

Fracking Argentina

Informe técnico y legal sobre la fracturación hidráulica en Argentina

Por J.D. Taillant, A. Roeloffs, y C. Headen (CEDHA)

Con la contribución legal de Mariana Valls y María Eugenia D'Angelo (ECOJURE)

Versión: 24 de Octubre, 2013



Fracking Argentina

Informe Técnico y Legal Sobre la Fracturación Hidráulica en Argentina

Publicado en Córdoba Argentina

Primer Versión: 24 de octubre, 2013

© Centro de Derechos Humanos y Ambiente & ECOJURE



Autores:

Jorge Daniel Taillant (jdtailant@cedha.org.ar)

Mariana Valls (mariana@ecojure.org)

María Eugenia D'Angelo

Candace Headen

Anna Roeloffs

Foto de Tapa:

Operación de *fracking* de la empresa Gas y Petróleo - Provincia de Neuquén,

(en Aguada Federal, a unos 80km de Anielo, Neuquén)

Fotógrafa: Alejandra Bartoliche <http://bartolichefotos.blogspot.com.ar>; foto@bariloche.com.ar

Para más información sobre *fracking*: <http://fracking.cedha.net>

Prólogo

Reflexionaba Miguel Unamuno “*Es débil porque no ha dudado bastante y ha querido llegar a conclusiones*”. Nuestro país, por decisión política, se encuentra en una carrera vertiginosa hacia la explotación al máximo de sus recursos naturales. Esto se da en un contexto de insuficiente regulación de actividades altamente riesgosas, como es la fracturación hidráulica (el *fracking*). Se da también en un contexto de debilidad institucional de las jurisdicciones estatales (locales, provinciales y nacionales) cuya función es la de custodiar nuestro ambiente y a quienes lo habitan. Estas falencias pueden ser explotadas por quienes pretenden desarrollar actividades industriales sin atender las consecuencias sociales y ambientales que pueden acarrear; consecuencias que, inevitablemente se trasladarán a generaciones presentes y futuras del pueblo argentino, como la experiencia lo ha demostrado una y otra vez.

Las decisiones estratégicas sobre la utilización intensa de nuestro subsuelo necesariamente implica la necesidad de promover discusiones y debates amplios e informados que nos permitan como sociedad tomar decisiones criteriosas y adoptar políticas al corto, mediano y largo plazo que se traduzcan en la defensa de nuestra soberanía y que nos encaminen hacia la construcción de un país fundado en la justicia social, cuya condición *sine qua non* es el respeto a un medio ambiente sano, tal como se encuentra consagrado en nuestra Constitución.

Este informe elaborado por el equipo de CEDHA y ECOJURE, y con valiosos aportes de técnicos externos de alto nivel en sus respectivas áreas de competencia, explica en qué consiste la técnica de *fracking*; cuál ha sido la experiencia institucional y de explotación en otros países; cuáles son las reservas de gas y petróleo no-convencional que posee la Argentina; cuáles son los impactos ambientales y sociales que conlleva la explotación de hidrocarburos mediante la técnica de *fracking* y finalmente cuál es el marco legal e institucional que rige la actividad.

Este trabajo pretende contribuir a un debate entre los distintos sectores, un debate serio e informado que aún nos debemos entre Sociedad y Estado sobre *fracking* y nuestro futuro energético. Esperamos, por el bien de la patria que se abran estos espacios democráticos y que las decisiones políticas no se adopten hasta tanto lograr los consensos necesarios que trascienden ideologías de turnos y permitirán fortalecernos. No olvidemos que una sociedad democráticamente débil sufrirá la suerte que le impone el fuerte.

Romina Picolotti
Presidente CEDHA
Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación Argentina (2006-2008)

Agradecimientos

Este trabajo fue posible gracias a los aportes y contribuciones de un calificado grupo interdisciplinario de técnicos y especialistas.

Ante todo queremos agradecer a los voluntarios de la Fundación CEDHA, particularmente a Anna Roeloffs y Candace Headen quienes efectuaron la primera investigación de base sobre la fracturación hidráulica (*fracking*) durante el año 2012. Esta investigación preliminar, que sentó las bases del presente trabajo, fue publicada en noviembre del 2012. También queremos agradecer a María Eugenia D'Angelo, investigadora principal de ECOJURE, que efectuó la traducción al español de aquél primer informe. Sobre esta traducción desarrollamos el presente documento.

Asimismo agradecemos a:

- Callie Carnemark, contribuyó en la investigación en ediciones más recientes y también en la construcción de la plataforma virtual sobre *fracking* (<http://fracking.cedha.net>).
- Fernanda Baissi efectuó una investigación sobre las diversas cuencas argentinas y colaboró con la elaboración de un mapa de hidrocarburos no convencionales que también se encuentra disponible en la página web citada.
- Jorge Daniel Taillant, Director Ejecutivo de CEDHA coordinó el informe y contribuyó a la redacción de varias secciones del mismo.
- María Eugenia D'Angelo, colaboró desde ECOJURE de manera extensiva con la investigación y redacción de la sección legal del informe.
- Mariana Valls, Presidente de ECOJURE, dirigió, supervisó y desarrolló el capítulo de recomendaciones contenido en la sección legal del informe.
- Alejandro Rossi tuvo a cargo la revisión de las referencias legales al régimen de aguas en la República Argentina.
- Drew Nelson de la *Environmental Defense Fund* de los Estados Unidos, nos brindó valiosos consejos, aportes e información técnica fundamental para la elaboración de este informe.
- Jonathan Banks del *Clean Air Task Force*, nos permitió aclarar varias cuestiones técnicas sobre los riesgos ambientales de la fracturación hidráulica.
- Jennifer Cassel, quién trabajó en la reciente legislación sobre pozos no-convencionales del Estado de Illinois de EE.UU., contribuyó con aportes clave a las recomendaciones técnicas para el sector y para la actividad de *fracking* en particular.
- Marcelo Santiago de Américas Petrogas, nos brindó valiosas críticas y sugerencias.
- La fotógrafa Alejandra Bartoliche quien nos donó el uso de su foto para la tapa de este informe.
- Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) nos permitió utilizar las imágenes de sus publicaciones para este informe.

En particular, agradecemos el valioso y desinteresado aporte anónimo de *varios* técnicos del sector petrolero que por razones personales prefirieron no ser nombrados.

Todas éstas contribuciones y aportes, permitieron dar solidez técnica y solvencia en los contenidos del presente Informe.

Hemos invitado institucionalmente al Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) y a YPF a efectuar observaciones y aportes al presente trabajo, y si bien ambas instituciones se han manifestado interesadas en realizar aportes, hasta la fecha no hemos recibido contribuciones técnicas o críticas a título institucional. Sí resaltamos que entre los técnicos anónimos que aportaron críticas a título personal a este trabajo, se encuentran individuos de dichas instituciones.

CEDHA y ECOJURE continuarán actualizando este documento, con el fin de brindar a la sociedad una herramienta de información permanente que le permita conocer la evolución del debate sobre la materia. Su fecha de publicación y *actualización* figurará siempre en la tapa.

