneficios del desarrollo de los recursos no convencionales es los Estados Unidos de América, país que paso de ser un importador del recurso a tener excedentes exportables y llegar al primer lugar de producción mundial. Veamos que dice Exxon en algunos apartes de su informe a los accionistas que nos ha parecido un buen referente para el tema por la forma sencilla en que lo tratan y por su calidad de actores en el proceso:

“La revolución en la producción de energía provocada por el rápido crecimiento del desarrollo no convencional del gas y el petróleo en los Estados Unidos ha generado beneficios económicos generalizados. El resultado ha sido mayor prosperidad económica, un sector manufacturero revitalizado, mejora para millones de vidas a través del empleo directo e indirecto y reducción de los costos de energía, nuevas fuentes de ingresos gubernamentales y finalmente fortalecimiento de la seguridad energética para la nación”.

“Decenas de estudios e informes discuten estas cuestiones, y muchos se centraron en los beneficios regionales.

Algunos de los informes a nivel nacional más destacados incluyen:

- [El nuevo futuro energético de Estados Unidos: la revolución no convencional del petróleo y el gas y la economía estadounidense – Volumen 1: Contribuciones económicas nacionales](#), IHS CERA (octubre de 2012)
- [El nuevo futuro energético de Estados Unidos: la revolución no convencional del petróleo y el gas y la economía estadounidense, Volumen 2 – Contribuciones económicas estatales](#), IHS CERA (diciembre de 2012)
- [El nuevo futuro energético de Estados Unidos: la revolución no convencional del petróleo y el gas y la economía estadounidense – Volumen 3: Un renacimiento manufacturero](#), IHS CERA (septiembre de 2013) ,
- [Realizar el potencial de U. S. Gas Natural No Convencional](#), Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales (abril de 2013) ,

“Estos estudios han identificado importantes beneficios sociales medibles en forma de ingresos públicos, mejora de la infraestructura y los servicios municipales, crecimiento del trabajo y del empleo, y una proyección creciente de beneficios continuos hacia el futuro”.

“Existen otros beneficios que no se miden con números simples. Por ejemplo, el apoyo de la industria a millones de puestos de trabajo permite a los trabajadores tener un mejor acceso a la atención de la salud para ellos y sus familias. Del mismo modo, el crecimiento económico nuevo o renovado en un lugar o región puede reducir los riesgos sociales asociados con las dificultades económicas”.<sup>6</sup>

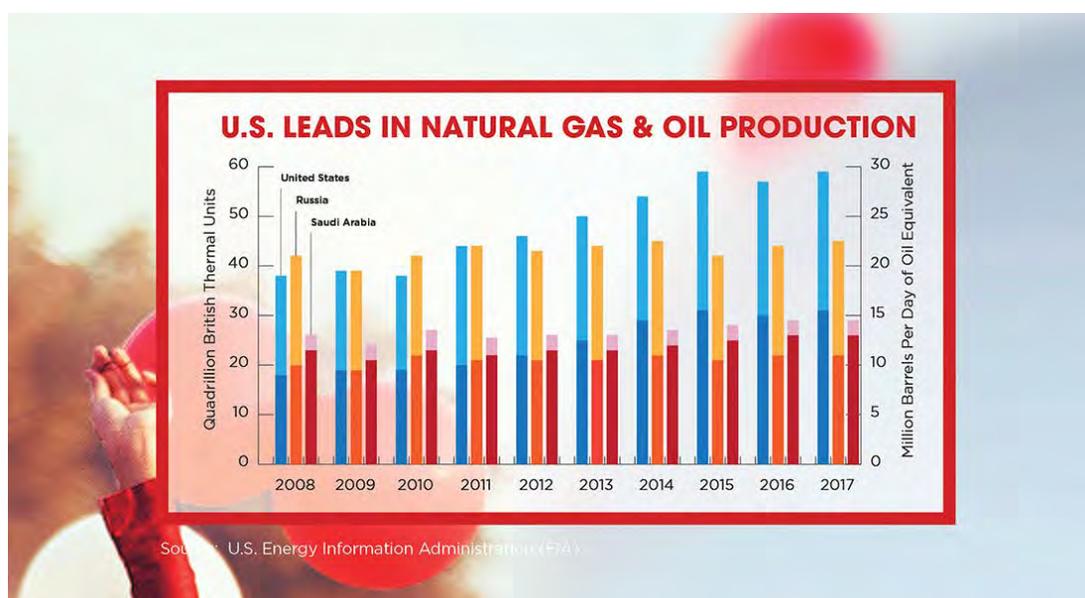
---

<sup>6</sup> <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/hydraulic-fracturing/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>

El American Petroleum Institute, API, ratifica la importancia del fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales en la economía de los Estados Unidos, incluyendo la gráfica de producción (Figura 1.):<sup>7</sup>

“El fracturamiento hidráulico seguro es la mayor razón por la que Estados Unidos está teniendo una revolución energética en este momento, una que ha cambiado la imagen de la energía estadounidense de la escasez a la abundancia. El fracking está dejando que los Estados Unidos aprovechen vastas reservas de petróleo y gas natural que antes estaban encerrados en las lutitas y otras formaciones de rocas apretadas. Hasta el 95 por ciento de los pozos de gas natural perforados en la próxima década requerirán fracturamiento hidráulico. El fracturamiento hidráulico también se está utilizando para estimular la nueva producción de pozos más antiguos.

Debido a la lutita y el fracking, Estados Unidos está liderando el mundo en la producción de gas natural y petróleo. En pocas palabras, el fracking es el motor de la revolución energética de Estados Unidos.”



**Figura 1 - Producción de Petróleo Estados Unidos en Barriles Equivalentes 2008-2017**

### Caso Argentina

En sus “OBSERVACIONES AL GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL” que presenta en este documento el Doctor Carlos E. Macellari menciona lo siguiente sobre lo que está pasando en Argentina:

“Las inversiones directas en Vaca Muerta hasta la fecha están en el orden de 21.000 millones de dólares en 18 proyectos (Ministerio de Desarrollo Productivo, 2019).

El desarrollo de Vaca Muerta ha tenido un importante impacto positivo en la economía de la Argentina. Gracias a este desarrollo, la balanza energética del país paso de ser negativa en 6.000 MMUS\$ en el año 2013 a positiva en el año 2020 (Arriazu, 2019). Esto ha tenido igualmente un

<sup>7</sup> <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/energy-primers/hydraulic-fracturing>

impacto importante en el PBI sectorial y total del país. Se ha aumentado el empleo en el sector energético y los demás sectores. Solamente en el proyecto Fortín de Piedra se contrataron 4500 personas y a más de 1000 PYMES (Tecpetrol, video institucional). Esto ha ayudado en las cuentas externas del país, y también ha tenido un impacto sustancial en los ingresos a nivel local. Por ejemplo, los ingresos en regalías en la provincia de Neuquén, aumentaron de 500 MMUS\$ por año previo al año 2015, a más de 1000 MMUS\$ por año en el 2020 (Arriazu, 2019). Por otro lado, el incremento de la producción no convencional permitió reemplazar el gas licuado (GNL) importado por gas nacional, con el consiguiente ahorro de divisas. Igualmente, la mayor oferta interna de gas resultó en una marcada disminución del precio del gas de valores cercanos a 4.5 \$ MMBtu a 3,5 \$ MMBtu a comienzos del 2019 (Arriazu) y a valores cercanos a 1,5 \$ MMBtu a comienzos del 2020. De acuerdo con un estudio de Accenture y GiGa (en Penelli, 2019), Vaca Muerta puede crear 22.000 puestos de trabajo por año por las próximas dos décadas.”<sup>8</sup>

### 2.2.2 Beneficios ambientales: Huella superficial

El desarrollo de recursos no convencionales también puede traer reducciones sustanciales en la afectación que se causa por el área ocupada en superficie. La capacidad de la industria para perforar múltiples pozos desde una sola plataforma (más de dos docenas de pozos en algunos casos) y la técnica de perforación de pozos horizontales largos para acceder al recurso de lutitas, se combinan para permitir el desarrollo de recursos no convencionales con menos impactos superficiales en comparación con la perforación convencional. La siguiente imagen ilustra este beneficio.



**Figura 2 - Comparación de pozos horizontales en una sola localización con pozos verticales**  
Fuente: Energy from Shale (API) <sup>9</sup>

<sup>8</sup> OBSERVACIONES AL GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL – PhD. Carlos E. Macellari

<sup>9</sup> <http://withouthotair.blogspot.com/2014/08/shale-gas-in-perspective.html>

David Mackay, profesor regius de ingeniería de la Universidad de Cambridge y asesor científico jefe del Departamento de Energía y Cambio Climático del Gobierno del Reino Unido, evaluó <sup>10</sup> la huella de las operaciones de gas de lutitas en comparación con la huella de otros medios de entregar una cantidad similar de energía. Evaluó el área de terreno ocupada, la altura vertical y los movimientos de los vehículos. El estudio encontró que una localización para 10 pozos de gas de lutitas requería el espacio más pequeño en superficie, el terreno necesario para tal localización (pad) era 700 veces más pequeño que el requerido para un parque eólico y 450 veces más pequeño que un parque solar que generen una cantidad equivalente de energía.

En esta tabla se ha resaltado en verde la fuente de energía "ganadora" para cada una de las métricas de huella.

	Pad de gas de Lutita	Eólico	Parque solar
	(10 pozos)	87 turbinas, 174 MW de capacidad	1.520.000 paneles, 380 MW de capacidad
Energía entregada a lo largo de 25 años	9.5 TWh	9.5 TWh	9.5 TWh
	(químico)	(eléctrico)	(eléctrico)
Número de equipos altos	1 plataforma de perforación	87 turbinas eólica	Ninguno
Altura	26 m	100 m	2.5m
Terreno ocupado por herrajes, cimientos o carreteras de acceso	2 ha	36 ha	308 ha
Superficie de terreno de toda la instalación	2 ha	1450 ha	924 ha
Área desde la cual se puede ver la instalación	77 ha	5200-17.000 ha	924 ha
Movimientos de camiones	2.900-20.000	7.800	3.800 (o 7.600*)

**Figura 3. Fuente: Mackay, Shale Gas In Perspective (2014) <sup>11</sup>**

<sup>11</sup> <http://withouthotair.blogspot.com/2014/08/shale-gas-in-perspective.html>

### **2.2.3 Beneficios ambientales: Reducciones de gases de efecto invernadero**

Como lo menciona la página web Ecotality.com, “El desarrollo del gas natural a través del fracturamiento hidráulico ha provocado reducciones significativas de los gases de efecto invernadero en los Estados Unidos. El gas natural es el combustible fósil más limpio cuando se quema, y menos intensivo en carbono que otros combustibles fósiles. Cuando se utiliza para la generación de energía, el gas natural emite considerablemente menos dióxido de carbono que el carbón. Las emisiones de mercurio, azufre y óxido de nitrógeno también se reducen significativamente. Estudios del Departamento de Energía, Administración de Información Energética, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos y académicos han demostrado que las emisiones de gases de efecto invernadero del gas natural no convencional son aproximadamente un 50 por ciento menos que las del carbón en función del ciclo de vida completo.

Las emisiones de gases de efecto invernadero en los Estados Unidos están en su nivel más bajo desde 1994, debido en gran parte a un cambio hacia el gas natural del carbón como combustible en las centrales de generación eléctrica. La última evaluación<sup>12</sup> del Grupo Intergubernamental de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático deja claro que los Estados Unidos han sido capaces de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, tan dramáticamente debido al crecimiento del fracturamiento hidráulico y el gas natural”, siendo este seguramente una transición mientras se llega a un desarrollo de nuevos recursos para combatir el calentamiento global.

La conclusión anterior también la confirma el informe a los accionistas de EXXON, "Un desarrollo clave desde AR4 (Informe de evaluación 4) es el rápido despliegue de tecnologías de fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, que ha aumentado y diversificado el suministro de gas...esta es una razón importante para una reducción de las emisiones de GEI en los Estados Unidos".

“El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático no es la única organización experta que ha llegado a esta conclusión. La Agencia Internacional de Energía, la Administración de Información de Energía, la Agencia de Protección Ambiental y la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (International Energy Agency, Energy Information Administration, Environmental Protection Agency, and the National Oceanic and Atmospheric Administration) han acreditado el fracturamiento hidráulico y el aumento del uso del gas natural con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero al valor más bajo en 20 años”.

### **Gestión y Rendición de Cuentas**

Veamos nuevamente un concepto de la EPA, Agencia Ambiental de los Estados Unidos sobre el rol que desempeña:

“Nuestro enfoque y obligaciones bajo la ley son proporcionar supervisión, orientación y, cuando sea apropiado, elaborar normas y hacerlas cumplir, para lograr la mejor protección posible para la salud humana y el aire, el agua y la tierra donde los estadounidenses viven, trabajan y juegan.

Trabajamos con los Estados y otras partes interesadas claves para ayudar a garantizar que la prosperidad económica de la extracción no convencional de petróleo y gas natural no se haga a expensas de la salud pública y el medio ambiente. Hemos desempeñado un papel principal en convocar a las partes interesadas y llevar a cabo actividades de divulgación a ciudadanos individuales, comunidades, tribus, socios estatales y federales, industria, asociaciones comerciales

---

<sup>12</sup> <https://ecotality.com/climate-change-report-how-advantages-of-solar-energy-help/>

y organizaciones ambientales que tienen un gran interés en el trabajo de la agencia y políticas relacionadas con la extracción no convencional de petróleo y gas natural.

Nuestro enfoque y obligaciones bajo la ley son proporcionar supervisión, orientación y, cuando sea apropiado, hacer normas y hacer cumplir, que logren las mejores protecciones posibles para la salud humana y el aire, el agua y la tierra donde los estadounidenses viven, trabajan y juegan”.<sup>13</sup>

Esto debe aplicar para cualquier país que tenga un programa de desarrollo de recursos no convencionales. Toda la normatividad debe ser muy clara para tener las mejores protecciones posibles.

En el caso colombiano se deben cumplir las recomendaciones de la “Comisión Interdisciplinaria Independiente” que propuso las condiciones previas para desarrollar los proyectos pilotos de investigación para el fracturamiento hidráulico y que se resumen en el cuadro que sigue a continuación. Toda la normatividad debe estar alineada con estas recomendaciones que son la hoja de ruta para el proyecto.



**Figura 4 – Condiciones previas para hacer los pilotos. Presentación del informe de la Comisión Interdisciplinaria Independiente. Fuente: (Aquí debe ir la cita 9).**

Ahora veamos la posición de un operador como Exxon en su informe a los accionistas:

“Existen procedimientos, tecnologías y prácticas establecidos para gestionar los riesgos asociados con la producción de petróleo y gas. A lo largo de los años, se han desarrollado muchos medios para abordar los principales riesgos operativos. Por ejemplo, el revestimiento de pozos y el cemento para proteger las aguas subterráneas, los métodos de prueba para garantizar que el revestimiento sea sólido, conexiones de tuberías estandarizadas para evitar fugas, etc. El Instituto Americano del

<sup>13</sup> <https://www.epa.gov/uog#improving>

<sup>14</sup> INFORME SOBRE EFECTOS AMBIENTALES (SOCIALES, FÍSICOS Y BIÓTICOS) Y ECONÓMICOS DE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ÁREAS CON POSIBLE DESPLIEGUE DE TÉCNICAS DE “FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE ROCA GENERADORA MEDIANTE PERFORACIÓN HORIZONTAL” COMISION INTERDISCIPLINARIA INDEPENDIENTE

Petróleo (API, por sus siglas en Ingles) ha estado a la vanguardia de la experiencia en transición de la industria y la evolución de las prácticas en orientación y estándares formales. El programa de estándares acreditados del American National Standard Institute de API ha desarrollado más de 200 estándares relacionados con la extracción de petróleo y gas, muchos de los cuales son aplicables al desarrollo de recursos no convencionales y al fracturamiento hidráulico.