Jorge Daniel Taillant y Mariana Valls

INDICE

INTRODUCCIÓN	6
PARTE I: INFORME TÉCNICO	
EL TRASFONDO DEL FRACKING Y DE LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	11
¿de dónde proviene el gas natural y el petróleo?	11
¿Cuál es la diferencia entre los reservorios Convencionales y Los No convencionales?	12
Tipos de Reservorios No convencionales:	13
Gas/Petróleo de pelitas (Shale Gas):	13
Tight Gas (Gas de baja permeabilidad)	14
Gas Metano de carbón (GMC) – o Coalbed Methane (CBM)	14
Hidratos de gas (el Hielo que Quema)	14
LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DEL LOS NO-CONVENCIONALES	16
¿Qué es fracking?	16
El proceso	16
Perforación y fracturación hidráulica	18
Perforación horizontal y el proceso de la fracturación hidráulica	18
Los Fluidos del fracking	23
LAS ECONOMÍAS DEL SHALE	26
LOS RIESGOS E IMPACTOS AMBIENTALES DEL FRACKING	29
Agua	30
Gestión de los efluentes tóxicos (agua de retorno o Flowback)	34
Tierra	39
Aire	40
Otros recursos naturales	43
Actividad sísmica	44
Efectos en la salud	44
Radioactividad	47
Mercurio en Metano en capas de carbón	47
CONFLICTOS EN EL MUNDO EN TORNO A LAS OPERACIONES DE FRACKING	48
LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA EN ARGENTINA:	53
Cuencas	59
Principales Compañías Operando en Argentina	60
El Acuerdo YPF-Chevron	61
El Futuro del <i>Fracking</i> en Argentina	64
PARTE II: INFORME LEGAL	
EL MARCO REGULATORIO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA EN ARGENTINA	66
1. General	66
2. Ámbito Nacional	67
3. Ámbito Local (Provincial y Municipal)	67
4. Tratados Internacionales	69
5. Normas Nacionales	70
6. Normas Nacionales en Materia de Hidrocarburos (aplicables al Fracking)	73
7. Marco Jurídico Aplicable a las Evaluaciones del Impacto Ambiental	77
8. Participación, Consulta e Información Pública Ambiental	82
9. Régimen Jurídico Aplicable a los Residuos	84
10. Régimen Jurídico Aplicable al Agua	86
11. Régimen Jurídico de Protección de Glaciares y Ambiente Periglacial	89
12. Pueblos Originarios	90
13. Legislación Específica sobre <i>Fracking</i> en la Provincia de Neuquén	94
14. Normas a Nivel Comparado	96
15. Conclusiones	99
16. Recomendaciones sobre el Régimen Regulatorio para la Fracturación Hidráulica	100
BIBLIOGRAFÍA	101

INTRODUCCIÓN

Por Jorge Daniel Taillant

La energía, y más precisamente *el déficit energético nacional*, está una vez más en el centro del debate político social, económico y *ambiental* en la República Argentina. A pesar de que Argentina es un país rico en cantidad y diversidad de fuentes energéticas (entre estas, gas, petróleo, nuclear, eólica, carbónica, hídrica, y solar) y de que el problema del abastecimiento energético es de larga data, Argentina no logra aún contar con una matriz energética que satisfaga la creciente demanda de consumo de su habitantes. Argentina tampoco cuenta a los inicios del Siglo 21, con una estratégica política energética que la encamine hacia una fórmula sustentable para la producción y consumo de energía, que garantice además su independencia energética a largo plazo.

Si bien el desarrollo intenso de la industria petrolera en el siglo pasado conjuntamente con el desarrollo de la tecnología nuclear, ubicó al país como líder en la producción de energía con alto potencial de abastecer su consumo interno y exportar energía a otros países, el desaprovechamiento más reciente de las oportunidades de desarrollar nuevas soluciones energéticas basadas en energías renovables sumado a la desatención sistemática a la política energética, vuelve a ubicar a Argentina entre los países importadores de energía. Peor aún, hoy Argentina debe importar energías fósiles como el petróleo y el gas, a precios que superan el precio del mercado, para abastecer el creciente faltante energético que acecha al país cada año en los momentos de consumo pico.

La crisis energética argentina y su sector energético deficiente, es aún más crítica cuando la consideramos en un contexto global energético, donde como comunidad global debemos afrontar la incontrolada industrialización de nuestras sociedades construidas sobre un modelo insostenible de consumo que utiliza principalmente a la combustión de energías fósiles como el gas, el carbón y el petróleo, y que a su vez está rápidamente deteriorando a nuestra atmósfera y causando daños irreparables y *posiblemente irreversibles*, a nuestro clima planetario. Hoy ya no hay dudas que la combustión desmesurada de diesel, de naftas, de carbón, y las emanaciones de gases de efecto invernadero relacionados con la quema y la extracción de combustibles fósiles (incluyendo el gas), enterrados a miles de metros bajo tierra, por millones de años, están destruyendo nuestro ecosistema planetario.

Las pruebas científicas son contundentes, confirmando que el desarrollo industrial de los últimos dos siglos, ha deteriorado a nuestra atmósfera por la emanación desmesurada de CO² y de ciertos gases no-CO² (como el metano, el carbón negro y los hidrofluorocarburos—los *HFCs*—que actúan como gases de efecto invernadero (GEI), los que están conduciendo rápidamente a nuestro sistema climático y a nuestra atmósfera a un colapso irreversible.

El mundo se enfrenta a una encrucijada. Quienes asumen el verdadero desafío que afrontamos como sociedad planetaria entienden que la solución se encuentra en la exploración, en la investigación y en la innovación hacia un cambio de tecnología que incorpore *cada vez más* energías renovables no-contaminantes (como la eólica, la solar o la energía de las mareas), y *cada vez menos* energías fósiles y contaminantes como el petróleo, el carbón o el gas. El futuro, si será un futuro más limpio y más sustentable, será un futuro con menos humo, con menos emanaciones de gases, y con menos quema de combustibles fósiles.

Por otro lado, en los últimos años, la sociedad argentina, junto a la comunidad mundial, entró en una nueva era de mayor concientización sobre la necesidad de proteger recursos naturales y evitar los impactos ambientales de sus industrias. Viramos nuestra crítica y enfoque fuertemente hacia las instituciones públicas, débiles o nulas en materia ambiental con un incipiente pero creciente objetivo político (desde la política pública) de realizar un mayor control de la actividad industrial respecto a su dimensión ambiental.

En este contexto y con estos desafíos nos encontramos en el desarrollo de este trabajo. Se ha descubierto en Argentina una gran reserva de energía fósil que podría ayudar al país a suplir un gran faltante energético. Al ser fósil, el descubrimiento no está en sintonía con las necesidades mundiales de reformular nuestra matriz energética hacia una menor dependencia de energías que causan el deterioro de nuestra atmósfera. Además, la explotación de gas no-convencional implica impactos al ambiente que deben ser sopesados en la decisión de avanzar con su explotación.

Se trata de la explotación del gas y/o petróleo no convencional (a veces denominado gas de pelitas o shale gas y/o shale oil) utilizando una tecnología que se denomina "fracturación hidráulica".

*El Fracking, como se conoce más comúnmente, es la tecnología utilizada para la extracción de gas y/o petróleo no convencional, es un proceso mediante el cual se logra extraer gas natural o petróleo alojado en poros muy pequeños, en rocas con alta concentración de materia orgánica depositada y descompuesta durante millones de años. Estas fuentes de hidrocarburos fósiles o reservorios **no convencionales**, son la *fuentes madre* del petróleo. Se denomina a esta fuente, la *roca generadora* o *roca madre* ya que es la que "produjo" el hidrocarburo y la que expulsa el mismo hacia los reservorios convencionales de petróleo que más comúnmente conocemos y que por muchos años extrajimos y seguimos extrayendo de la tierra.*

Las operaciones *convencionales* de petróleo extraen petróleo crudo en depósitos concentrados y fáciles de acceder con perforaciones dirigidas directamente (por lo general, verticalmente) al reservorio. Pero el gas de pelitas ubicado en la roca generadora es más difícil de obtener, por estar en poros de la roca en formaciones que son de extremada baja permeabilidad. Si bien existían algunas experiencias con la extracción de estos reservorios *no-convencionales*, las tecnologías disponibles no permitían extraer este gas o petróleo *no-convencional* de manera económicamente rentable.

Pero los tiempos cambian y las tecnologías avanzan. Con nuevos taladros flexibles y dirigibles, se pueden realizar perforaciones por varios kilómetros, con mucha precisión, y en dirección vertical y *horizontal*. Una vez perforado el largo del depósito, que generalmente implica una perforación *horizontal*, se perforan los caños instalados en el pozo con micro explosiones que establecen la conexión fluida entre el pozo principal y la roca generadora. Luego se inyecta (a alta presión), agua con solventes, arena y otros químicos que logran fracturar la roca madre, abriendo grietas en dirección perpendicular al pozo, como si el pozo fuera el tronco de un árbol y las fracturas las ramas del mismo. Esto logra abrir la *roca generadora* y la conexión con el pozo principal permite el escape del gas o petróleo hacia la superficie.

Es una forma tecnológicamente posible, y económicamente redituable en muchos casos y permite llegar a grandes reservorios de gas o de petróleo que anteriormente eran inaccesibles. Pero, tiene sus costos, y en este caso, la contracara de esta forma de extraer hidrocarburos, son los impactos y riesgos ambientales que implica, que podrían en algunos casos, superar el beneficio económico que generan. En primer lugar, *el fracking* requiere un gran volumen de agua, mucho más que los pozos convencionales de petróleo y gas. También utiliza un conjunto

de sustancias químicas que pueden contaminar el ambiente y además pueden liberarse gases de efecto invernadero lo que implica riesgos climáticos a largo plazo si la infraestructura utilizada no es adecuadamente mantenida y controlada.

En los Estados Unidos, y en otros países de Europa como Francia, Bulgaria, y Alemania, varios grupos comunitarios y organizaciones ambientales se han manifestado en contra del “*fracking*”, por los impactos que implica *o que podría implicar* la actividad. Hemos visto videos de personas que abren el grifo de su casa y pueden generar una combustión impresionante acercando un fósforo al chorro de agua. Escuchamos historias desde lugares donde se hace *fracking* que alegan que la actividad ha contaminado las napas y así a la fuente de agua doméstica y agrícola. Se escuchan historias de contaminación de aire por nubes de gases provenientes del *fracking* que invaden a comunidades enteras generando nauseas y desmayos impactando la salud de los habitantes, los que no tenían problemas antes de la llegada del *fracking* a sus vecindarios.

El sector petrolero y el Gobierno Nacional argentino actual rechazan o minimizan la veracidad de estas referencias, afirmando que se puede *manejar* el impacto ambiental de la actividad. Según el sector petrolero y el Gobierno Nacional *sí* vale la pena la inversión en la fracturación hidráulica para explotar el gran reservorio de gas y petróleo natural no-convencional que existe en el territorio argentino y de esa manera afrontar la crisis energética actual. De hecho, ya se ha iniciado en varias localizaciones, la explotación de *shale gas* y de *shale oil* mediante la fracturación hidráulica.

La industria petrolera argumenta que:

- Las napas de agua no están en riesgo porque hay entre 2 y 3 km de distancia entre la napa freática y el reservorio no-convencional, y porque las fracturas hidráulicas crecen entre solamente 50 y 200 metros desde el pozo principal—lo que implica que nunca llegarían a las napas;
- Los líquidos utilizados en el *fracking* no son tan peligrosos y son iguales a los que ya tenemos en nuestros hogares y en otras industrias;
- Las aguas superficiales y domésticas pueden protegerse perfectamente mediante diseños de pozos adecuados;
- La extracción del gas *shale* es mucho menos nocivo para el clima que la quema de combustible y de carbón;
- Que en resumidas cuentas, los riesgos ambientales y sociales del *fracking* se pueden “manejar” o evitar perfectamente;
- Que debemos dejar en manos de las autoridades estatales el control de la actividad pues están en condiciones de garantizar la preservación de nuestro ambiente y de la salud pública.

Lo cierto es que el *fracking es* una actividad de alto riesgo social y ambiental. En primer lugar el *fracking* utiliza grandes cantidades de agua, y en casos donde no es controlado y donde se ha empleado tecnologías de mala calidad, el *fracking* ha causado y causa daños muy severos, incluyendo contaminación de napas, contaminación de aguas superficiales, contaminación atmosférica e impactos en la salud humana.

Es también cierto que con buenos controles ambientales se puede reducir el impacto del *fracking* aunque no eliminarlo. Y también es cierto que muchos de los impactos de las etapas iniciales de la actividad hace varias décadas, se han corregido (al menos en el corto plazo) con la introducción de tecnologías más apropiadas, y más estrictos controles por parte de autoridades públicas. También es cierto que muchas nuevas tecnologías, como las existentes para reducir el

impacto climático del *fracking*, no son siempre utilizadas por la industria y por lo tanto, los impactos siguen ocurriendo.

Pero también es cierto que en Argentina, la autoridad pública tanto a nivel nacional como provincial no se ha caracterizado históricamente por ser muy cautelosa en materia ambiental, con lo cual, no existe hoy en Argentina, confianza de la sociedad en que el Estado hará los controles necesarios para asegurar que la extracción de hidrocarburos no-convencionales mediante la fracturación hidráulica no traiga serios problemas ambientales y sociales.

Vemos además el lamentable contexto en el cual aparecen las políticas nacionales actuales, *sin debate público*, con *arreglos secretos* con empresas multinacionales, con la *imposición de políticas nacionales* sin pensamiento estratégico sustentable de fondo y sin ninguna consideración por lograr un desarrollo sustentable en línea con las necesidades de nuestra sociedad global inmersa en una crisis climática severa.

Vemos *falta de comunicación*, *falta de transparencia*, y la *imposición de criterios* como los únicos pilares de la política energética nacional. No es un ámbito propicio, ni para discutir las necesidades y las estrategias nacionales energéticas, ni tampoco para generar confianza en el sector.