Además, el API (Instituto Americano del Petroleo) ha desarrollado un conjunto de seis documentos<sup>15</sup> que abordan específicamente los problemas de gestión de riesgos que acompañan a la construcción y gestión de pozos no convencionales. Estas prácticas sólidas ayudan a proteger al público proporcionando un protocolo y cuidadosa planificación para la ejecución de pozos seguros y cuidadosamente diseñados, además, de proporcionar la flexibilidad necesaria para adaptarse a las variaciones en los marcos regulatorios locales y a las diferencias fundamentales en la geología regional y otros factores especialmente operacionales y de logística. El alcance de este conjunto de documentos proporciona el marco para considerar y abordar toda la gama de asuntos relacionados con el diseño y la operación de los pozos, aspectos ambientales y de la comunidad local, incluidas las relacionadas con el aire, el agua, los residuos, el paisaje, el ruido y las cuestiones de tráfico vehicular.”

También hacen parte de la reglamentación aplicable a la Industria petrolera, las *Directrices de la OCDE* relacionadas con los ensayos de productos químicos, la cual es una colección de aproximadamente 150 métodos de ensayo más relevantes acordados internacionalmente, utilizados por el gobierno, la industria y los laboratorios independientes para identificar y caracterizar los peligros potenciales de los productos químicos. Son un conjunto de herramientas para profesionales, utilizadas principalmente en pruebas de seguridad regulatoria y posterior notificación de productos químicos, su registro y evaluación. Hay grupos de pruebas que cubren los efectos sobre la salud, el medio ambiente, biodegradabilidad de productos químicos, entre otros.

Esta extensa guía de trabajo debe ser muy bien conocida por aquellos que trabajan dentro de la industria y agencias reguladoras. Las compañías deben diseñar sus operaciones utilizando estas prácticas responsables, adecuándolas para las condiciones locales, como la geología, la hidrología, la topografía y las características de los reservorios.

En síntesis, como lo menciona Exxon en su informe a los accionistas, “Es necesario tener un marco regulatorio sólido para complementar los estándares voluntarios de la industria y las prácticas comprobadas. Un sistema regulatorio de éstas características es fundamental para proporcionar al público la confianza de que los criterios para operaciones seguras y protectoras del medio ambiente están vigentes, y son administrados y aplicados con fuerza. Las regulaciones efectivas también crean un campo de juego nivelado para todos los participantes de la industria”[Error! Bookmark not defined..](#)

---

<sup>15</sup> 1 HF 1, Well Construction and Integrity; HF 2, Water Management; HF 3, Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing; RP 51R, Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations and Leases; STD 65-2, Isolating Potential Flow Zones During Well Construction; and ANSI/API BULLETIN 100-3, Community Engagement Guidelines.

## CAPÍTULO III

### ASPECTOS TÉCNICOS GENERALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO - FLUIDOS DE FRACTURA

Por: Edgar Aguirre Ramírez –

Todo documento que vaya a hablar de fluidos de fractura debe empezar por el componente más importante del fluido de fractura: el agua.

#### 3.1. El Agua en el fluido de fracturamiento.

“La composición global de los fluidos de fractura base agua en porcentaje volumétrico se mueve en los siguientes rangos: agua >90%, material apuntalante < 10% y aditivos entre 0.5 y 2% (Torres, Prakash, & Khana, 2016)”.<sup>16</sup>

El agua usada para preparar fluidos de fractura debe poseer algunas características mínimas de calidad de manera tal de que no interactúe negativamente con los componentes usados para preparar el mismo (compatibilidad). Por ejemplo, los problemas más usuales son: tiempos de hidratación excesivamente largos, ruptura prematura del gel, baja eficiencia de los surfactantes, pérdida de eficiencia de los reductores de fricción, degradación de los geles, tiempos de reticulado muy largos (crosslinking time).<sup>17</sup>

No hay norma o regulación que especifique o defina que fluido de fractura se debe usar, el concepto fundamental es que el fluido debe ser el que el yacimiento requiera y por eso se hacen tantas pruebas de compatibilidad, además, de las requeridas para proteger el medio ambiente y la salud de las comunidades ubicadas en la zona de influencia de las operaciones de perforación y producción.

Durante el Primer Foro de Fracturamiento Hidráulico que hizo el ICP<sup>18</sup> (Instituto Colombiano del Petróleo) en el 2005, HOCOL presento un diagrama que sigue siendo válido y que llamó logística operacional, resumiendo las compatibilidades que se evalúan.



<sup>16</sup> Lopera, S., Benjumea, P., Sarmiento, G.; 2020. Respuestas cuestionario del Consejo de Estado sobre la técnica del Fracking, Pg. 52

<sup>17</sup> [http://www.iapg.org.ar/sectores/practicas/VF\\_PR\\_11.pdf](http://www.iapg.org.ar/sectores/practicas/VF_PR_11.pdf) 8.5.1

<sup>18</sup> Memorias Primer Foro de Fracturamiento Hidráulico ICP 2005 – Archivos personales Edgar Aguirre

## Figura 5: De presentación Hocol Primer Foro Fracturamiento Hidráulico ICP-2005 (CD) Error!

Bookmark not defined.

El proceso se inicia con la selección del agua, identificando primero las posibles fuentes de suministro (ríos, lagos, represas, quebradas, aguas subterráneas, aguas de producción, entre otras opciones) y con ellas realizar pruebas de compatibilidad que es un proceso largo, cuidadoso y de alto impacto.

Es necesario hacer pruebas de compatibilidad del agua con la roca o la formación de interés que se va a fracturar cuyos resultados dependen en gran medida de la composición de la roca, ej. Presencia, aunque sea pequeña, de arcillas hinchables como montmorillonita, illita u otras, presencia de material calcáreo u otros. El agua, para preparar el fluido, puede requerir algunas propiedades que se logran con la adición de una sal y esta debe estar constituida por moléculas no más grandes que el tamaño de los poros para que no los tapone, además, de muchas otras consideraciones donde no se pueden cometer errores en las pruebas de compatibilidad.

Luego viene la compatibilidad con los fluidos del yacimiento, si los líquidos presentes son hidrocarburos parafínicos o asfaltenicos, que se puedan depositar por cambios de temperatura, y otros factores, es entonces necesario añadir surfactantes para controlar posibles taponamientos que impidan la producción eficiente del pozo. Se puede trabajar con fluidos de pozos vecinos como una primera aproximación a la evaluación de la compatibilidad con los fluidos del yacimiento.

Hasta aquí, en estas dos compatibilidades se menciona por los expertos que se requiere más de un fracturamiento para tener los ajustes del fluido.

Y finalmente la compatibilidad del fluido de fractura con las diferentes opciones de aditivos para cada función requerida como, por ejemplo: evitar la corrosión, darle suficiente viscosidad para transportar el apuntalante, evitar la presencia de bacterias que dañen el fluido, etc. Como puede verse no es, como popularmente se cree, una decisión simple que se hace sin el menor cuidado y que se diga que se va a usar agua de aquí o de allí. Hay que usar la que sirva. Y en cada análisis de compatibilidad se van identificando los productos químicos que se deben añadir para solucionar los problemas, insistiendo permanentemente en el cuidado del medio ambiente, así como en la salud y bienestar de las comunidades cercanas.

Una vez que se tiene una formulación, basada en los pasos anteriores, idealmente, los fluidos de fracturamiento deben probarse con el crudo o condensado de la roca real a tratar. Esto, para garantizar la funcionalidad de los aditivos en la prevención/rotura de emulsiones. En caso de no estar disponibles éstos fluidos, deben probarse con los de pozos cercanos, que producen de formaciones similares.<sup>19</sup>

### 3.2 Aditivos Químicos

---

<sup>19</sup> <https://books.google.com.co/books?id=n8P1CwAAQBAJ&pg=SA17-PA37&lpg=SA17-PA37&dq=Ely+1994,+Baker+Hughes+Inc.,+2014b&source=bl&ots=l8wae-kadQ&sig=ACfU3U2Wb4GWAiZ0wsR3oNUPsMuxAILd-Q&hl=en&sa=X&ved=2ahUKEwic6cPOw9DqAhUknOAKHY5zCYUQ6AEwD3oECA4QAQ#v=onepage&q=Ely%201994%2C%20Baker%20Hughes%20Inc.%2C%202014b&f=false>

Los productos químicos cumplen muchas funciones en el fracturamiento hidráulico. Desde limitar proliferación de bacterias hasta prevenir la corrosión de las tuberías de revestimiento del pozo, se necesitan productos químicos para asegurar que el trabajo de fractura sea efectivo y eficiente.

“El número de aditivos químicos utilizados en un tratamiento de fractura típico depende de las condiciones del pozo específico que se va a fracturar. Un tratamiento típico en YNC utilizará concentraciones muy bajas de entre 3 y 12 productos químicos, dependiendo de las características del agua y la formación de lutitas que se va a fracturar. Cada componente cumple un propósito específico de ingeniería. Por ejemplo, los fluidos predominantes que se usan actualmente para los tratamientos de fracturas en los reservorios de lutitas con gas son los fluidos de fractura base de agua mezclados con aditivos reductores de la fricción (llamados slickwater). La adición de reductores de fricción permite que los fluidos y arena de fractura, u otros materiales sólidos llamados apuntalantes o agentes de soporte, sean bombeados a la zona objetivo a una velocidad mayor y una presión reducida que si se usara solo agua. Además de los reductores de fricción, otros aditivos incluyen: biocidas para prevenir el crecimiento de microorganismos y reducir la bioincrustación de las fracturas; eliminadores de oxígeno y otros estabilizadores para evitar la corrosión de las tuberías de metal y ácidos que se usan para eliminar el daño del lodo de perforación dentro del área del yacimiento cercana al pozo”.<sup>20</sup>

Vale la pena destacar que el grupo de profesores (Lopera, et al, 2020)<sup>21</sup> de la Universidad Nacional de Colombia que preparó uno de los informes “Respuestas cuestionario del Consejo de Estado sobre la técnica del Fracking” , presentó unos diagramas muy didácticos sobre la función de los aditivos en los fluidos de fractura que tomamos y presentamos a continuación.

“Las figuras 6. Y 7. muestran los principales tipos de sistemas de aditivos que puede contener un fluido de fractura de acuerdo con la función o propósito que deben cumplir. Adicionalmente, se muestran ejemplos de compuestos genéricos o clases de compuestos que pueden hacer parte de esos sistemas de aditivos.”

Los profesores de la UNal le han dado un manejo interesante al tema de los fluidos de fractura y en este documento hacemos varias referencias a sus puntos de vista.

---

<sup>20</sup> <https://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>

<sup>21</sup> Lopera, S., Benjumea, P., Sarmiento, G.; 2020. Respuestas cuestionario del Consejo de Estado sobre la técnica del Fracking, 177 p.

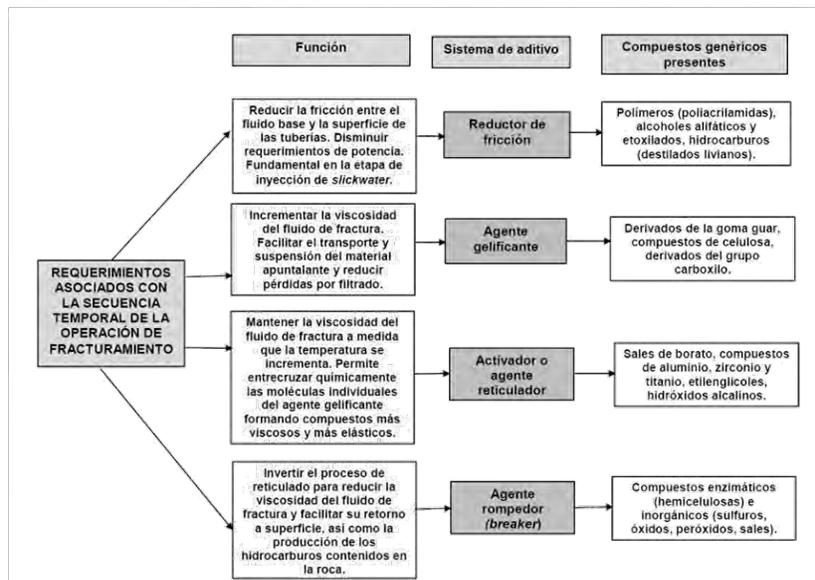


Figura 6.<sup>22</sup> Tipos de sistemas de aditivos utilizados en los fluidos de fractura de acuerdo con los requerimientos asociados a la secuencia temporal del proceso de fracturamiento. Fuente: Elaboración propia UNal basada en (Elsner & Hoelzer, 2016).

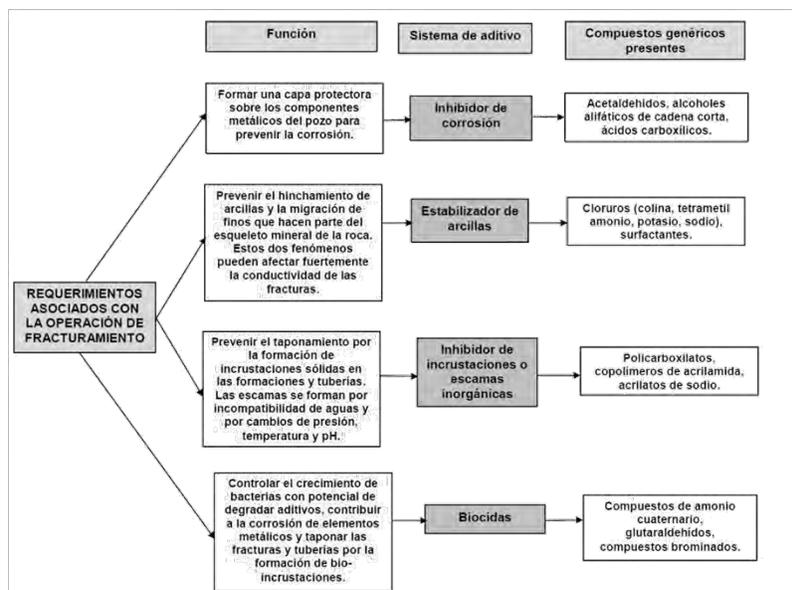


Figura 7. Tipos de sistemas de aditivos utilizados en los fluidos de fractura de acuerdo con los requerimientos de la operación del fracturamiento. Fuente: Elaboración propia UNal basada en (Elsner & Hoelzer, 2016). 23

<sup>22</sup> Lopera, S., Benjumea, P., Sarmiento, G.; 2020. Respuestas cuestionario del Consejo de Estado sobre la técnica del Fracking, Pag 54

<sup>23</sup> Op. Cit. Pag 55

### 3.2.1. Qué productos químicos se utilizan – Divulgación de la composición.

Como se ha señalado anteriormente, los productos químicos realizan muchas funciones en un trabajo de fracturamiento hidráulico. Aunque hay docenas a cientos de productos químicos que podrían ser utilizados como aditivos, hay un número limitado que se utilizan rutinariamente en la fracturamiento hidráulico. La Tabla 1 es una lista de los productos químicos utilizados con más frecuencia. Este gráfico se ordena alfabéticamente por la función del producto para facilitar la comparación con los registros de fracturamiento que se diligencian rutinariamente durante la perforación de los pozos.