Este trabajo que presentamos es un intento de identificar e informar sobre *cómo es la actividad* de la fracturación hidráulica, *cuál es la tecnología* utilizada, *cuáles son los riesgos* sociales y ambientales que conlleva, y *cuál es el marco regulatorio* actual en Argentina que gobierna y gobernará la actividad. También repasaremos lo que está ocurriendo en otros países con el *fracking*.

Esperamos que con este análisis podamos entender mejor las implicancias y los riesgos del *fracking* para el país, a fin de poder abordarlos si la actividad evoluciona como pretende tanto el gobierno nacional, como las autoridades provinciales y el sector petrolero.

Nuestra tarea se arraiga en la necesidad de fortalecer el acceso a la información de la sociedad sobre el *fracking*, aunque de ser nuestra decisión, preferiríamos que los montos multi-billonarios invertidos en la actividad se dirigieran al desarrollo de energías renovables, y *no al fracking*. Consideramos que la insistencia en la producción de energías fósiles como el petróleo y el gas, representan al pasado y a la falta de voluntad política y capacidad de innovación tecnológica hacia una sociedad más racional y sustentable. Representan sin duda la falta de compromiso con nuestro hogar planetario y la falta de voluntad de afrontar los más serios problemas que afrontamos como humanidad.

El contenido del informe es fruto de la investigación realizada por el personal de CEDHA y de ECOJURE. Comenzó en el año 2012 con el aporte inicial de Anna Roeloffs y Headen Candace, quienes contribuyeron con la investigación inicial y primera redacción del informe que se publicó en versión borrador en inglés en Noviembre del 2012. Luego se tradujo al Español y se incluyó una sección legal, gracias a la colaboración institucional que se logró entre CEDHA y ECOJURE. María Eugenia D'Angelo y Mariana Valls de ECOJURE redactaron el capítulo legal del presente informe. Finalmente, CEDHA retomó el trabajo original, actualizando su contenido en preparación para ser presentado en el marco de la conferencia mundial, *Shale World*, en Buenos Aires, en Septiembre del 2013. Asimismo, fueron consultadas fuentes del sector petrolero en Argentina y en el exterior, con respecto a los aspectos técnicos abordados en este informe.

Así, ofrecemos esta recopilación de material académico y técnico sobre el *fracking* presentado de forma accesible para el no-experto. Nuestro objetivo es *ayudar a informar* a la sociedad en el entendimiento que una sociedad informada y participativa fortalece la democracia. Nos interesa promover un debate constructivo sobre el *fracking* entre autoridades públicas y privadas y con los eventuales afectados por la actividad, con el fin de resguardar y proteger al ambiente y a las comunidades afectadas.

En el caso de Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén, las poblaciones indígenas residen en zonas donde ya existen y donde se estará llevando a cabo actividades de *fracking*. Recientes leyes internacionales (como el Convenio 169 de la OIT, que garantiza el derecho de los pueblos indígenas a participar y ser consultados sobre proyectos de desarrollo en sus tierras) han establecido un nuevo marco de relación con las comunidades indígenas. Argentina ratificó el Convenio 169 en el año 2000. Hasta ahora, ni el gobierno nacional ni el provincial han consultado a las comunidades ni escuchado sus reclamos respecto a esta actividad, sino todo lo contrario.

Desde CEDHA también estamos preparando una serie de recomendaciones para la fracturación hidráulica, en el caso que la actividad se profundice como todo indica que sucederá en los próximos años. Esta guía estará próximamente disponible y abierta a la consulta. No tiene la intención de promover ni avalar al *fracking*, sino de servir como una referencia para identificar rápidamente los principales desafíos y riesgos que conlleva la actividad para que se puedan debatir y abordar cada uno debidamente de ser necesario. También será útil esta guía para comunidades y para gobiernos locales a fin de que puedan abordar el arribo de la actividad a sus localidades y exigir la información necesaria para abordar la temática y sentar las pautas para el control de la actividad. En este caso también es un intento de racionalizar el debate y asegurarnos que hemos tomado en cuenta todas las dimensiones sociales, ambientales y técnicas necesarias antes de avanzar con una actividad riesgosa.

Esperamos que este informe sea una plataforma útil como punto de partida para futuros intercambios sobre técnicas de fracturación hidráulica y sobre el sector petrolero en general en Argentina y en otros países. También invitamos al público, a expertos en *fracking*, y a las instituciones más emblemáticas del sector petrolero (las que no realizaron contribuciones a este informe a pesar de nuestra invitación de hacerlo) a realizar comentarios sobre el mismo y sobre las guías, y aportar cualquier información que ayude a aclarar, rectificar o ampliar su contenido. Nos comprometemos a considerar toda sugerencia en futuras versiones de este informe.

EL TRASFONDO DEL FRACKING Y DE LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

¿DE DÓNDE PROVIENE EL GAS NATURAL Y EL PETRÓLEO?

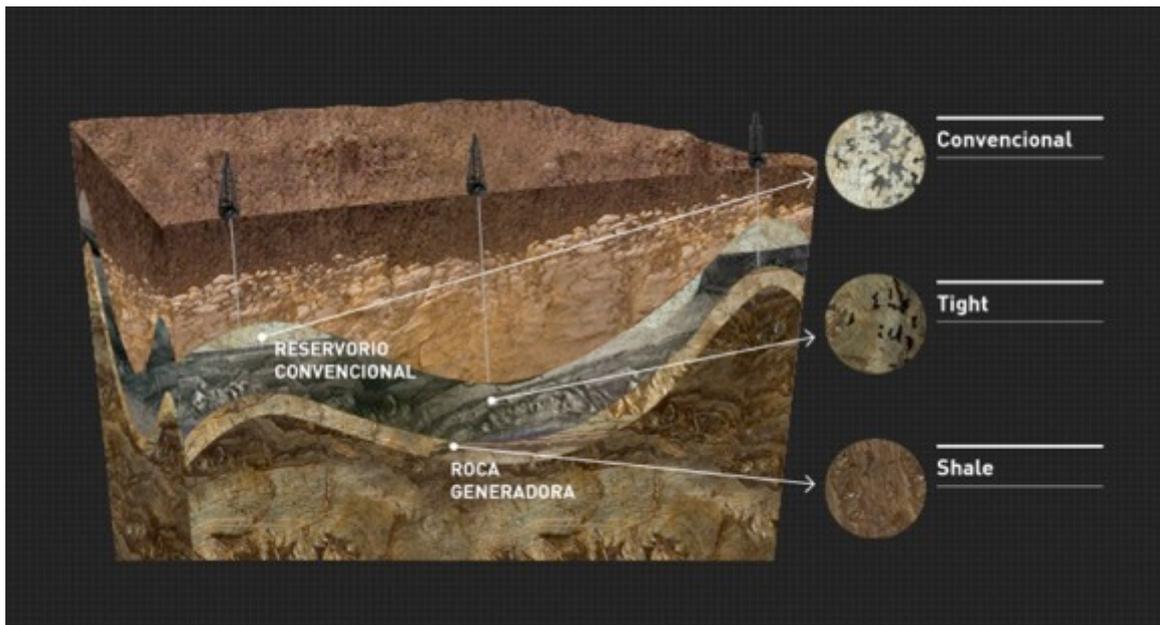
El gas natural consiste en hidrocarburos gaseosos (principalmente metano (CH_4), además de otros alifáticos, $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$). Puede también contener otros gases como hidrógeno sulfurado, nitrógeno, y dióxido de carbono. Hay dos tipos de gases naturales (metano):

1. Metano termogénico: Conversión de material orgánico contenido en la roca bajo la acción del calor (Coalificación); y
2. Metano biogénico: Actividad de los microorganismos contenidos en la roca, que descomponen los residuos orgánicos y producen gas metano.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos líquidos, insolubles en agua. El petróleo está formado de hidrógeno y carbono. Su fórmula es $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.

Ambos hidrocarburos son de origen fósil.

La mayoría del metano atrapado en la tierra, y también el petróleo que provienen de la descomposición de material orgánico originalmente en la superficie, están constantemente migrando desde el interior de la Tierra, a través de las capas de rocas porosas hacia la superficie. Cuando el hidrocarburo llega a la superficie, se libera naturalmente a la atmósfera o se deposita sobre la superficie (en el caso del petróleo). En algunos casos, en su trayectoria vertical, el hidrocarburo se encuentra una capa de sedimento o *pedra* impermeable, y según la formación geológica, se puede estancar en *trampas* que funcionan como un almacén del gas o del petróleo, formando lo que se llama reservorios *convencionales* de gas natural o de petróleo.



Representación de reservas de Shale Gas. fuente: www.ypf.com

Otra parte de este metano o del petróleo puede quedar capturado en su lugar de origen, es decir, en la misma roca madre saturada en material orgánico. Estas rocas generadoras de hidrocarburos pueden ser, por ejemplo, arcillitas o pelitas¹ (piedra formada por capas laminadas de grano muy fino), y son ricas en materia orgánica, o en carbón. La acumulación de hidrocarburos en estas rocas arcillosas, o en rocas laminadas, visto que la industria generalmente no las explota (debido al alto costo asociado), se consideran *no convencionales* (GD NRW 2012).

¿CUÁL ES LA DIFERENCIA ENTRE LOS RESERVORIOS CONVENCIONALES Y LOS NO CONVENCIONALES?

Los hidrocarburos-incluyendo el gas natural y el petróleo crudo- fueron formados por la transformación de materia orgánica durante cientos de millones de años. Con el pasar del tiempo esta materia, que fue depositada en fondos marinos, se fue enterrando con sucesivas capas de sedimentos. Aislada del aire atmosférico, y en un entorno anaeróbico (sin oxígeno), y gracias a la alta temperatura y la presión ejercida, se generó una especie de *caldera subterránea*, donde esta materia orgánica se fue cocinando y convirtiéndose lentamente y a través de millones de años, en hidrocarburos (gas natural o petróleo crudo) (Suárez 2012).

En este estado, el gas natural y/o el petróleo tiende a migrar a través de los poros en las rocas. Puede encontrar grietas hasta la superficie, y en ese caso, la materia se escapa a la superficie o a la atmosfera. Pero también puede alcanzar una capa impermeable y acumularse en diversos tipos de *trampas geológicas* (Suárez 2012), formando las reservas naturales de gas o de petróleo.

La clasificación general de los yacimientos se puede dividir en dos tipos:

- **Reservorios convencionales** (*fuentes*) se caracterizan por estar ubicados en un área delimitada y dentro de rocas porosas (por ejemplo, areniscas, que se depositaron originalmente como arenas y se transformaron en roca por efecto de la presión, temperatura y fluidos). El depósito existe por el hecho de estar rodeado de rocas impermeables (el sello) que actúan como una pared y contienen el hidrocarburo en su lugar sin permitir que el mismo continúe su camino natural hacia la superficie. Para extraerlo se hace una perforación directamente al depósito. En el caso del gas comprimido se expande a través de los pozos de una manera controlada por diferencia de presión, y es capturado en la superficie, tratado y transportado. Del depósito original se puede extraer hasta el 80% del mismo (Suárez 2012).
- **Reservorios no convencionales** se caracterizan por ser capas laminadas de sedimentos muy finos de baja permeabilidad saturados de gas natural y/o

¹ Dos definiciones corresponden:

Pizarra y filita. Rocas pelíticas de grano muy fino a fino. Este tipo de roca presentan *foliación* por orientación preferente de los minerales planares (filosilicatos), y son fácilmente fisibles.

Esquisto. Roca pelítica de grano medio a grueso y con foliación marcada (en este caso se denomina *esquistosidad*). Los granos minerales pueden distinguirse a simple vista (en contra de las filitas y pizarras).

petróleo. Se necesitan tecnologías avanzadas, tales como la estimulación artificial mediante la inyección de agua y arena a alta presión (lo que se llama *fracturación hidráulica*) para recuperar este gas/petróleo de manera económicamente viable. Los reservorios no-convencionales de gas incluyen el gas de pelitas (o en inglés, *Shale Gas/Oil*), gas compacto (*Tight Gas*), el metano de carbón (*Coal Bed Methane*) y los hidratos de gas (Suárez 2012).

TIPOS DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES:

Como los depósitos de gas natural o de petróleo *no-convencionales* no están ubicados en trampas geológicas, el depósito puede encontrarse desparramado en grandes extensiones o áreas geográficas (Suárez 2012). Esto implica que se deben realizar pozos *horizontales* o *dirigidos* que permiten atravesar el reservorio en una mayor extensión de lo que se haría con un pozo convencional, y de este modo lograr una mayor productividad una vez realizadas las distintas etapas de estimulación hidráulica.

GAS/PETRÓLEO DE PELITAS (SHALE GAS):

El gas y/o el petróleo de pelita, es el gas natural o petróleo que se produce a partir de rocas comúnmente denominadas pelitas (lutitas y fangolitas). Esta es una roca sedimentaria de grano fino que se rompe en finas capas paralelas que se caracteriza por tener una baja permeabilidad. Verticalmente, el hidrocarburo que pudiera estar ubicado en la piedra, no migra hacia arriba, al menos que se encuentre una grieta natural o artificial en la piedra. Debido a esta baja permeabilidad se necesita técnicas especiales para inducir su extracción, generalmente logrado a través de la fracturación de la piedra para generar grietas (o espacios) de permeabilidad (Suárez 2012; Stevens 2010). En Argentina se estiman recursos de *Shale Gas* y *Shale Oil* muy importantes, que ubican al país entre las mayores reservas del mundo.



Láminas de *shale*. Fuente: Scott Thode*



Afloramiento de *shale*. Fuente: ALL Consulting 2008*

*Se nota el color oscuro en ambas imágenes, lo que proviene de la materia orgánica en la piedra, potenciando su transformación en hidrocarburo.