<u>Nombre químico</u> <sup>24</sup>	<u>Cas</u>	<u>Propósito químico</u>	<u>Función del producto</u>
Ácido clorhídrico	007647-01-0	Ayuda a disolver minerales e iniciar grietas en la roca	Ácido
Glutaraldehído	000111-30-8	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Cloruro de amonio cuaternario	012125-02-9	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Cloruro de amonio cuaternario	061789-71-1	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Tetrakis Hydroxymethyl-Phosphonium Sulfate	055566-30-8	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Persulfato de amonio	007727-54-0	Permite un desglose retardado del gel	Rompedor
Cloruro de sodio	007647-14-5	Estabilizador de producto	Rompedor
Peróxido de magnesio	014452-57-4	Permite un desglose retardado del gel	Rompedor
Oxido de magnesio	001309-48-4	Permite un desglose retardado del gel	Rompedor
Cloruro de calcio	010043-52-4	Estabilizador de producto	Rompedor
Cloruro de colina	000067-48-1	Evita que las arcillas se hinche o cambie	Estabilizador de arcilla
Cloruro de amonio tetrametil	000075-57-0	Evita que las arcillas se hinche o cambie	Estabilizador de arcilla
Cloruro de sodio	007647-14-5	Evita que las arcillas se hinche o cambie	Estabilizador de arcilla
Isopropanol	000067-63-0	Estabilizador de producto y/o agente invernante	Inhibidor de la corrosión
Metanol	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante	Inhibidor de la corrosión
Acido fórmico	000064-18-6	Previene la corrosión de la tubería	Inhibidor de la corrosión

<sup>24</sup> <https://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>

Acetaldehído	000075-07-0	Previene la corrosión de la tubería	Inhibidor de la corrosión
Destilado de Petróleo	064741-85-1	Líquido portador para reticulante de borato o zirconato	Reticulante (Crosslinker)
Destilado De Petróleo Ligero Hidrotratado	064742-47-8	Líquido portador para reticulante de borato o zirconato	Reticulante
Metaborato de potasio	013709-94-9	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura	Reticulante
Zirconato de Trietanolamina	101033-44-7	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura	Reticulante
Tetraborato de sodio	001303-96-4	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura	Reticulante
Ácido bórico	001333-73-9	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura	Reticulante
Complejo de circonio	113184-20-6	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura	Reticulante
Sales de borato	N/A	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura	Reticulante
Etilenglicol	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Reticulante
Metanol	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Reticulante
Poliacrilamida	009003-05-8	"Slicks" el agua para minimizar la fricción	Reductor de fricción
Destilado de Petróleo	064741-85-1	Líquido portador para reductor de fricción de poliacrilamida	Reductor de fricción
Destilado De Petróleo Ligero Hidrotratado	064742-47-8	Líquido portador para reductor de fricción de poliacrilamida	Reductor de fricción
Metanol	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Reductor de fricción
Etilenglicol	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Reductor de fricción
Goma Guar	009000-30-0	Espesa el agua para suspender la arena	Agente gelificante (Gelling Agent)
Destilado de Petróleo	064741-85-1	Líquido portador para goma de guar en geles líquidos	Agente gelificante
Destilado De Petróleo Ligero Hidrotratado	064742-47-8	Líquido portador para goma de guar en geles líquidos	Agente gelificante
Metanol	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Agente gelificante
Mezcla de polisacáridos	068130-15-4	Espesa el agua para suspender la arena	Agente gelificante
Etilenglicol	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Agente gelificante
Ácido cítrico	000077-92-9	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Control de hierro
Ácido acético	000064-19-7	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Control de hierro
Ácido tioglicólico	000068-11-1	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Control de hierro
Eritrato de sodio	006381-77-7	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Control de hierro
Laurilsulfato	000151-21-3	Se utiliza para prevenir la formación de emulsiones en el líquido de fractura	Desemulsificante
Isopropanol	000067-63-0	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Desemulsificante

Etilenglicol	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Desemulsificante
Hidróxido de sodio	001310-73-2	Ajusta el pH del fluido para mantener la eficacia de otros componentes, como los reticulantes	Agente de ajuste de pH
Hidróxido de potasio	001310-58-3	Ajusta el pH del fluido para mantener la eficacia de otros componentes, como los reticulantes	Agente de ajuste de pH
Ácido acético	000064-19-7	Ajusta el pH del fluido para mantener la eficacia de otros componentes, como los reticulantes	Agente de ajuste de pH
Carbonato de sodio	000497-19-8	Ajusta el pH del fluido para mantener la eficacia de otros componentes, como los reticulantes	Agente de ajuste de pH
Carbonato de potasio	000584-08-7	Ajusta el pH del fluido para mantener la eficacia de otros componentes, como los reticulantes	Agente de ajuste de pH
Copolímero de acrilamida y acrilato de sodio	025987-30-8	Evita los depósitos a escala en la tubería	Inhibidor de escala
Policarboxilato de sodio	N/A	Evita los depósitos a escala en la tubería	Inhibidor de escala
Sal de ácido fosfórico	N/A	Evita los depósitos a escala en la tubería	Inhibidor de escala
Laurilsulfato	000151-21-3	Se utiliza para aumentar la viscosidad del líquido de fractura	Surfactante
Etanol	000064-17-5	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Surfactante
Naftaleno	000091-20-3	Líquido portador para los ingredientes activos del surfactante	Surfactante
Metanol	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Surfactante
Alcohol isopropílico	000067-63-0	Estabilizador de producto y/o agente invernante.	Surfactante
2-Butoxetanol	000111-76-2	Estabilizador de producto	Surfactante

**Tabla 1: Productos Químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico.**

Podemos resumir diciendo que hay 9 funciones que desempeñan los aditivos en el fluido de fractura y para cada función hay varios productos químicos que la pueden cumplir. Aquí es donde entran las pruebas de compatibilidad y la selección por los aditivos más amigables con el medio ambiente. No todos los fluidos de fractura necesitan aditivos para todas las funciones y dada la alta sensibilidad de los YNC se **trata de usar el menor número de aditivos posibles**, por esto se habla de **entre 3 y 12 aditivos**.

“En 2014, el Estado de California promulgó una regulación que obliga la divulgación de la composición química, tanto de los fluidos de fractura, como de los fluidos producidos a diferentes tiempos de producción (Stringfellow, Domen, Camarillo, Sandelin, & Borglin, 2014).

En Estados Unidos han promulgado regulaciones que obligan a la divulgación pública de tales compuestos en al menos otros veintiocho (28) Estados, incluyendo Pensilvania que inició en 2011 (Dusty, 2018)".<sup>25</sup>

“Un hito importante en esta dirección fue la creación en 2011 del sitio web *FracFocus.org*, en el cual al día 25 de noviembre de 2019 existía información registrada de los fluidos de fractura utilizados en 156.870 pozos.

Para cada compuesto químico, los operadores deben incluir en la información suministrada a FracFocus su número CAS (Chemical Abstracts Service). Esta información es clave debido a que los compuestos químicos pueden tener varios nombres o denominaciones comerciales, pero únicamente un número CAS (Dusty, 2018). Sin embargo, la divulgación completa de la composición química debería contemplar además del número CAS, el nombre del compuesto de acuerdo con la nomenclatura IUPAC (siglas en inglés de International Union of Pure and Applied Chemistry), el cual es esencial para caracterizar adecuadamente los impactos potenciales al medioambiente y a la salud de los seres vivos (Elsner & Hoelzer, 2016).”<sup>26</sup>

Por normativa, en la Argentina, las empresas deben detallar los químicos a ser utilizados ante la autoridad correspondiente en las hojas de seguridad antes de cualquier operación.<sup>27</sup>

El Ministerio del Ambiente en Colombia emitió la Resolución 0421 de 2014 (Anexo 3) que cubre estas obligaciones sobre la divulgación de los químicos utilizados para eliminar incertidumbres sobre los impactos ambientales de los fluidos de fractura.

En reuniones sostenidas por ACIPET y ACGGP con Ecopetrol, confirmó que se está trabajando para construir un sitio Web similar a Frac Focus que sea de fácil acceso para todos los interesados, incluidas las comunidades. La labor aquí de las asociaciones profesionales, será la de profundizar en los Programas de Pedagogía Regional que vienen adelantando desde ya hace varios años, con el objetivo de informar, ilustrar y entrenar a las comunidades en cómo participar activamente durante el diseño, ejecución y evaluación de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), con el enfoque de “intercambio de saberes.

La composición del fluido de fractura varía de una cuenca o formación geológica a otra, inclusive de un pozo a otro.

La evaluación de los volúmenes relativos de los componentes de un fluido de fractura revela el volumen relativamente pequeño de aditivos que están presentes y más que el volumen su concentración dentro del fluido.

Los aditivos representan menos del 0,8% del volumen total de fluido. En general, la concentración de aditivos en la mayoría de los fluidos de fractura de “slickwater” es de un 0,5% a un 2% relativamente constante, y el agua constituye un 98% a un 99,2%.

---

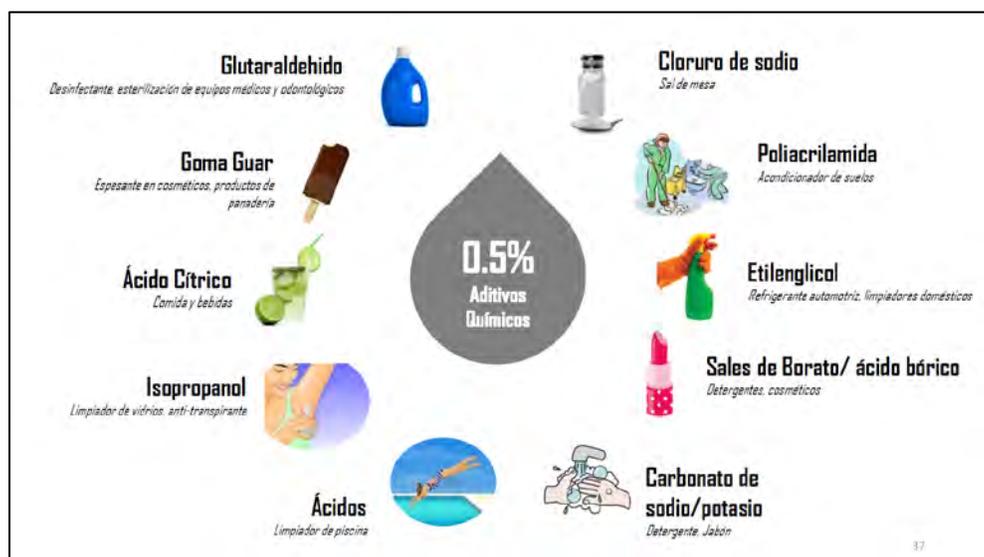
<sup>25</sup> Lopera, S., Benjumea, P., Sarmiento, G.; 2020. Respuestas cuestionario del Consejo de Estado sobre la técnica del Fracking, Pág. 58

<sup>26</sup> Lopera, S., Benjumea, P., Sarmiento, G.; 2020. Respuestas cuestionario del Consejo de Estado sobre la técnica del Fracking, Pág. 56 & 59

<sup>27</sup> OBSERVACIONES AL GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL – PhD. Carlos E. Macellari Productos Químicos Pág. 14

Debido a que la composición de cada fluido de fractura varía para satisfacer las necesidades específicas de cada área, no existe una fórmula única para todos los volúmenes de cada aditivo. Al clasificar los fluidos de fractura y sus aditivos, es importante darse cuenta de que las empresas de servicios que proporcionan estos aditivos han desarrollado una serie de compuestos con propiedades funcionales similares para ser utilizados con el mismo propósito en diferentes entornos de pozos. La diferencia entre formulaciones de aditivos puede ser tan pequeña como un cambio en la concentración de un compuesto específico.<sup>28</sup>

Aunque la industria de fracturamiento hidráulico puede tener una serie de compuestos que pueden usarse en un fluido de fracturamiento hidráulico, cualquier trabajo de fracturamiento solo usaría algunos de los aditivos disponibles. Por ejemplo, la figura que se muestra abajo representa 10 aditivos utilizados, que cubren el rango de posibles funciones que podrían integrarse en un fluido de fractura<sup>29</sup> y fue parte de la presentación de la Comisión Interdisciplinaria Independiente que recomendó los proyectos piloto.<sup>30</sup> Todos los aditivos mostrados están presente en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación.



**Figura 8: Aditivos usados en fluidos de fracturamiento hidráulico. Fuente: Presentación Comisión Interdisciplinaria Independiente** Error! Bookmark not defined.

Algunos de los aditivos pueden resultar tóxicos utilizados en altas concentraciones o ante exposiciones prolongadas que no es el caso de los fluidos de estimulación. Es por eso que en todas las fases del proceso se evita que el fluido de estimulación hidráulica entra en contacto con el medio ambiente.

<sup>28</sup> [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/hfdwa\\_executive\\_summary.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf)

<sup>29</sup> <https://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>

<sup>30</sup> Presentación de su estudio por la Comisión Interdisciplinaria Independiente del Gobierno Nacional

La información sobre los aditivos químicos que se utilizan en los fluidos de estimulación hidráulica no es secreta ni reservada, y se encuentra a disposición de las autoridades ambientales y regulatorias.<sup>31</sup>

“En relación con el número de aditivos usados por pozo, la EPA está publicando resúmenes a nivel estatal de los productos químicos y el agua utilizados para la fracturamiento hidráulico en los 20 estados representados durante el tiempo de este estudio. La información que se encuentra en los resúmenes estatales refleja los datos que se encuentran en los anuncios públicos de FracFocus 1.0 e información de fuentes disponibles públicamente. Los análisis de la EPA se realizaron sobre anuncios públicos únicos, no duplicados, con una fecha de fracturamiento entre el 1 de enero de 2011 y el 28 de febrero de 2013, que cumplieron con los criterios de garantía de calidad apropiados para un determinado análisis. Las revelaciones identificaron ubicaciones de pozos en 406 condados en 20 estados y fueron reportadas por 428 operadores de pozos. Las profundidades verticales reales oscilaron entre aproximadamente 2,900 pies y casi 13,000 pies (percentil 5 al 95), con una mediana de poco más de 8,100 pies. Generalmente, ubicaciones de pozos bien identificadas por las revelaciones se agruparon en el noreste (principalmente en y alrededor de Pensilvania), la parte centro oeste del país (desde Dakota del Norte y Wyoming hasta Texas y Louisiana), y en California.<sup>32</sup>

Los ingredientes informados en las revelaciones generalmente se clasificaron en el análisis como ingredientes añadidos, fluidos base o apuntalantes, según las entradas en el nombre comercial, propósito y campos de comentarios, así como la concentración máxima de un ingrediente reportado en el fluido de fracturamiento hidráulico. La base de datos del proyecto contiene 692 ingredientes únicos reportados como aditivos, fluidos base y apuntalantes.

Los operadores definieron el 11% de todos los registros de ingredientes como información comercial confidencial. Uno o más ingredientes se declararon confidenciales en más del 70% de las revelaciones.

Como se muestra en la Tabla 2, el número medio de ingredientes añadidos por divulgación pública para todo el conjunto de datos fue 14, con un rango de 4 a 28 (percentil 5 al 95). Los más comúnmente reportados de los ingredientes añadidos fueron metanol, ácido clorhídrico y destilados de petróleo ligeros hidrotratados (informado en el 71%, 65% y 65% de los anuncios públicos, respectivamente).

---

<sup>31</sup> [http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-del-petroleo-y-del-gas](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-del-petroleo-y-del-gas)

<sup>32</sup> [https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-03/documents/fracfocus\\_analysis\\_report\\_and\\_appendices\\_final\\_032015\\_508\\_0.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-03/documents/fracfocus_analysis_report_and_appendices_final_032015_508_0.pdf)

**Tabla 2. Número de ingredientes aditivos únicos por divulgación pública, resumidos por estado.**Error!

Bookmark not defined.