TIGHT GAS (GAS DE BAJA PERMEABILIDAD)

El *Tight Gas*, o *gas de baja permeabilidad*, es otro tipo de hidrocarburo no-conventional (distinto al *Shale Gas*) que también se encuentra en Argentina en varios reservorios. *Tight gas* es el gas natural que se produce a partir de depósitos de rocas del tipo arenisca o caliza de baja porosidad y baja permeabilidad. La definición estándar para los depósitos de *tight gas* habla de una roca con una matriz de porosidad de menos de 10% y la permeabilidad de menos de 0.1 *Milidarcy*. Para producir este tipo de gas económicamente, la localización de las áreas y los pozos de perforación se sitúan donde existen fracturas naturales (situación favorable aunque no excluyente). Al igual que el gas de pelitas (*Shale Gas*) prácticamente todos los depósitos de *tight gas* deben ser fracturados artificialmente para extraer el recurso. (Suárez 2012, Stevens 2010).

GAS METANO DE CARBÓN (GMC) – O COALBED METHANE (CBM)

El *gas metano de carbón* (GMC) se encuentra en depósitos de carbón subterráneos y contiene un alto porcentaje de metano. En un depósito de gas GMC, el agua penetra las capas de carbón. El metano se absorbe sobre la superficie del grano del carbón debido a la presión ejercida sobre la misma. Para poder extraer el gas, el agua debe ser removida. Al bajar la presión, se logra separar el metano del carbón fluyendo hacia el agujero del pozo. La producción de gas aumenta con menor contenido de agua. Pero los yacimientos de carbón tienen una baja permeabilidad lo que implica que deben ser estimulados artificialmente para que su producción sea económica, por ejemplo, mediante la fracturación hidráulica (Suárez 2012, Stevens 2010).

En Argentina existen depósitos de carbón que han sido explotados para la extracción de carbón propiamente dicho (industria metalúrgica e industria energética), en Río Turbio (Cuenca Austral, provincia de Santa Cruz) y Pico Quemado (provincia de Río Negro). Existen estimaciones de recursos asociados, sin embargo no existen antecedentes de cálculos ni producción de metano asociado a estos niveles.

HIDRATOS DE GAS (EL HIELO QUE QUEMA)

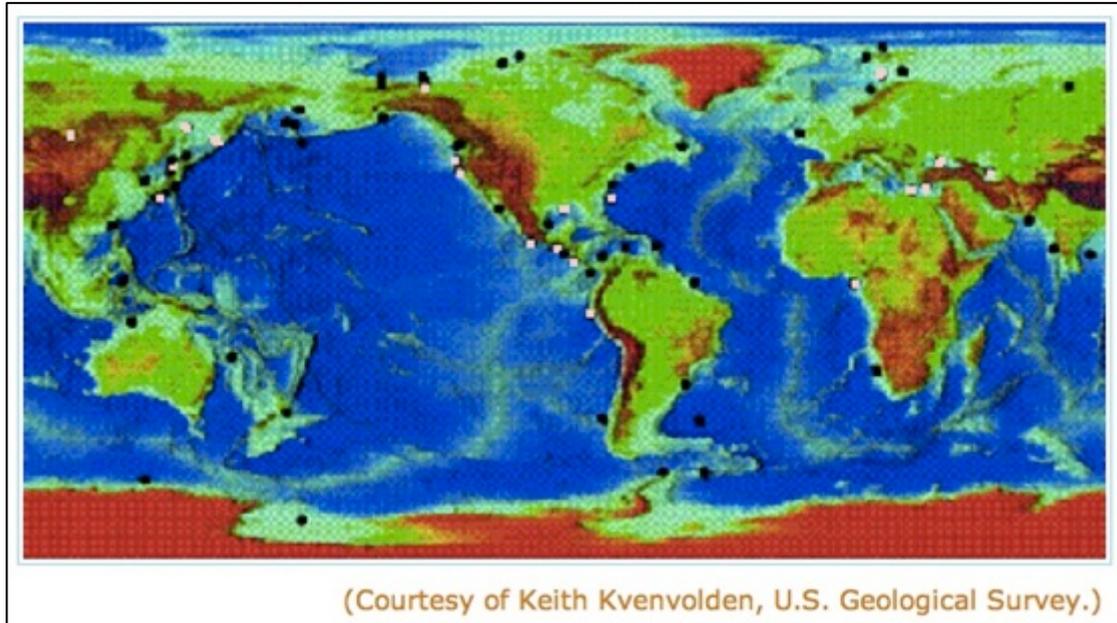
El hidrato de gas es gas natural que está atrapado en cristales de hielo de suelos congelados (*permafrost*) como en el Ártico, y en las regiones ubicadas en el suelo marino, particularmente sobre las costas. La cantidad de gas natural capturado en hidratos se estima que es más grande que todas las otras fuentes de gas natural combinadas, pero su captación y producción aún no es rentable con la tecnología actualmente disponible (AIE 2009). De descubrirse una forma económica para su extracción, podría alterar profundamente el mercado de hidrocarburos.

Se han realizado pruebas experimentales de perforación y producción de hidratos de gas con éxito en Alaska (en *permafrost*) sin embargo,



¿El hielo que quema?; fuente: CGG

las limitaciones técnicas y económicas aún son un desafío para este tipo de recurso.² Desconocemos cuales serían las reservas (o si las hay) en Argentina, o si hay experimentos en su extracción. El potencial de reservas para el país estaría dado en los ambientes periglaciales y en el fondo marino.



Zonas rojas indicant reservas probables de hidratos de gas. Fuente USGS

² Ver: http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/FutureSupply/MethaneHydrates/projects/DOEProjects/MH_06553HydrateProdTrial.html

LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DEL LOS NO-CONVENCIONALES

Históricamente, los recursos de los hidrocarburos no-convencionales no se extraían por el alto costo de su extracción o por la falta de tecnologías existentes para poder extraerlas. Hoy el panorama para la explotación del gas/petróleo no-convencional ha cambiado y existen tecnologías económicamente viables para realizar la extracción de este tipo de hidrocarburos. Las técnicas de extracción disponibles dependen en gran medida del tipo de depósito (gas/petróleo de pelita/ gas metano de carbón / Tight Gas/Oil, etc.), y de acuerdo con las rocas y la composición mineralógica, fracturas existentes, espesores y / o condiciones de almacenamiento, así como otros factores (GD NRW 2012). Una de las tecnologías utilizadas que domina hoy al sector de los no-convencionales, es la denominada extracción por estimulación hidráulica y *fracturación* de la piedra, “*el fracking*”.

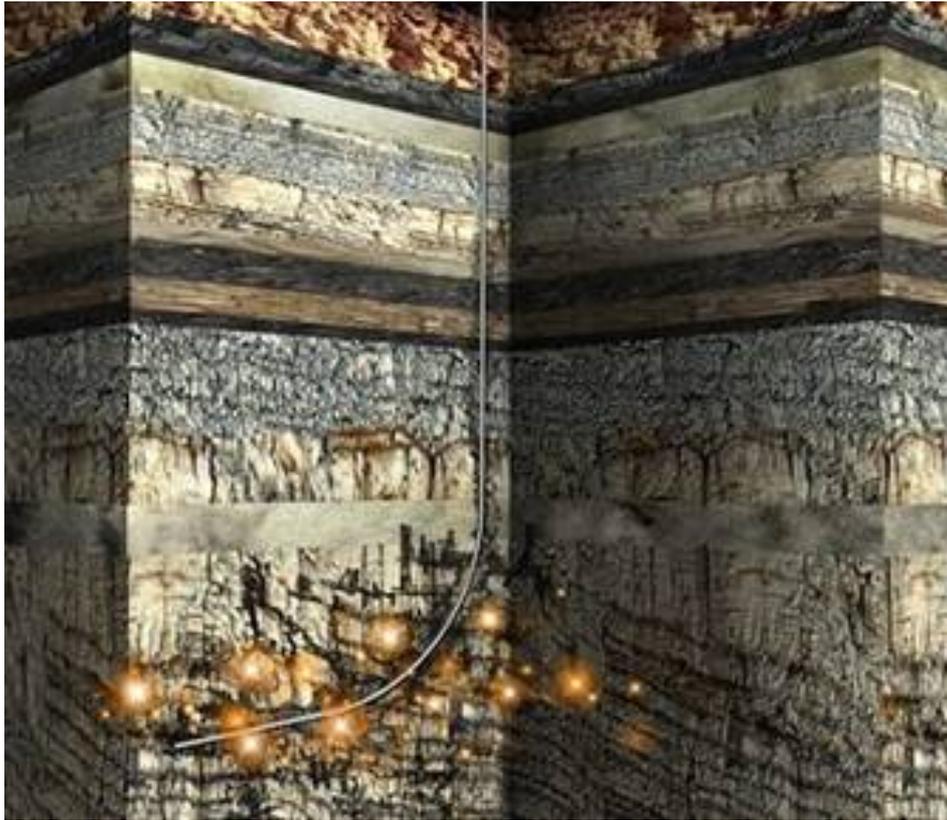
¿QUÉ ES FRACKING?

EL PROCESO

La *fracturación hidráulica* o *estimulación hidráulica* (también conocida como *fracking*) es un método utilizado para crear fracturas artificiales en la piedra donde se encuentra el reservorio, que se extienden desde el agujero del pozo en formaciones de roca o carbón (Suárez 2012). Estas fracturas permiten que el petróleo o el gas contenido en la roca pueda migrar a través de los poros de la misma, hacia el pozo de producción.

Para acceder a este gas natural y/o *petróleo* en estos depósitos no-convencionales, se perforan pozos verticales, que luego viran horizontalmente a lo largo de la ubicación del depósito (en algunos casos también se realiza el *fracking* en pozos exclusivamente verticales). Estas perforaciones pueden tener cientos o miles de metros de profundidad y también en extensión horizontal. La perforación horizontal permite de acceder al reservorio de gas o petróleo (que son horizontales por naturaleza) con menos entradas superficiales. Se estima que con un solo pozo perforado verticalmente y luego continuado horizontalmente, se puede acceder a lo que verticalmente implicaría hasta 16 plataformas de perforación.

Poder reducir la cantidad de bocas de entrada en superficie, conlleva una reducción significativa de caminos de acceso, cañerías de traslado, instalaciones en superficie, etc.



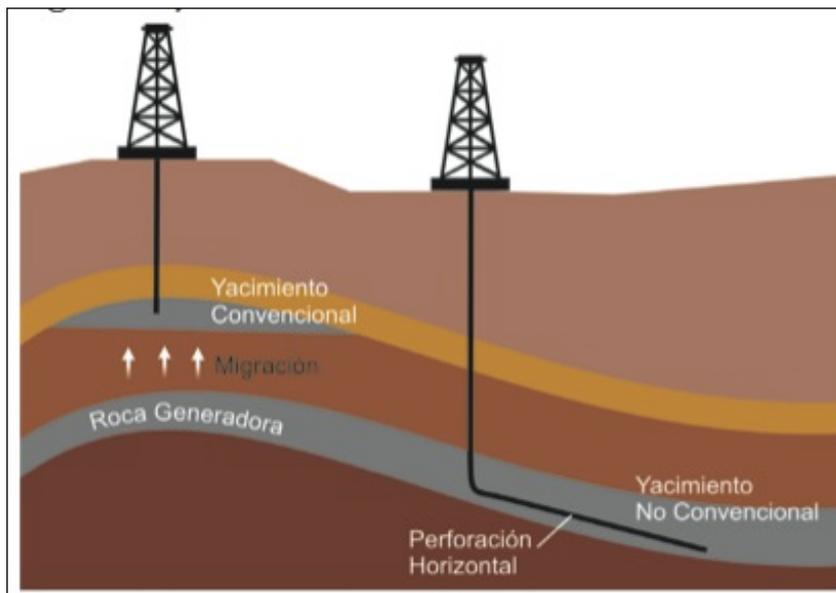
Estratos fracturados (GD NRW 2012)

Una vez completada la perforación, se perfora en distintas etapas la cañería que separa al pozo de la roca, y por estos orificios en el caño principal, se inyectan a alta presión, agua, arena, y fluidos causando “fracturaciones” en la roca que emanan del caño principal; estas fracturas causadas por la presión ejercida abren micro-grietas que se extienden horizontal y verticalmente. Los líquidos agregados a agua utilizados en el proceso de fracturación son químicos (como por ejemplo lubricantes) y se mezclan con arena fina (o polvo de cuarzo) para ocupar los micro espacios fracturados lo que impide a su vez, que las grietas abiertas se vuelvan a juntar.

Este proceso permite abrir espacios en los lugares de ubicación de gas y/o petróleo y esto permite que los hidrocarburos hasta el momento atrapados en la piedra, salgan hacia la superficie. Las grietas obtenidas pueden ser de unos pocos metros hasta cientos de metros de longitud y pueden alcanzar varias decenas de metros de altura. La propagación de las grietas se monitorea por medio de técnicas sísmico-acústicas, así como también, por la variación de la presión del agua. Para ayudar al proceso de inyección en las grietas se utilizan los líquidos de *fracking*. Así el gas o el petróleo no-convencional fluye por el canal de la perforación hasta la superficie. (Fig. 3). Este proceso permite el acceso a las fuentes de hidrocarburos antes inaccesibles. (GD NRW 2012).

PERFORACIÓN Y FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

La fracturación hidráulica se utilizó por primera vez en la década de 1940, y es la técnica utilizada para mejorar la producción de formaciones de baja permeabilidad, especialmente reservorios no-convencionales, como arenas compactas, gas metano de carbón y shale profundos (GWPC 2012: 21). Originalmente, la perforación vertical proveía el acceso a una cantidad limitada de hidrocarburos - se podía extraer gas o petróleo de pelitas solo de la zona directamente debajo del pozo y muy cercano a la perforación. El gran limitante para la industria era la dependencia tecnológica en la perforación vertical. Todo esto cambió cuando la industria perfeccionó una tecnología y metodología para flexibilizar el taladro y perforar horizontalmente.