Estado	Numero de anuncios públicos	Número de aditivos-e ingredientes por anuncio		
		Media	percentil 5	percentil 95
Alabama	55	10	10	10
Alaska	20	15	13	16
Arkansas	1337	10	6	21
California	585	19	10	23
Colorado	4561	13	5	23
Kansas	97	14	8	17
Louisiana	1026	15	1	29
Michigan	14	19	10	29
Mississippi	4	14	11	23
Montana	193	16	9	38
New Mexico	1115	21	7	31
North Dakota	1989	15	4	33
Ohio	146	17	8	38
Oklahoma	1810	12	5	30
Pennsylvania	2419	10	4	18
Texas	16405	15	4	30
Utah	1253	17	7	23
Virginia	79	9	7	12
West Virginia	239	12	7	22
Wyoming	1198	10	5	24
Estado Incierto	130	15	5	27
Conjunto de Datos Completo	34675	14	4	28

### 3.3 Cuánta agua se consume en el fluido de fractura en un fracturamiento hidráulico.

---

En el tema del agua, según el United States Geological Survey (USGS), cada objetivo (play en inglés) de lutitas es diferente, por lo que las necesidades de este líquido son variables, sin embargo, es bien conocido que los volúmenes de agua necesarios en estos yacimientos son mucho más elevados que en los convencionales. Esta institución estima que, para realizar un trabajo de esta naturaleza, se podrían utilizar entre 1.5 millones de galones hasta 16 millones de galones de agua.<sup>33</sup> (35.700 barriles hasta 381.000 barriles o entre 2 y 24 piscinas olímpicas).

No hay realmente un pozo fracturado "típico" porque la cantidad de agua utilizada depende de la roca de la formación, el diseño del operador, si el pozo es vertical u horizontal, y el número de etapas de fracturamiento en el pozo que se está fracturando. Además, parte del agua se recicla a partir de fluidos producidos por el pozo, por lo que el consumo neto podría ser menor en los sitios que se reciclan, el cual lógicamente no será el caso de los pilotos<sup>34</sup>

La Tabla 3 muestra cómo eran los volúmenes promedio reportados por varias fuentes hasta hace unos pocos años. Todos estos volúmenes son muy relativos y a medida que ha pasado el tiempo han variado sustancialmente. Posiblemente la información hasta 2016 consideraba un promedio de 7 etapas por pozo con unos 10.000 a 15.000 bbl/etapa. Hoy son normales 15 a 30 etapas y en los Estados Unidos bajo la premisa de más etapas más producción hacen hasta 45 etapas en una sección horizontal de 9.000 pies o 35 etapas en 7.000 pies, con una etapa más o menos cada 200 pies. Entonces multiplicamos por 6 o 5 veces el volumen por trabajo por pozo y estaremos hablando de 500.000 a 600.000 barriles de agua por pozo (21 a 25 millones de galones).

En los pilotos en Colombia se espera efectuar entre 15 a 20 etapas por pozo que es un valor de normal a alto, estimado con la premisa de una etapa cada 200 pies y entre 3000 a 4000 pies de navegación horizontal.

Lo anterior va unido a los cambios de tecnología donde se reemplaza la alta viscosidad del fluido gelificado por la velocidad para transportar la arena y ponerla en la fractura. Esto lo veremos a continuación.

---

<sup>33</sup> Doc. Daniel Olivares pág. 11

<sup>34</sup> [https://www.usgs.gov/faqs/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require?qt-news\\_science\\_products=0#qt-news\\_science\\_products](https://www.usgs.gov/faqs/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products)



### 3.4.1. Punto de vista de la mineralogía.<sup>35</sup>

“Las formaciones tienden a caer en una de tres categorías:

1. Formaciones que pueden fracturarse con fluidos de fracturamiento a base de agua con pocos o ningún efecto perjudicial en la productividad posterior al tratamiento. Esto incluye formaciones que requieren control básico de arcilla a través de sistemas como 2% KCl o sustitutos de KCl de menor costo.
2. Formaciones que requieren una alteración significativa del fluido de fracturamiento para utilizar fluidos a base de agua. Esta "alteración" puede implicar el uso de sofisticados aditivos de control de arcilla, surfactantes y de recuperación de fluidos, así como la sustitución de parte del agua por metanol, N<sub>2</sub> y/o CO<sub>2</sub>.
3. Formaciones que no deben fracturarse utilizando sistemas a base de agua. La composición de arcilla es el factor al que se le debe prestar más atención.”

### 3.4.2 Punto de vista de los fluidos que almacena el yacimiento.

#### 3.4.2.1. Yacimientos no convencionales ricos en petróleo y líquidos.

Al diseñar tratamientos para depósitos no convencionales para producir líquidos, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

En pozos de petróleo, la fractura hidráulica tiene el propósito no sólo de incrementar el área de flujo, sino de abrir un canal de alta conductividad por el cual pueda fluir libremente el petróleo desde el reservorio hacia el pozo. Para crear conductividad, la fractura además de tener alta permeabilidad en el canal, también debe ser más ancha, ya que debe conducir un fluido viscoso a lo largo de esta a una determinada velocidad con una caída de presión mínima.

Entonces, los tratamientos deben estar diseñados para producir una mayor conductividad de la fractura para tener en cuenta los efectos del flujo multifásico y por el hecho de que los líquidos tienen una movilidad mucho menor que el gas. En consecuencia, se requieren mayores concentraciones de agente de soporte por unidad de área en la fractura, que se pueden compensar en cierta medida mediante el uso de tamaños de grano más grandes. Esto significa mayores concentraciones de apuntalante en el fluido de tratamiento e incluso el uso de fluidos altamente viscosos con los que transportarlo.

Los fluidos deben contener un Demulsificante (rompedores de emulsión) para evitar que las emulsiones se formen con el petróleo contenido en el yacimiento. Error! Bookmark not defined. Ha habido suficientes casos documentados de emulsiones que se forman con fluidos de fractura que llegan hasta impedir la producción del pozo.

---

<sup>35</sup> <https://books.google.com.co/books?id=n8P1CwAAQBAJ&pg=SA17-PA8&lpg=SA17-PA8&dq=Economides+and+Martin&source=bl&ots=l8w9cYgc7O&sig=ACfU3U0xijlM1j-xYa5-EvlaCWMBt6EFZw&hl=en&sa=X&ved=2ahUKewiumrKPz6zqAhUnTd8KHZlzAncQ6AEwAnoECAkQAQ#v=onepage&q=Economides%20and%20Martin&f=false> 17.3.4.3.2 17.3.4.4 17.3.5

### 3.4.2.2. Yacimientos no convencionales de gas.

En el caso de pozos de gas, como es un fluido de muy baja viscosidad, ya que su valor es varios órdenes de dimensión inferior a la correspondiente al crudo, es mucho más importante el área de flujo que la conductividad del canal. Es por ello por lo que en este caso la superficie se crea por incremento de la longitud –o penetración horizontal– de la fractura. El incremento del área de flujo en comparación con un pozo sin fracturar, puede llegar a ser del orden de un millón de veces o mayor.<sup>36</sup>

Los yacimientos de gas no convencionales, y especialmente los de gas seco, son los más fáciles de diseñar en términos de requerimientos de fluidos de tratamiento. El fracturamiento con “slickwater” o fluido de baja fricción (fluido constituido principalmente por agua con una baja concentración de un polímero lineal que ayuda a reducir las pérdidas por fricción) o agua no viscosificada, es común y no hay necesidad de diseñar para la presencia de petróleo crudo o condensado. En cambio, el énfasis está en la recuperación de fluidos y la compatibilidad con la formación a menudo sensible al agua. Los fluidos deben diseñarse para una tensión superficial mínima, una interacción mínima con los minerales presentes en la formación y para la máxima recuperación de fluidos Error! Bookmark not defined.

### 3.5. El fluido de fracturamiento en yacimientos no convencionales. Error! Bookmark not defined.

“Las operaciones de fracturamiento hidráulico no convencionales se pueden dividir aproximadamente en tres tipos principales de tratamiento, de los cuales los tipos 1 y 3 son los más frecuentes.

#### 1. Tratamiento de slickwater o fluido de baja fricción.

Este tipo de tratamiento utiliza agua sin aumento de viscosidad. El transporte del agente de soporte (proppant) se logra a través de flujo turbulento. El fluido se bombea a tasas mayores de 100 bbls/minuto. Muy pocos aditivos químicos se utilizan en el fluido, incluyendo reductores de fricción, tensoactivos (surfactantes), aditivos de control de arcilla y/o biocidas. Este tipo de tratamiento es a menudo el predeterminado para fracturar los reservorios de lutitas, debido al bajo costo del fluido, la relativa facilidad para recobro de los fluidos (flow back) y reciclar o disponer los fluidos de retorno. Este tratamiento ha demostrado promover un crecimiento de fracturas más complejo que los sistemas de fluidos viscosos. Sin embargo, el fracturamiento de “slickwater” tiene varias consideraciones a tener en cuenta:

- Debido a que el flujo turbulento es el único mecanismo para transportar el apuntalante, las tasas de bombeo deben ser muy altas para que el apuntalante se mueva por la fractura. La experiencia operativa empírica ha demostrado que cuanto más rápido se bombean estos tratamientos, mejor será la producción posterior al

---

<sup>36</sup> [http://www.petrotecnica.com.ar/abril11/2\\_2011/38-53.pdf](http://www.petrotecnica.com.ar/abril11/2_2011/38-53.pdf)

tratamiento. Esto es simplemente porque cuanto más rápido se bombea el tratamiento, más fácil es mantener el flujo turbulento en las partes más alejadas de la red de fracturas y, por lo tanto, es más probable que coloque el apuntalante más lejos del pozo.

- De nuevo, debido a que el flujo turbulento es el único mecanismo de transporte de apuntalante, el apuntalante se asentará rápidamente en áreas de la fractura que no experimentan flujo turbulento. Esto da como resultado que grandes áreas de las fracturas, especialmente las partes superiores, queden sin apuntalar, especialmente en el período de tiempo a menudo prolongado entre el final de las operaciones de bombeo y el cierre de la fractura.
- Debido a que la capacidad de mantener la arena o agente de soporte en movimiento es inversamente proporcional a la densidad del fluido con la arena, se deben usar bajas concentraciones de agente de soporte, de 1.0 a 1.5 libras/galon. Error! Bookmark not defined.
- “Este tipo de fracturas necesita un volumen de agua mucho mayor que una fractura convencional y –para este tipo de reservorios– es muy económica en relación con el retorno de producción de gas obtenido. El slickwater es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (Isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilenglicol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), que le confiere una muy baja viscosidad al fluido. Debido a que el apuntalante es transportado a flujo turbulento, la viscosidad no es un factor determinante en su capacidad de suspensión”. Error! Bookmark not defined.
- Sin embargo, debido a la permeabilidad tan baja que se presenta en los YNC, para lograr un efecto de área de contraste de permeabilidad significativo con el fracturamiento, en los YNC es preciso perforar una sección horizontal de varios miles de pies de longitud en la que se puedan efectuar varias decenas de etapas de fracturamiento hidráulico, de ahí el nombre Fracturamiento Multi-etapa. Estas fracturas se hacen con una separación de unos 200 pies entre sí y crecen tanto hacia arriba como hacia abajo en dirección vertical y, también, hacia los lados en dirección horizontal (el ala de la fractura tiene varios cientos de pies) formando una especie de óvalo alrededor del pozo.
- Hacer esto garantiza mejorar las condiciones de flujo de la roca hacia el pozo con un área tal que permite obtener volúmenes comerciales de producción de gas y petróleo pues el área de contacto roca-fractura es considerablemente mayor que el área del cilindro del pozo únicamente. Esta operación, llevada a cabo varias veces en un mismo pozo, busca crear una especie de “yacimientos sintéticos” y es lo que se conoce como Volumen de Roca Estimulada. Por supuesto, llevar esto a cabo implica bastante actividad y unos cuantos días más para el completamiento del pozo y unos costos que pueden, en muchos casos, ser equivalentes a un 50%, o incluso más, del costo total del mismo.

## 2. “Tratamiento de fluidos viscosos.

Usado con mayor frecuencia en fracturas convencionales, un tratamiento de fluido viscoso utiliza un gel de polímero reticulado o un tensoactivo viscoelástico (VES) para proporcionar suficiente viscosidad que transporte el apuntalante, independientemente del nivel de cizallamiento.

Estos sistemas de fluidos son mucho más benévolos para el equipo de fractura y son capaces de transportar incluso sistemas de apuntalamiento de alta concentración a los

extremos de la red de fracturas. Desafortunadamente, el monitoreo microsísmico y los datos de producción empírica han demostrado que los tratamientos con fluidos viscosos tienden a no generar el mismo nivel de complejidad de fractura que los sistemas de fluidos no viscosos, presumiblemente debido a la dificultad de forzar un fluido extremadamente viscoso a una fractura natural muy estrecha. Además, estos fluidos son más caros, más difíciles de devolver y más difíciles de reciclar o desechar que los sistemas de slickwater.

### 3. Tratamientos híbridos.

Como su nombre lo indica, los tratamientos híbridos son una combinación de tratamientos de slickwater y fluidos viscosos, que intentan aprovechar las ventajas de ambos mientras minimizan las desventajas.

- Los tratamientos híbridos utilizan sistemas de fluidos de slickwater o fluidos de baja fricción para las etapas del colchón (pad) del tratamiento (esta es una etapa que no contiene apuntalante, diseñada simplemente para crear y extender la fractura o fracturas, antes de colocar el apuntalante en etapas posteriores), siguen geles lineales para transportar apuntalante a bajas concentraciones (hasta quizás 1.5 ppa) y un fluido con gel de polímero reticulado o sistema VES para concentraciones de apuntalante más altas. La idea es pasar el mayor tiempo posible bombeando slickwater para maximizar la complejidad de la red de fracturas y usar el mínimo suficiente de fluido viscoso para transportar el apuntalante y ponerlo en la fractura.
- Los tratamientos con fluidos híbridos se están volviendo cada vez más populares a medida que se desarrollan depósitos y objetivos de lutitas más difíciles. La necesidad de mayores concentraciones de apuntalante y sistemas de apuntalamiento de mayor densidad, mientras que al mismo tiempo continúan maximizando la complejidad de la fractura, han llevado a una rápida expansión en su uso.
- Tratamientos de fluidos híbridos se recomiendan como la selección por defecto para cualquier diseño de tratamiento, a menos que haya datos de otros resultados significativos para recomendar un método de tratamiento alternativo.”

### 3.6. Secuencia de un trabajo de Fracturamiento en Marcellus.

Veamos el paso a paso de un trabajo de fracturamiento hidráulico no convencional tipo en Marcellus, como nos lo presenta FracFocus<sup>37</sup>, recalando en el primer párrafo varias de las premisas que presentamos en este documento acerca de que cada trabajo tiene sus características propias:

“La colocación de tratamientos de fracturamiento hidráulico en el subsuelo se secuencia para satisfacer las necesidades particulares de la formación. La secuencia que se observa a continuación de un Marcellus Shale en Pennsylvania es solo un ejemplo. Cada zona de petróleo y gas es diferente y requiere un diseño del fracturamiento hidráulico adaptado a las condiciones particulares de la formación. Por lo tanto, mientras el proceso sigue siendo esencialmente el mismo, la secuencia puede cambiar dependiendo de las condiciones locales únicas. Es importante tener en cuenta que no todos los aditivos se utilizan en todos los pozos fracturados hidráulicamente; la "mezcla" exacta

---

<sup>37</sup> <https://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>

y las proporciones de aditivos variarán según la profundidad específica del sitio, el espesor y otras características de la formación objetivo.

1. Una etapa ácida, que consiste en varios miles de galones de agua mezclados con un ácido diluido como el ácido clorhídrico o muriático: esto sirve para limpiar los restos de cemento en el pozo y proporcionar un conducto abierto para otros fluidos de fractura al disolver minerales de carbonato y abrir fracturas cerca del pozo.

2. Una etapa de relleno, que consta de aproximadamente 100,000 galones de slickwater sin material de soporte: esta etapa abre la formación y ayuda a facilitar el flujo y la colocación del material de soporte.

3. Una etapa de secuencia de apoyo, que puede consistir en varias etapas de agua combinadas con material apuntalante (que consiste en una arena de malla fina o material cerámico, destinado a mantenerse abierto, o "apuntalar" las fracturas creadas y / o mejoradas durante la operación de fractura después de reducir la presión): esta etapa puede usar colectivamente varios cientos de miles de galones de agua. El material apuntalante puede variar de un tamaño de partícula más fino a un tamaño de partícula más grueso a lo largo de esta secuencia.

4. Una etapa de descarga, que consiste en un volumen de agua fresca suficiente para eliminar el exceso de apuntalante del pozo.

Otros aditivos comúnmente utilizados en el fluido de fractura empleado en los pozos de Marcellus incluyen:

- Una solución de ácido diluido, como se describe en la primera etapa, utilizada durante la secuencia de fractura inicial. Esto limpia el cemento y los escombros alrededor de las perforaciones para facilitar la acción de las subsiguientes etapas de slickwater empleadas para fracturar la formación.
- Un biocida o desinfectante, utilizado para prevenir el crecimiento de bacterias en el pozo que pueden interferir con la operación de fractura: los biocidas generalmente consisten en soluciones a base de bromo o Glutaraldehído.
- Un inhibidor de incrustaciones, como el etilenglicol, utilizado para controlar la precipitación de ciertos minerales de carbonato y sulfato.
- Control de hierro / agentes tales como ácido cítrico o ácido clorhídrico, utilizado para inhibir la precipitación de compuestos de hierro, manteniéndolos en una forma soluble estable.
- Agentes reductores de fricción, también descritos anteriormente, tales como cloruro de potasio o compuestos a base de poliacrilamida, que se utiliza para reducir la fricción en las tuberías y, posteriormente, reducir la presión necesaria para bombear fluido al pozo: los aditivos pueden reducir la fricción en un 50 a 60%.
- Los inhibidores de corrosión, como la N, n-dimetilformamida y los eliminadores de oxígeno, como el bisulfito de amonio, se utilizan para evitar la degradación de las tuberías de acero del pozo.

- Los agentes gelificantes, como la goma guar, pueden usarse en pequeñas cantidades para espesar la solución a base de agua y ayudar a transportar el material apuntalante.
- Ocasionalmente, se utilizará un agente de reticulación para mejorar las características y la capacidad del agente gelificante para transportar el material apuntalante. Estos compuestos pueden contener ácido bórico o etilenglicol. Cuando se agregan aditivos de reticulación, comúnmente se agrega una solución de ruptura que actúa más tarde en la etapa de fraccionamiento para hacer que el agente gelificante mejorado se descomponga en un fluido más simple para que pueda eliminarse fácilmente del pozo sin transportar el material de arena / apuntalante.”

### **3.7 Impacto Ambiental. Mito o realidad.**

Como en toda actividad normal, ya sea, personal, laboral, industrial o de procesos operacionales como el desarrollo de recursos no convencionales, hay riesgos que deben ser reconocidos, identificados y controlados efectivamente con acciones de mitigación del riesgo con el enfoque riguroso que se debe utilizar en todas las operaciones de la industria, trabajando con controles que aseguren la excelencia operacional.

El impacto ambiental es sin duda el gran debate en los yacimientos no convencionales. Pero como veíamos anteriormente, en este documento, la técnica del fracturamiento hidráulico no está ligada exclusivamente a la explotación de los recursos no convencionales, es también un procedimiento de estimulación de uso común para optimizar el recobro de recursos “convencionales” desde los años 40. En general, la explotación de yacimientos no convencionales no difiere mucho de la extracción convencional, desde el punto de vista ambiental, ya que igualmente se transportan equipos y materiales, se abren caminos y trochas, se desmonta y construyen instalaciones superficiales, se perforan pozos a las mismas profundidades, se atraviesan y protegen los acuíferos superficiales y en algunos casos se utiliza fracturamiento hidráulico en pozos convencionales.

En Colombia, se han perforado en todas las cuencas más de 23.000 pozos para la producción de hidrocarburos, desde que se perforó el pozo Infantas en el año 1918, inicio de la explotación petrolera en Colombia, se han ejecutado más de 3.000 trabajos de fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales. La protección del medio ambiente, como en todas las actividades industriales y técnicas, ha tenido una evolución muy importante durante esos más de 100 años de historia. Hoy es una de las industrias con las normas más estrictas respecto al manejo y cuidado del agua, la naturaleza, el aire, la sismicidad inducida y la salud e impactos sobre las comunidades cercanas a las operaciones de producción. . De otro lado, los grandes impactos y daños ambientales reales ocurridos en Colombia, como lo presentamos en el Capítulo VII de este documento, son producto de atentados a la infraestructura de transporte y producción donde la industria ha sido víctima.

El debate ambiental se centra en las siguientes inquietudes, las cuales hoy en día se consideran superadas como veremos a continuación o como vimos en los documentos precedentes:

- Contaminación de acuíferos superficiales.
- La cantidad de agua necesaria para realizar los fracturamientos hidráulicos y la

disponibilidad de esta agua.

- Derrames en las instalaciones en superficie.
- Emisiones a la atmósfera.
- Alta densidad de plataformas de perforación y producción.
- Tráfico de maquinaria y personal.
- Manejo de las aguas de retorno.
- Sismicidad inducida.
- Efectos sobre la salud y el ambiente por el uso de químicos y apuntalantes utilizados en el fluido de fracturamiento.

### **MITO 1: Contaminación de acuíferos superficiales:**

Veamos que dice la Agencia Ambiental de los Estados Unidos, EPA, en su reporte final del año 2016, “Hydraulic Fracturing For Oil and Gas: Impacts From the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources In the United States” sobre cómo se pueden afectar los recursos de agua potable:

“La EPA encontró evidencia científica de que las actividades de fracturamiento hidráulico pueden afectar los recursos de agua potable en algunas circunstancias. El informe identifica ciertas condiciones en las que los impactos de las actividades de fracturamiento hidráulico pueden ser más frecuentes o graves:

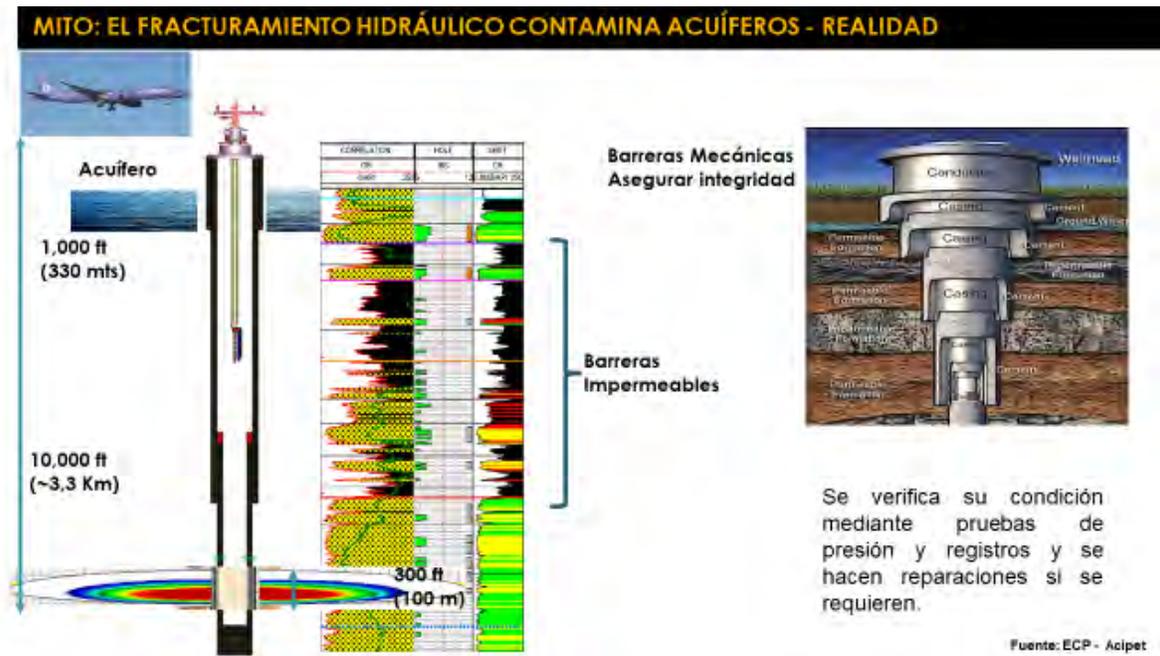
- Retiros de agua para fracturamiento hidráulica en tiempos o zonas de baja disponibilidad de agua, especialmente en zonas con recursos de aguas subterráneas limitados o en declive;
- Derrames durante el manejo de fluidos y productos químicos de fracturamiento hidráulico o agua producida que resulten en grandes volúmenes o altas concentraciones de productos químicos que alcancen los recursos de aguas subterráneas;
- Inyección de fluidos de fracturamiento hidráulico en pozos con integridad mecánica inadecuada, permitiendo que los gases o líquidos se muevan a los recursos de aguas subterráneas;
- Inyección de fluidos de fracturamiento hidráulico directamente en los recursos de aguas subterráneas;
- Descarga de aguas residuales de fracturamiento hidráulico inadecuadamente tratadas a aguas superficiales; Y
- Eliminación o almacenamiento de aguas residuales de fracturamiento hidráulico en pozos viejos con problemas de integridad, que resultan en contaminación de los recursos de aguas subterráneas.”<sup>38</sup>

Hay dos barreras evidentes en relación con este mito, una es la natural por la distancia que separa los acuíferos superficiales de las zonas donde están ubicados los yacimientos así como la presencia

---

<sup>38</sup> <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>

de rocas que no permiten el paso de fluidos. La otra, es la barrera mecánica de las tuberías y cemento que garantizan la integridad del pozo. La Figura 9, ilustra estos conceptos.



**Figura 9. Barreras que evitan la contaminación de acuíferos.** Fuente Presentación CIH

Si miramos estas condiciones vemos que todas son directamente atribuibles al factor humano en superficie más que directamente al trabajo del fracturamiento hidráulico como tal. Quiere esto decir que el cumplimiento de una normatividad estricta y un adecuado control de las operaciones mitigan todas las opciones de impactos posibles presentados por la EPA y que afectarían los recursos de agua potable.

En Colombia está definida la gestión del agua, es decir, captación, transporte, tratamiento, almacenamiento y disposición. Los puntos de captación de aguas para las operaciones están definidos desde el otorgamiento de la Licencia Ambiental y con todas las consideraciones sobre los recursos disponibles que no se pueden tocar si se van a afectar las comunidades. La obligación de sistemas cerrados para manejo de todos los fluidos es un gran avance para eliminar riesgos.

Las condiciones previas para desarrollar los Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PII) para el fracturamiento, recomendadas por la Comisión Interdisciplinaria Independiente, y que son la hoja de ruta para el proyecto, que se han definido como de estricto cumplimiento ayudaran a que Colombia tenga un marco regulatorio solido que unido a la aplicación de las normas que los organismos internacionales reconocidos por la industria en todo el mundo, como el American National Standard Institute que incluye entre sus miembros al API, los cuales han desarrollado más de 200 estándares relacionados con la extracción de petróleo y gas, muchos de los cuales son aplicables al desarrollo de recursos no convencionales y al fracturamiento hidráulico, mencionadas anteriormente en este documento, que serán la base para ganar la confianza y licencia social de las comunidades.

Será necesario el trabajo conjunto Estado – Industria – Comunidades con roles muy bien definidos para lograr el desarrollo de los proyectos.

“MITO 2: Una gran cantidad de agua se utiliza en el fracking (tomado de organización API) <sup>39</sup>.

La extracción de gas natural de las formaciones de Lutita con fracking consume menos agua que la necesaria para producir otras fuentes de energía como el carbón y la energía nuclear. En 2010, los 3.500 pozos de gas de lutita perforados en los Estados Unidos representaron alrededor del 0,02% del consumo total de agua del país. Las empresas que perforan en las principales formaciones de lutita están adoptando rápidamente métodos de reciclaje que tratan entre el 70 y el 100% de los fluidos de fracking devueltos para su reutilización en otro pozo.

Mucha o poca agua depende del punto de vista desde donde se mire como lo ilustra la Figura 10.



Figura 10. Que el agua requerida sea mucha o poca depende de la comparación. Fuente Presentación CIH

A veces las comparaciones no son lo mejor, pero en este país pasan muchas cosas que no merecen crítica de nadie. La Figura 10 muestra que 320.000 hectáreas de palma, que es un valor bajo respecto al actualmente sembrado, consumen 1.270 millones de metros cúbicos de agua al año. Si se hicieran en un año 100 fracturamientos hidráulicos consumirían 1,5 millones de metros cúbicos, es decir el 0,12% de lo que se consume en los cultivos de palma.

**MITO 3: El fracking puede hacer que el agua del grifo sea inflamable.**

En algunos lugares el metano parece haberse filtrado en el suministro de agua haciéndolo inflamable. Sin embargo, el consenso entre los funcionarios ambientales estatales (USA) es que este problema no fue causado por el fracking. Por el contrario, estos funcionarios consideran que el gas presente se debe a que los pozos de agua fueron perforados en áreas con altos niveles “naturales”

<sup>39</sup> <http://www.freerepublic.com/focus/f-chat/2877477/posts>

de metano, que no tienen ninguna relación con el fracturamiento hidráulico. Además, algunas pequeñas compañías de petróleo y gas a lo largo de los años no tuvieron el cuidado adecuado en cementar sus pozos o en taponar y abandonar adecuadamente pozos viejos.

#### **MITO 4: El fracking puede causar terremotos**

Funcionarios federales y geólogos han confirmado que el fracking en sí, a diferencia de la eliminación de aguas residuales, no es responsable de los temblores recientes que se sienten en Ohio y en varios otros estados donde se realiza el fracking. William Leith, asesor científico sénior de riesgos sísmicos y geológicos en el Servicio Geológico de los Estados Unidos, dijo recientemente a la Radio Pública Nacional: "El fracking mismo probablemente no pone suficiente energía en el suelo para desencadenar un terremoto. Eso no es algo que deba preocuparnos".<sup>40</sup>

En el mundo de la globalización en que vivimos, donde prácticamente todas las tecnologías de la industria son prácticamente universales y las compañías de servicios que hacen los trabajos son las mismas, y con la experiencia y calidad de nuestros profesionales reconocidos en el mundo, no hay ninguna justificación, diferente a las políticas, para exponer el desconocimiento de una técnica como razón para prohibir su implementación.

Las Asociaciones profesionales del sector de ciencias de la tierra deben jugar un papel preponderante como órganos de consulta permanente porque son los centros del conocimiento y la experiencia que el país y el estado necesitan.

Consideramos que por el bien del país debemos buscar entre todos, con base en conceptos técnicos y científicos válidos, un equilibrio entre la protección del medio ambiente y el futuro económico del país, en especial en lo referente a la autosuficiencia petrolera y energética. Sería imperdonable repetir las crisis que ha tenido que vivir el país al tener que importar hidrocarburos costosos con un impacto extremadamente negativo sobre la economía.

---

<sup>40</sup> <http://www.freerepublic.com/focus/f-chat/2877477/posts>

## CAPÍTULO IV

### ANTECEDENTES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA

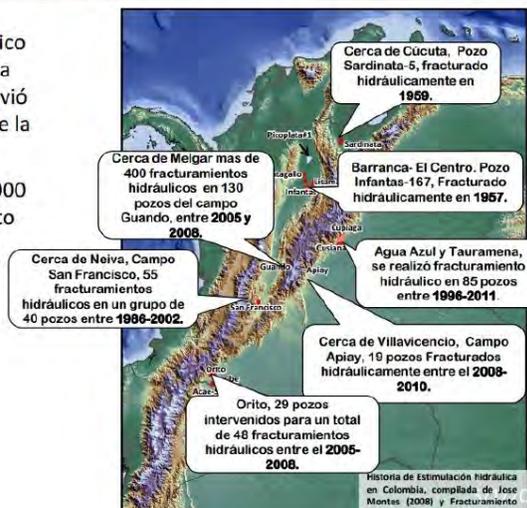
Por: Edgar Aguirre Ramírez –

Hablar de fracturamientos hidráulicos en Colombia es más aproximado al “fracking” que hablar de incidentes operacionales en los campos petroleros que han tenido algún impacto ambiental, sencillamente porque técnicamente desde el punto de vista ingeniería y mecánica de rocas obedecen a los mismos principios, aunque no es tema de esta artículo entrar a compararlos como ya se hizo. Pero el hecho cierto es que desde 1957 cuando se fracturó el primer pozo en el Campo Infantas, en Colombia se han hecho más de 3000 trabajos de fracturamiento hidráulico, algunos en condiciones de riesgo ambiental extremos como vamos a ver y sin que se haya encontrado un reporte de incidente ambiental o de lesiones a la integridad de las personas como resultado del trabajo de fracturamiento como tal, dado que fueron trabajos realizados con los más altos estándares técnicos y ambientales y se efectuó en los mismos un estricto y detallado proceso de planeación, control y seguimiento a las operaciones desarrolladas.

En el mapa a continuación se muestran algunas de las regiones donde se han adelantado campañas de fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales.

#### Fracturamiento Hidráulico en Colombia

- El fracturamiento hidráulico en Colombia empezó en la década de los '50 y se volvió una práctica común desde la década '80
- Hasta la fecha, mas de 3000 trabajos de fracturamiento hidráulico han sido completados en mas 700 pozos



Como ejemplo ilustrativo de las múltiples actividades desarrolladas en el país sobre el particular, se tratan en detalle únicamente tres campos productores donde el fracturamiento se ha realizado como práctica operativa permanente y es responsable por gran parte de la producción de estos. Se seleccionaron estos campos porque sus características dejan muchas enseñanzas.

#### **4.1. Cusiana - Cupiagua - Piedemonte. Casanare**

“En 1991, Ecopetrol y su socio BP anunciaron el hallazgo más importante en la historia del país en el departamento del Casanare, en los Llanos Orientales. Con unas reservas de 1.600 millones de barriles, fue presentado el campo Cusiana, que según informaron en su momento los voceros de la petrolera era un crudo de alta calidad. El hallazgo le permitió muchos más alivios al presupuesto nacional, que creció paralelo con la producción bombeada por el descubrimiento casanareño.” (Semana nov. 14/2018).

Todos los pozos se perforaron a una profundidad media de 15.000 pies (4.572 metros) y todos debían ser fracturados hidráulicamente para obtener producción comercial. Dichas reservas no se hubieran recuperado sin trabajos de fracturamiento hidráulico, los cuales, se reitera, fueron realizados en un proceso integral y con el uso de los mejores estándares existentes en materia técnica y ambiental a nivel global.

Una de las variables fundamentales, que se convierte en un factor de riesgo para que se presenten posibles impactos ambientales en superficie y en subsuelo, así como riesgos para la integridad de las personas que desarrollan el trabajo, es la presión de bombeo requerida para fracturar la formación. En estos campos donde se calculó un gradiente de fractura de 1.1 psi/pie, se necesitaban en promedio 15.000 psi de presión en superficie, con casos de hasta 18.600 psi, presiones en un 50% o más mayores que la media de todos los trabajos de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales realizados en el mundo, que puede ser de 10.000 psi.

En Cusiana - Cupiagua se han efectuado del orden de 190 trabajos de fracturamiento hidráulico con estas condiciones, sin un solo reporte de incidentes ambientales o impactos sobre la integridad de las personas. Aunque la norma general es que todos los pozos se fracturan, pozo que no ha pasado la prueba de integridad no se ha fracturado, por lo cual es claro que, con el cumplimiento de las normas y el uso de las mejores prácticas operativas, es posible desarrollar este tipo de actividades sin que se presenten incidentes.

Lo anterior, es un ejemplo de acciones operacionales que demuestran que cuando hay una adecuada planeación y control de las actividades, se pueden realmente minimizar los riesgos y es parte de lo que aquí se ha hecho en campos como los señalados. Para el efecto, antes de empezar la campaña de fracturamientos se instaló una red de lectura permanente para detectar microsismos, construyendo así una línea base de sismicidad; se recogió información durante toda la campaña de fracturamientos, y tiempo después, sin detectar nada anormal.

No solo hay que hablar de riesgos con potenciales impactos ambientales, sino hay que plantear soluciones que los minimicen o definir acciones radicales cuando esto no es posible, es lo que señalan los estándares que el país aplicará en la materia y los cuales la industria aplica a diario en estas y todas sus actividades por principio.

## 4.2 Campo Yaguará - Departamento del Huila

El Campo Yaguará, pozos Los Mangos, se encuentra localizado en el Municipio de Yaguará en el departamento del Huila, en una zona ambientalmente muy sensible, en la cual los pozos se encuentran ubicados en medio de cultivos de arroz y el campo en general está a la orilla de la represa de Betania. La profundidad promedio de los pozos es de 2.600 pies (792 metros).

El yacimiento productor en el Campo Yaguará corresponde a las arenas inferiores del Cretáceo, formación Caballos, encontrándose el campo en el bloque alto de una estructura anticlinal fallada; la estructura presenta una serie de fallas satélites a la falla principal, las cuales dividen el campo en varios bloques. La primera duda que se planteó fue si se podían generar fracturas verticales en un campo con estas características. Había que fracturar, un piloto, para verificar este riesgo. Se determinó un gradiente de fractura de 1.1 psi/pie, casi el doble del normal, aumentando el riesgo. La altura de la fractura evaluada después del trabajo mostró que su crecimiento estaba siendo contenido por los estratos adyacentes, como se probó con registros de temperatura que funcionaron muy bien. Aquí empieza a jugar un papel fundamental el concepto de los estudios de geomecánica que realiza la industria y que son analizados por profesionales especializados en la materia, los cuales básicamente deben llevar a definir:

- Los esfuerzos que actúan sobre las rocas en la corteza terrestre, definen la orientación con la que se inicia la fractura, perpendicular al menor esfuerzo.
- Las propiedades mecánicas de las rocas. Determinan su resistencia. Se hacen ensayos de laboratorio.
- La presión de los fluidos que estas rocas contienen.

El primer crecimiento de la fractura creada es vertical y se extenderá hasta donde haya una roca capaz de contenerla, hacia arriba y hacia abajo. Esta es la altura de la fractura. Ese es el conocimiento que se requiere, dado que una fractura que se salga de la formación que contiene los hidrocarburos, es un trabajo que desde el punto de vista operacional y de la producción de hidrocarburos se considera fallido.

De acuerdo con lo indicado y los análisis y trabajos geomecánicos especializadas realizados, en Yaguará se hicieron unos 200 fracturamientos hidráulicos sin un solo incidente ambiental reportado, tal es así que estos son responsables del recobro de gran parte de las reservas del campo y que prueban, que con el uso de ingeniería de punta, de la mano de profesionales expertos, compañías operadoras y de servicios especializadas y sin escatimar los recursos técnicos y financieros requeridos, es posible el desarrollo de este tipo de actividades sin que generen impactos sobre el ambiente.

En Colombia hay muchos otros campos petroleros donde se han hecho programas masivos de fracturamiento hidráulico sin ningún reporte de incidentes ambientales. El campo Guando en el sector turístico de Melgar, con pozos de muy poca profundidad, alrededor de

3.000 pies (862 metros aprox.) y más de 200 trabajos de fracturamiento, son otra campaña digna de mencionar.

## CAPÍTULO V

### NUEVAS EVIDENCIAS CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS SOBRE EL “FRACKING”

Por: Kurt Bayer

Durante dos años, entre febrero 2015 y enero 2017, con una inversión de USD 25 millones, el Departamento de Energía de los Estados Unidos, junto con Centros de Investigación, Universidades, 11 compañías petroleras operadoras y 2 compañías de servicios, realizaron en un campo petrolero propiedad de la compañía Laredo Petroleum, Inc., una serie de pruebas y experimentos para evaluar, no solamente la tecnología de fracking sino también su impacto en las aguas subterráneas y el medio ambiente.

El área seleccionada está ubicada al occidente del estado de Texas, cerca de la población de Midland. Desde el punto de vista geológico el sitio de prueba está ubicado en la prolífica Cuenca Permian en una formación sedimentaria que se conoce con el nombre de Wolfcamp, muy similar, desde el punto de vista litológico, a la parte lutítica de la Formación La Luna en el Valle Medio del Río Magdalena, Colombia, región en donde se propone la realización de los Proyectos Piloto de Investigación Integral- PPII.

Con el objeto de hacer un monitoreo exhaustivo del medio ambiente, se colocaron equipos para evaluar la calidad del aire, uno antes del sitio de prueba, en la dirección del viento, y otro después de la localización de tal manera que se pudiera medir con detalle los efectos durante las 24 horas de operación y los 2 años que duró la prueba. Previo al inicio de las actividades se construyó una “línea base ambiental” no solamente del aire, sino de las aguas subterráneas presentes en la zona. Para el monitoreo de las aguas subterráneas la compañía Laredo Petroleum, Inc. toma agua de 5 pozos en los cuales se instalaron equipos para registrar variaciones en el nivel del agua y se tomaron en forma permanente, muestras de agua para evaluar su calidad, presencia de sólidos o contaminantes que pudieran provenir de los químicos inyectados con el fluido de fracturamiento o del gas o hidrocarburos almacenados en las formaciones objetivo.

En total se perforaron 11 pozos a una profundidad vertical de 2.400 metros (8.000 pies) y una longitud horizontal de 2.900 metros (9.500 pies). Durante el fracturamiento se hicieron 400 etapas de tal manera que en cada pozo se realizaron en promedio 36 etapas de fracturamiento. Este número de fracturamientos permitió probar en forma exhaustiva sus efectos e impactos. Cabe anotar, que en una operación normal se realizan muchos menos fracturamientos en el mismo sitio.

Una vez terminado el fracturamiento y por primera vez en este tipo de actividades de producción de petróleo y gas no convencional, se extrajo un núcleo de 180 m (600 pies) de roca a través de la zona fracturada. Este esfuerzo tiene como objetivo evaluar las propiedades físicas de las fracturas naturales e inducidas, cómo se propagan en el subsuelo, así como valorar el rendimiento individual de cada etapa de fracturamiento. Es el conjunto de datos más significativo obtenido hasta la fecha y proporciona evidencias científicas y técnicas fundamentales para comprender las fracturas, validar y desarrollar modelos y estimar cómo el análisis predictivo puede mejorar los procesos.

Las evaluaciones y monitoreo de la calidad del aire y del agua subterránea, indican que las actividades y operaciones realizadas en el sitio de prueba, tuvieron un impacto mínimo en las concentraciones locales de emisiones. El análisis de la calidad del agua no encontró evidencias de la migración del gas natural, químicos o del agua producida al acuífero subterráneo. Tampoco se observó la presencia de sismicidad inducida por las 400 etapas de fracturamiento.

En relación con los ACUÍFEROS susceptibles de ser usados para consumo humano, se pudo concluir lo siguiente:

1. Respecto a línea de base el agua subterránea se mantuvo de alta calidad, adecuada para uso residencial.
2. No se produjo una transferencia masiva de los constituyentes que componen los estratos lutíticos o de los pozos productores al acuífero de aguas subterráneas.
3. Tampoco se detectó migración de hidrocarburos ni de químicos de los fluidos de fractura al acuífero subterráneo.
4. El apuntalante (propante) se distribuye en una extensión vertical limitada y en concentraciones más altas cerca del pozo. Muy lejos de los acuíferos y aguas subterráneas.
5. No se observó comunicación entre el depósito poco profundo de agua subterránea y las zonas más profundas de hidrocarburos activadas por los esfuerzos de estimulación y producción.
6. El total de sólidos disueltos y los niveles de conductividad se mantuvieron dentro de los rangos normales para el acuífero.
7. Los resultados de la microsísmica indican que las fracturas hidráulicas no llegan a las zonas de agua dulce.

Respecto a la SALUD de los trabajadores y el aire de poblaciones cercanas a las operaciones, se concluyó lo siguiente:

1. Las concentraciones de benceno (82 ppb<sup>41</sup> en promedio) están varios órdenes de magnitud por debajo de los límites de 8 horas de la OSHA<sup>42</sup> (1,000 ppb).
2. Los niveles de metano y BTEX<sup>43</sup> se mantuvieron en niveles "no detectables" y no se presentó un aumento como producto de los fluidos de fracturamiento hidráulico.
3. Las concentraciones de benceno y tolueno fueron elevadas durante las operaciones de flujo de retorno, pero no se acercaron a las concentraciones límite establecidas por el Instituto Nacional de Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH<sup>44</sup>) para generar problemas de salud. Para su mitigación se recomendó la utilización de sorbentes granulares (como el carbón activado granular).
4. La calidad del aire en el sitio de prueba es similar a la encontrada en la población más cercana (Midland, TX).

---

<sup>41</sup> partes por billón.

<sup>42</sup> Administración de Salud y Seguridad Ocupacional. Por sus siglas en inglés: Occupational Safety and Health Administration.

<sup>43</sup> Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (compuestos orgánicos volátiles).

<sup>44</sup> National Institute for Occupational Safety and Health. Agencia federal de los Estados Unidos responsable de realizar investigaciones y hacer recomendaciones para la prevención de enfermedades y lesiones relacionadas con el trabajo.

En conexión con la posibilidad que el fracturamiento hidráulico induzca SISMICIDAD o terremotos, se concluyó lo siguiente:

1. Luego de realizar más 400 etapas de fracturamiento no se detectó la presencia de sismicidad inducida que pudiera afectar a las personas o a la infraestructura.
2. Las mediciones de deformación realizados con tres arreglos de inclinómetros en el sitio de prueba encontraron que no se detectaron eventos microsísmicos a profundidades menores de 1800 m (6,000 pies), varios metros por debajo de los niveles más profundos del acuífero.

No hay duda que las innovaciones constantes en las tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico están aumentando la eficiencia en la producción de hidrocarburos en lutitas y minimizan cada vez más el impacto ambiental.

Finalmente, éstas evidencias, junto con la información geológica ya disponible en las áreas más prometedoras para inferir la presencia de yacimientos no convencionales en lutitas, permiten concluir que en Colombia un primer paso sería realizar, como lo propone el Consejo de Estado, los PPII en el Valle Medio del Río Magdalena.

Para la ejecución de éstos pilotos sería clave constituir un grupo multidisciplinario integrado por la Academia y Asociaciones Profesionales, Agencias del Gobierno, Industria y especialmente las Comunidades y Organizaciones Ambientales. Es importante señalar que en el caso de las comunidades su participación debe ir más allá de simples espectadores y, mediante una adecuada capacitación organizada y ejecutada por las universidades y asociaciones profesionales, les permita realizar una participación informada tanto durante el diseño, identificando los parámetros críticos que deben ser monitoreados en cada sitio para garantizar un manejo adecuado y riguroso de los riesgos e impactos ambientales, como en el seguimiento de los avances y especialmente los impactos o afectaciones que se produzcan en desarrollo de los pilotos. Solo así se logrará construir entre todos un ambiente de credibilidad y mutua confianza que redunde en mayor bienestar y progreso regional y nacional.

Las anteriores evidencias y conclusiones fueron tomadas de los siguientes artículos técnicos, anexos al presente documento, publicados en julio de 2018, durante la realización de la convención anual de la URTeC<sup>45</sup>:

- **Hydraulic Fracturing Test Site (HFTS) – Project Overview and Summary of Results.** Jordan Ciezobka<sup>1\*</sup>, James Courtier<sup>2</sup>, Joe Wicker<sup>2</sup>, 1. Gas Technology Institute, 2. Laredo Petroleum, Inc. **URTeC 2018: 2937168**
- **Environmental Impact Analysis on the Hydraulic Fracture Test Site (HFTS).** Sarah Eisenlord<sup>\*1</sup>, Thomas Hayes<sup>1</sup>, Kent Perry<sup>1</sup>; 1. Gas Technology Institute, DesPlaines, IL. **URTeC 2018: 2900727**

---

<sup>45</sup> Unconventional Resources Technology Conference.

## CAPÍTULO VI

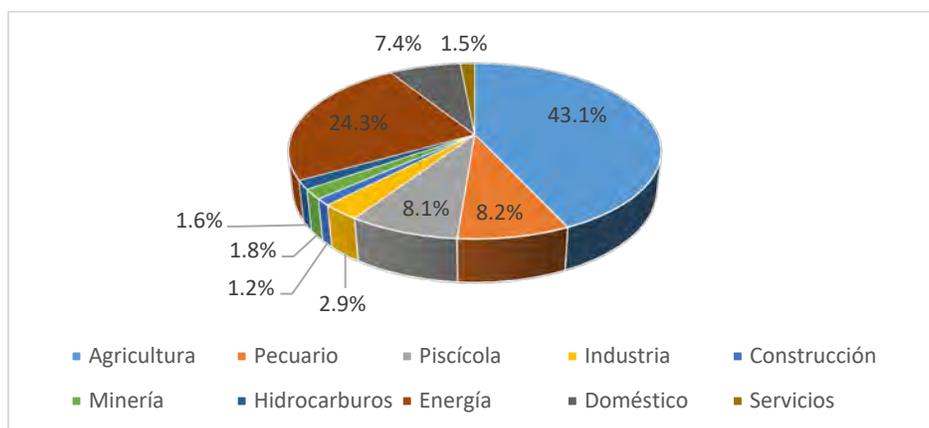
### REALIDAD DEL USO DEL AGUA EN COLOMBIA

Por: Kurt Bayer

#### Consumo de AGUA. Una realidad llena de matices y mitos

##### Consumo comparativo Hidrocarburos vs otros sectores

La Figura 1 muestra, en porcentaje, la demanda de cada uno de los sectores, tomado del Estudio Nacional de Agua 2018 (IDEAM, 2019)<sup>46</sup>. La demanda del sector de Hidrocarburos es solamente del 1,6%. Inclusive, la demanda del sector Minero es del 1,8%. La Agricultura, como es de esperarse, demanda el 43,1% y junto con el sector de la Energía con el 24,3% son los que mas demandan.



**Figura 11. Demanda hídrica sectorial -2018**

Resulta paradójico que ante ésta realidad, en el imaginario de muchas comunidades y grupos de interés, se piense que la industria de los hidrocarburos demanda volúmenes muy altos de agua que puedan significar un peligro muy grande de desabastecimiento de éste precioso y vital recurso. Nada mas alejado de la realidad, el sector Hidrocarburos es el que menos demanda agua, 1,6%.

##### ¿Y si le sumamos el consumo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII)?

Para responder a ésta inquietud, es necesario establecer algunos presupuestos. Como ha circulado en los comunicados de prensa (El Tiempo, 2020)<sup>47</sup>, las declaraciones de las empresas operadoras

<sup>46</sup> IDEAM, 2019. Estudio Nacional del Agua 2018. <https://cta.org.co/biblionet/estudio-nacional-del-agua-2018/>

<sup>47</sup> EL TIEMPO, 2020. <https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/asi-se-implementarian-los-pilotos-de-fracking-en-colombia-455984>

interesadas como Ecopetrol, Exxon Mobil y Conoco Phillips (Forbes, 2020)<sup>48</sup>, en reuniones sostenidas con Ecopetrol por las Asociaciones ACIPET y ACGGP y lo establecido en la reciente regulación técnica expedida por el Ministerio de Minas y Energía<sup>49</sup> para los proyectos pilotos de investigación integral, podemos concluir que, como lo establece el Artículo 5 de la Resolución 40185 de 2020 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se realizarían, en las cuencas del Valle Medio de Magdalena y Cesar – Ranchería, 4 PPII con 2 pozos por piloto para un total de 8 pozos horizontales.

Las inversiones estimadas para la ejecución de los PPII puede llegar a los USD 650 millones. Estas inversiones significarán un beneficio importante para las regiones donde se harán los Pilotos y permitirán que se obtenga información científica y técnica no solamente sobre el potencial de los YNC en estas Cuencas sino, quizás lo mas importante, como lo enfatiza la Comisión de Expertos, los riesgos reales de estas actividades, la forma de evitarlos, mitigarlos o remediarlos, de tal manera que el país y en concreto las comunidades directamente relacionados con ellos, tengan la seguridad y tranquilidad que toda la operación y los resultados son conocidos para tomar una decisión informada sobre sus beneficios y riesgos reales.

Con la información anterior, es posible hacer los cálculos que aparecen en la Tabla 1 los cuales fueron complementados con los promedios internacionales que aparecen en la Tabla 3 del Capítulo IV, numeral 4.6.

**Tabla 1. Requerimientos estimados de agua para los PPII**

# Pilotos	4					
# Pozos	8					
# Etapas x pozo	20					
Consumo x Etapa	Mínimo		Promedio		Máximo	
	m3	Barriles	m3	Barriles	m3	Barriles
Ecopetrol (1)			2.385	15.000		
Internacional (2)	1.244	7.823	2.224	13.991	2.857	17.971
Promedio	1.244	7.823	2.305	14.496	2.857	17.971
Consumo Total de AGUA	199.002	1.251.680	368.737	2.319.280	457.146	2.875.360
AGUA de retorno	Mínimo		Promedio		Máximo	
Ecopetrol (1)	20%		25%		30%	
Internacional (3)	4%		15%		30%	
Promedio	12%		20%		30%	
Volumen AGUA recuperada	m3	Barriles	m3	Barriles	m3	Barriles
	23.880	150.202	72.825	458.058	137.144	862.608

<sup>48</sup> Forbes, 2020. <https://forbes.co/2020/03/05/negocios/empresas-tienen-us650-millones-para-invertir-en-proyectos-pilotos-de-fracking-en-colombia/>

<sup>49</sup> Ministerio de Minas y Energía (MME), Resolución 40185 del 7 de julio de 2020, "Por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales (YNC) de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH)".

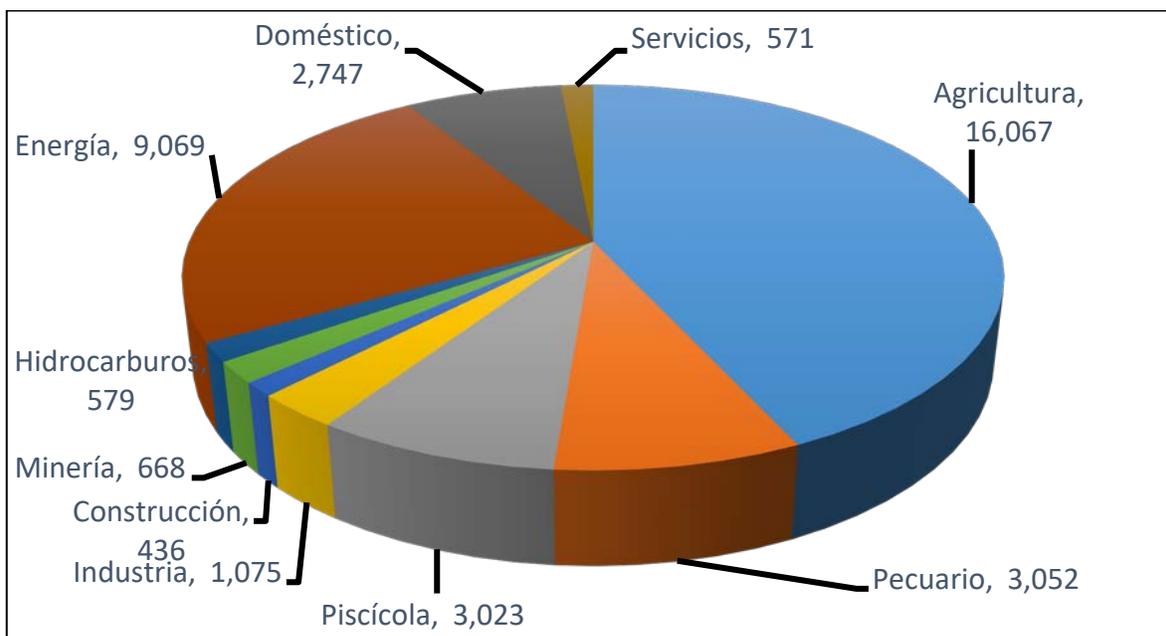
Consumo NETO de AGUA	175.121	1.101.478	295.911	1.861.222	320.003	2.012.752
----------------------	---------	-----------	---------	-----------	---------	-----------

(1) Reunión ACIPET-ACGGP con Ecopetrol, 2020-06-17.

(2) Tabla 3, Capítulo IV, numeral 4.6.

(3) Macellari, C., 2020. Inf. Consejo de Estado, numeral 5d.

Si comparamos el volúmen máximo de 457.146 m<sup>3</sup> de agua requerida por los PPII con los 579 millones de m<sup>3</sup> que demanda el sector por año (Figura 2), es un incremento totalmente marginal.



**Figura 12. Demanda hídrica sectorial -2018 [Millones m<sup>3</sup>/año]**

¿Será que tenemos disponible toda el agua que requieren los PPII?

Aun cuando, como lo mencionamos arriba, el incremento en el consumo que significan los PPII es marginal respecto al consumo total del sector hidrocarburos, vale la pena, desde el punto de vista ambiental, mirar con mas detalle el efecto que tendría en la demanda a escala de cuenca hidrográfica y región.

A escala nacional, la Oferta hídrica disponible - OHD (resultado de restar al “Caudal oferta total” el “Caudal ambiental”) de acuerdo con la Figura 3, tomada del ENA-2018<sup>50</sup>, es de 1.214.238 Mm<sup>3</sup>/año. En el caso del Valle del Río Magdalena-Cauca la OHD es de 151.875 Mm<sup>3</sup>/año, equivalente al 12,5% del total nacional.

<sup>50</sup> IDEAM, 2019. Estudio Nacional del Agua 2018. <https://cta.org.co/biblionet/estudio-nacional-del-agua-2018/>

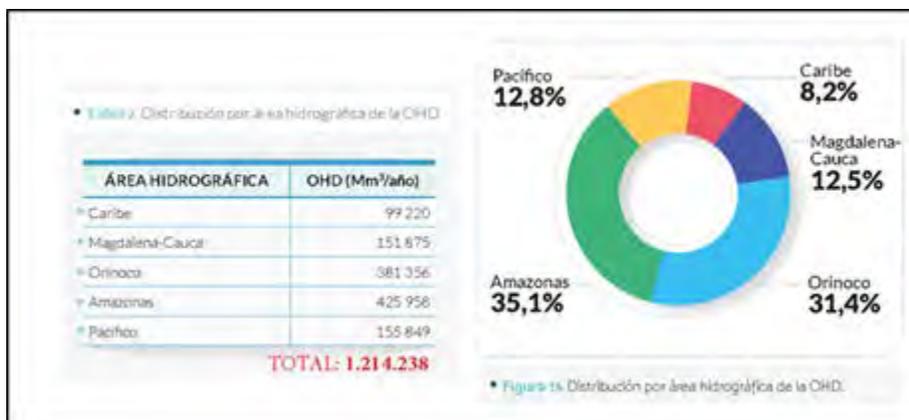


Figura 13 Oferta hídrica disponible (OHD) nacional y regional (Fuente: ENA-2018).

Yendo al detalle de los municipios en donde se harán probablemente los PPI, la Figura 4 muestra los casos de Barrancabermeja, Puerto Wilches (Santander) y San Martín (Cesar) tomados del Anexo 1, p. 348 del ENA-2018 (op. cit.).



Zonificación hidrográfica		Oferta disponible			Usos del agua	Remanente disponible			Porcentaje demanda PPII			
SZH	Nombre de subzona hidrográfica	Año medio (millones m3)	Año seco (millones m3)	Año húmedo (millones m3)	Demanda hídrica (millones m3)	Año medio (millones m3)	Año seco (millones m3)	Año húmedo (millones m3)	Demanda Máxima PPII ( millones m3)	Año medio (%)	Año seco (%)	Año húmedo (%)
2319	Río Lebrija y otros directos al Magdalena.	5.212,50	2.114,50	11.250,70	875,43	4.337,07	1.239,07	10.375,27	0,46	0,01%	0,04%	0,00%
2405	Río Sogamoso	2.219,90	986,60	4.724,70	1.456,15	763,75	- 469,55	3.268,55	0,46	0,06%	NA	0,01%

Figura 14. Oferta anual de agua Municipios de Barrancabermeja, Puerto Wilches (Santander) y San Martín (Cesar).

Como puede observarse los requerimientos máximos de agua calculados en la Tabla 1 para los PPII, no alcanzan al 0,5% de la oferta remanente anual disponible. Solo sería deficitario para el Río Sogamoso en un año muy seco pero que sería fácilmente atendido con la oferta disponible del Río Lebrija y su subzona hidrográfica relacionada.

En éstas condiciones, la preocupación válida respecto al agua, de las comunidades y grupos de interés ubicados en los municipios de Barrancabermeja, Puerto Wilches (Santander) y San Martín (Cesar), está totalmente superada y no significa ningún riesgo para la disponibilidad de agua en la región y mucho menos para el agua potable de los acueductos.

No sobra anotar que estos consumos de agua no son instantáneos sino que se dan en el curso de la realización de los PPII que se estima durará unos dos años.

¿Y la contaminación del Río Magdalena aumentará o disminuirá con el Fracturamiento Hidráulico? ¿Qué podemos esperar de los PPII?

Partiendo de la línea base que suministra el Estudio Nacional del AGUA 2018 (op. cit.), la Fig. 5 muestra que, contrario a lo que muchos detractores de la industria petrolera han difundido en los medios y redes sociales, el Río Magdalena a su paso por Barrancabermeja mantiene sus características en el Índice de Calidad del Agua (ICA) sin presentar ningún deterioro, como si ocurre en forma dramática en la desembocadura del Río Bogotá.

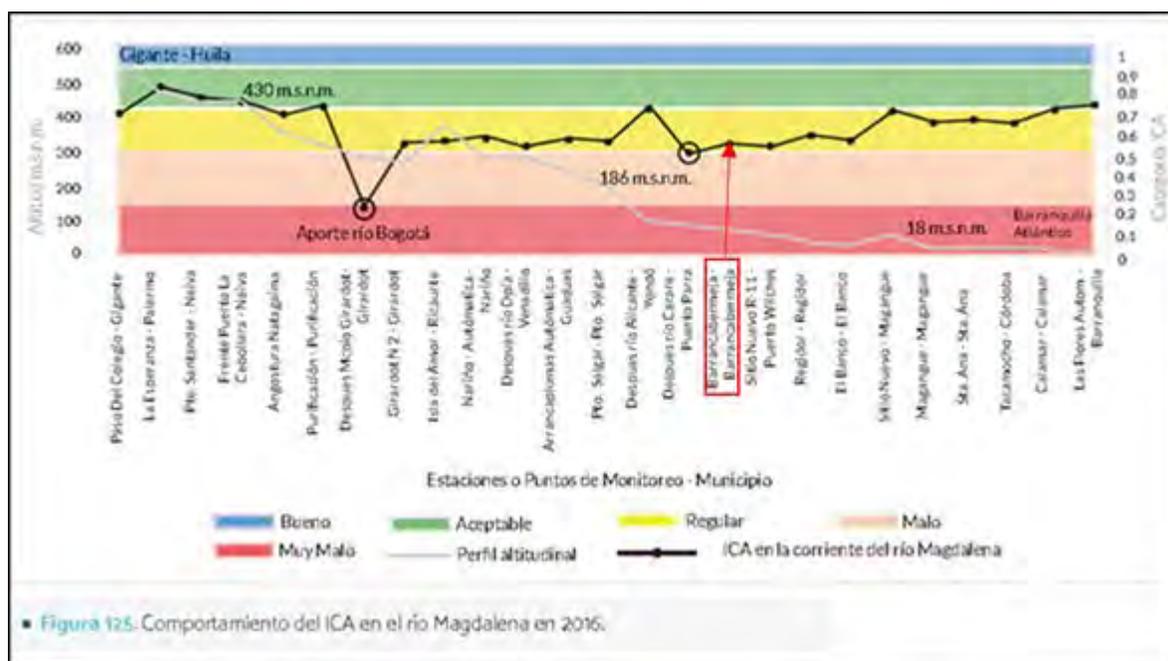


Figura. 15. Índice Calidad de Agua (ICA) del Río Magdalena. Fuente: ENA 2018 (op. cit.)

Aquí la preocupación de las comunidades y grupos de interés se concentra en las características de las aguas de retorno una vez realizado el fracturamiento hidráulico multietapa. Como lo menciona, el concepto pericial del Licenciado en Geología Carlos Macellari<sup>51</sup>, estas aguas “tiene altos contenidos de sales, cloruros y carbonatos, y no es apta para ser liberada en el medio ambiente”. Los volúmenes estimados en la Tabla 1 entre un 15% a un 30% del agua inyectada, que significan un máximo de 137.144 m<sup>3</sup> (862.608 barriles). Estos volúmenes que no son cantidades difíciles de manejar y para su disposición, lo que está previsto en las normas colombianas y lo han ratificados las operadoras y compañías interesadas, es que estas aguas, de ser compatibles con las rocas que almacenan los hidrocarburos, serán reutilizadas en las diferentes etapas de fracturamiento o tratadas y reinyectadas en pozos especialmente diseñados para su disposición final, de acuerdo con la regulación vigente en Colombia.

Los PPII darán muchas luces sobre las características reales de éstas agua. Será posible hacer análisis exhaustivos, no solamente de las sales, cloruros y carbonatos ya mencionados, sino de todas aquellas sustancias y químicos potencialmente peligrosos que tanto preocupan a las comunidades y grupos de interés.

---

<sup>51</sup> Macellari, C., 2020. Inf. Consejo de Estado, numeral 5d.

## CAPÍTULO VII

### HECHOS QUE SÍ HAN CAUSADO UN GRAN IMPACTO AMBIENTAL

Por: Edgar Aguirre Ramírez

Cuando se habla de impactos ambientales asociados al sector, es importante mostrar con claridad documentos periodísticos de medios conocidos en el país producto de investigaciones, que presentan a los atentados terroristas contra la industria del petróleo como los generadores de un gran impacto ambiental y han sido los causantes de muchas víctimas, pero que desafortunadamente y generalmente no merecen ninguna reacción por parte de los grupos ambientalistas que se oponen al sector, con el único propósito de afectar el desarrollo económico y social de las regiones y del país y propiciar un descontento social mal informado que cada día vemos crecer. Es importante, recordar y revisar algunos de esos atentados, que sirvan de referencia de lo que realmente ha generado impactos ambientales en contra de los intereses de todos los colombianos, así:

#### 7.1 Voladuras de Oleoductos.

##### “ESPECIALES SEMANA SOSTENIBLE”



En la última década los principales oleoductos para el transporte de petróleo con los que cuenta Ecopetrol en el país han sido volados más de 1.010 veces. Según la empresa, tan solo el oleoducto Caño Limón-Coveñas (OCC) ha sufrido más de 1.500 atentados terroristas en 33 años. Esto ha generado el derrame de cerca de 3,7 millones de barriles de crudo en suelos, quebradas y ríos de los siete departamentos que atraviesa esta estructura (Arauca,

Boyacá, Norte de Santander, Cesar, Magdalena, Bolívar y Sucre) y una afectación de los diferentes ecosistemas existentes en los mismos.

En total, seis trabajadores de Ecopetrol han perdido la vida y dos han resultado heridos por la activación de minas antipersonal o disparos de francotiradores al intentar arreglar las tuberías que han sido atentadas.

De otro lado, la Asociación Colombiana de Petróleo- ACP ha señalado que en las últimas tres décadas se han derramado 4,1 millones de barriles de crudo por ataques a la infraestructura petrolera. Según esa entidad, entre 2002 y 2015, 9,3 millones de barriles fueron robados de los oleoductos del país, de los cuales 6,5 millones terminaron vertidos sobre ecosistemas naturales.

La ruptura de las tuberías produce en la vegetación una reducción en los procesos de transpiración, respiración, fotosíntesis y reproducción, al igual que graves impactos a los animales. A las aves que son alcanzadas por el hidrocarburo, por ejemplo, se les pega el crudo en las alas y no pueden volar. Esto conlleva a que no puedan conseguir alimento ni abrigo, por lo que sus vidas se ponen en riesgo.

De otro lado, a los mamíferos, el petróleo se les pega en la piel y puede llegar a su sistema circulatorio, a través de las mucosas, lo que les genera daños irreversibles. Sin embargo, estas afecciones también las pueden adquirir al ingerir alimento contaminado. A los peces, el crudo les cubre la piel y las branquias, razón por la cual pueden morir por asfixia.

Las explosiones o incendios, como se observa en la Figura 1, que se presentan cuando se atenta contra los ductos, ocasiona emisiones como material particulado, dióxido de carbono y nitrógeno que terminan reduciendo la calidad del aire y contaminando la atmósfera. De igual forma, en el agua el petróleo obstaculiza el paso de la luz solar necesaria para las cadenas de la fotosíntesis por parte del fitoplancton, y reduce la calidad físico-química del afluyente al disminuir su nivel de oxígeno. Este último factor representa un riesgo para algunas especies presentes en el cuerpo de agua.



**Figura 16. Contaminando la atmosfera con voladuras de oleoductos**

En el 2018, los ataques contra el Oleoducto Caño Limón-Coveñas afectaron más de 65.000 metros cuadrados de suelo y cerca de 40.500 metros de cuerpos de agua. En el periodo comprendido entre 2009 y 2017, el 2013 fue el año en el que se registraron más derrames a los ecosistemas, tras los 233 atentados que se produjeron, con cerca de 247.000 barriles regados.

Las voladuras también representan millonarias inversiones en cuanto a reparaciones. Desde el año 2009 hasta el 2019, Ecopetrol destino un poco más de \$330.000 millones de pesos para este tema.

Los atentados más importantes e impactantes:

#### PRIMERA VOLADURA

El 14 de julio de 1986, el oleoducto Caño Limón-Coveñas fue dinamitado por primera vez por el ELN, ocasionando el derrame de 45.743 barriles de petróleo. El hecho se registró en La Donjuana, municipio de Carmen de Tonchalá, en Norte de Santander.

#### EMERGENCIA EN EL TARRA

En febrero de 1988 se presentó uno de los ataques más impactantes. En esa oportunidad fueron vertidos 93.952 barriles de crudo al lago de Maracaibo, en Venezuela. El hecho fue catalogado como la catástrofe ambiental más grande en la historia ocurrida en aguas continentales.

#### SIETE MESES DE LIMPIEZA EN LA CIÉNAGA ZAPATOSA

El 15 de mayo de 1990, un atentado del ELN al oleoducto Caño Limón-Coveñas, en el corregimiento de Zapatosa (Cesar), produjo un derrame de más de 14 mil barriles sobre esta ciénaga, cuya área sobrepasaba las 40 mil hectáreas. Los grandes damnificados con este atentado fueron más de 1.600 familias que vivían de la pesca.

#### LA MASACRE DE MACHUCA

Una carga explosiva instalada por la guerrilla del ELN en el Oleoducto Central de Colombia, en el corregimiento de Machuca, municipio de Segovia, en Antioquia, provocó un incendio que causó la muerte por calcinación de 84 personas, la mayoría menores de edad, así como lesiones a otras 30. También fueron destruidas 46 viviendas. El hecho ocurrió el 18 de octubre de 1998.

#### REMEDIOS, OTRA VÍCTIMA

Luego de un atentado contra el oleoducto Caño Limón- Coveñas, cerca de Remedios, Antioquia, 45 mil barriles de petróleo terminaron en las aguas de la quebrada San Roque,

en los ríos Ité y Cimitarra. La emergencia, sucedió en julio de 1992 y ocasionó incalculables pérdidas ambientales y sociales.

#### FARC REGÓ CRUDO DE CARROTANQUES EN VÍAS Y RÍOS DE PUTUMAYO

En la madrugada del lunes 8 de junio de 2015, guerrilleros del bloque Sur de las Farc interceptaron una caravana de 25 tractomulas que transportaban crudo y obligaron a 23 de sus conductores a derramar su contenido sobre la vía. Cerca de 200.000 galones del crudo (5.000 barriles) fueron derramados en una zona en la que hay varios cuerpos de agua que desembocan en el río Cuembí, que a su vez es afluente del Putumayo.

#### TUMACO SE QUEDÓ SIN AGUA POR 20 DÍAS

El atentado de la guerrilla contra el Oleoducto Transandino (OTA), en zona rural de Tumaco el 22 de junio de 2015, causó el derrame de 10 mil barriles de crudo a las quebradas Pinde y Pianulpí, al igual que al río Mira. El ataque afectó la fauna y la flora de esa zona. Adicionalmente, 110.000 habitantes del casco urbano y 35.000 del sector rural fueron afectados por el corte del servicio de agua potable.

#### CATATUMBO, VUELVE Y JUEGA

Entre 15 y 20 años podría tardar la recuperación ambiental del río Catatumbo luego de la voladura del oleoducto Caño Limón-Coveñas (OCC), en la vereda Llana Baja del municipio de Teorama (Norte de Santander), el 12 de febrero de 2019. El atentado produjo la contaminación de 117 kilómetros de ese afluente y afectó a 5.000 habitantes de tres corregimientos (San Pablo, El Aserrío y La Gabarra)."

<http://especiales.sostenibilidad.semana.com/voladuras-de-oleoductos-en-colombia/index.html>

## **7.2 Comparaciones que preocupan**

La Figura 2 muestra solamente, los barriles derramados por atentados a los oleoductos en el período 2009-2017 que suman 875.965 barriles, lo que significa más de 97.000 barriles por año.



**Figura 17. Barriles derramados por atentados 2009 a 2017**

Sin embargo, el problema es mucho más grave. Según las cuentas antes indicadas de la ACP, en las tres últimas décadas, hasta el año 2017 fueron vertidos sobre ecosistemas naturales 10.6 millones de barriles de petróleo (4,1 millones en atentados y 6,5 millones en fugas por robos), todos intencionalmente y sin que los responsables hayan pagado dinero ni pena alguna. En dicho sentido, es importante comparar dichas cifras, con algunas de las más grandes tragedias ambientales que ha sufrido la industria petrolera en el mundo, no derrames intencionales como los causados por los atentados contra la infraestructura del sector:

Derrame de petróleo de Deepwater Horizon (tomado de Wikipedia, la enciclopedia libre).

- El derrame de petróleo de Deepwater Horizon (también conocido como el derrame de petróleo de BP, la fuga de petróleo o el desastre del petróleo; el derrame de petróleo del Golfo de México; y el estallido de Macondo) fue un desastre industrial que comenzó el 20 de abril de 2010 en el Golfo de México en el Prospecto Macondo operado por BP, considerado como el mayor derrame de petróleo marino en la historia de la industria petrolera y se estima que tuvo un volumen de 8 a 31 por ciento más grande que el anterior más grande, el derrame de petróleo Ixtoc I, también en el Golfo de México. El gobierno federal de los Estados Unidos estimó la descarga total en 4.9 millones de barriles (210 millones de galones estadounidenses; 780,000 m<sup>3</sup>, 4.906.044 barriles). El derrame de petróleo de Deepwater Horizon es considerado como uno de los mayores desastres ambientales en la historia de Estados Unidos.
- BP y el Departamento de Justicia acordaron un récord de US\$ 4.525 mil millones en multas y otros pagos. A partir de 2018, los costos de limpieza, los cargos y las multas le habían costado a la compañía más de US\$ 65 mil millones.

Derrame de petróleo del Exxon Valdez (tomado de Wikipedia, la enciclopedia libre)

- El derrame de petróleo del Exxon Valdez ocurrido en Prince William Sound, Alaska, 24 de marzo de 1989, cuando Exxon Valdez, un buque petrolero propiedad de Exxon

Shipping Company, con destino a Long Beach, California, golpeó al arrecife Prince William Bligh, 1,5 millas (2.4 km) al oeste de Tatitlek, Alaska, a las 12:04 am y derramó 10.8 millones de galones estadounidenses (260,000 bbl) (o 37,000 toneladas métricas) de petróleo crudo en los días siguientes. El derrame de Valdez es el segundo más grande en aguas de EE. UU, después del derrame de petróleo de Deepwater Horizon 2010, en términos de volumen lanzado. La ubicación remota del Príncipe William Sound, accesible sólo por helicóptero, avión o barco, dificultó los esfuerzos de respuesta del gobierno y la industria y agravó severamente los planes de respuesta existentes. La región es un hábitat para salmones, nutrias marinas, focas y aves marinas. El petróleo, originalmente extraído en el campo petrolero de Prudhoe Bay, afectó 1,300 millas (2,100 km) de costa, de las cuales 200 millas (320 km) estaban muy o moderadamente engrasadas.

- El barco transportaba 53.1 millones de galones estadounidenses (1,260,000 bbl; 201,000 m<sup>3</sup>) de petróleo, de los cuales aproximadamente 10.8 millones de galones estadounidenses (260,000 bbl; 41,000 m<sup>3</sup>) se derramaron en el arrecife Prince William. Exxon gastó más de US\$3.000 millones de dólares en trabajos de limpieza y pago de indemnizaciones.

Finalmente, y de acuerdo con las cifras presentadas, sumados los volúmenes de los dos más grandes derrames por accidentes o problemas operacionales de la industria en el mundo, no son la mitad de lo que en Colombia se ha derramado intencionalmente por atentados a la infraestructura. Cuánto daño irreparable se ha causado. Y cabe preguntarse, ¿dónde están las marchas y las protestas de los ambientalistas y las acciones del estado y otras organizaciones frente a dicha situación?