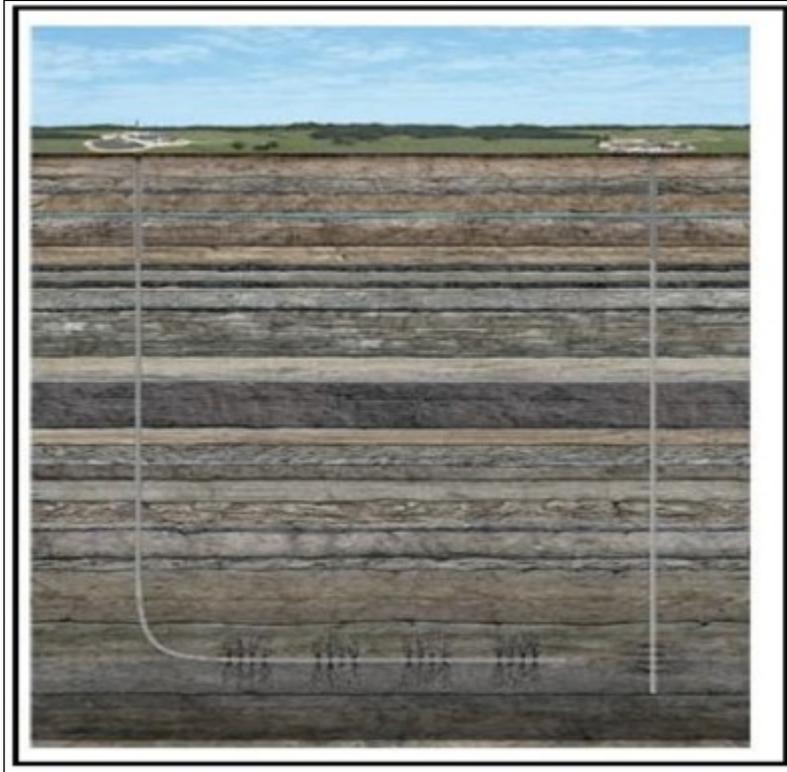
Representación de operación de perforación horizontal. Fuente: IAPG

La fracturación horizontal posibilitó extraer cantidades previamente inaccesibles de hidrocarburos de pelita. Empleando la fracturación horizontal, un sólo pozo puede producir no sólo el hidrocarburo que descansa inmediatamente debajo de él, sino también el hidrocarburo (gas o petróleo) que lo rodea, por lo que su explotación es mucho más rentable.

PERFORACIÓN HORIZONTAL Y EL PROCESO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Si bien los primeros pozos perforados horizontalmente fueron realizados en Texas en la década de 1940, la tecnología no se estableció como estándar para el sector hasta 1980. El interés en la extracción de reservas de shale gas y petróleo también se debió a la reducción de las superficies disponibles en las zonas urbanas. Con una sola perforación, el re-direccionamiento horizontal logra llegar a depósitos alejados del pozo vertical, sin necesidad de perforar nuevamente desde la superficie. También permite hacer perforaciones por debajo de propiedades a las cuales no hay acceso físico en superficie. Esto resulta en una reducción notoria de la cantidad de pozos necesarios para el desarrollo de un yacimiento. Como señala Suárez, a través de la perforación horizontal, se reduce significativamente el

número total de plataformas de exploración petroleras, caminos de acceso, rutas de oleoductos y las instalaciones de producción necesarias para la extracción. (Suárez 2012: 8). En la siguiente imagen podemos apreciar la comparación de la tecnología tradicional vertical con la horizontal.



La perforación horizontal permite explotar un área mayor a la de una sola vertical.
Fuente: John Pérez.

Mientras que una perforación vertical abarca a unos 15-20 metros del reservorio, una perforación horizontal puede penetrar el reservorio horizontalmente hasta unos 2,000 metros o más. (USDOE, 2009, p.47)

La perforación de un pozo es un proceso altamente complejo que emplea una combinación de productos químicos utilizados para aumentar la densidad y el peso de los líquidos para facilitar la perforación, reducir la fricción, acortar el tiempo de perforación, y devolver los residuos a la superficie (Colborn 2011: 1040). La metodología del *fracking* además utiliza una importante cantidad de agua que se devuelve a la superficie contaminada por los productos utilizados. Se debe separar el gas (o petróleo) comerciable del agua y de los líquidos de *fracking*. El líquido y agua restante debe ser tratados en la superficie y luego, o reutilizado para otro pozo, o depositado en piletas que logren aislar de manera permanente al residuo tóxico del ambiente natural.

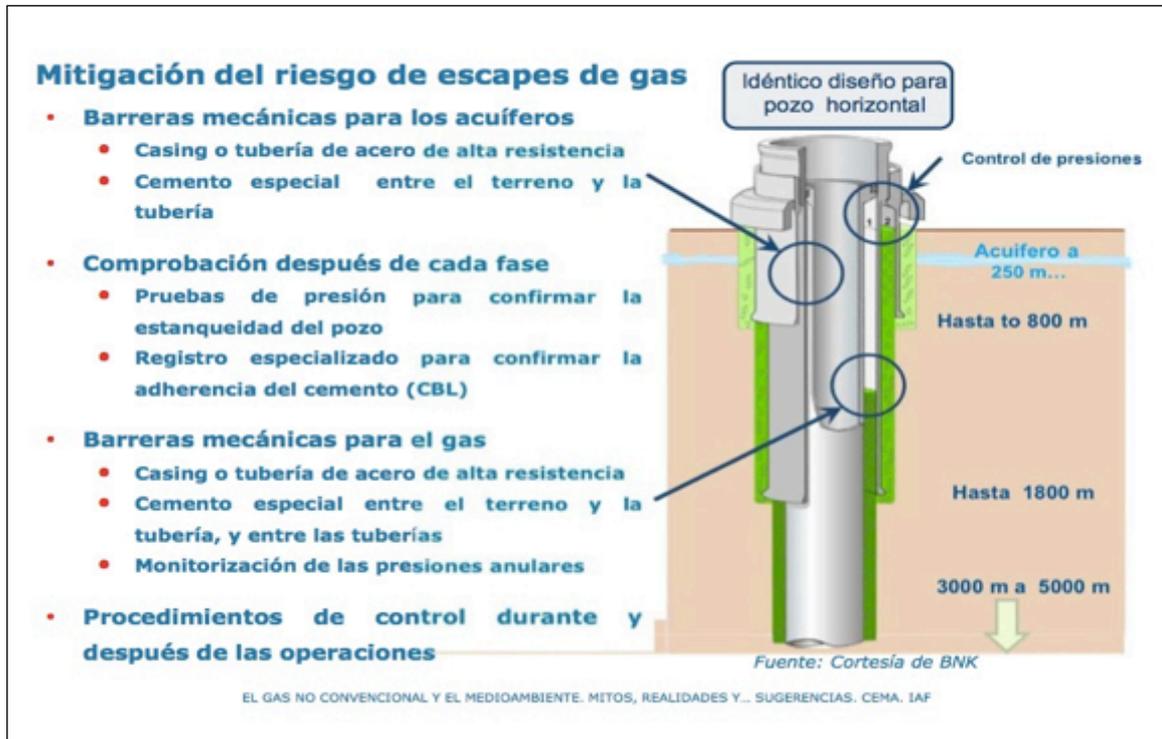


Equipo de Perforación; Fuente: IAPG



Mecha de Taladro; Hughes Christensen

Los pozos perforados para realizar *fracking* (así como también los pozos convencionales), son revestidos con capas concéntricas de cemento y de acero para aislar el paso del gas/petróleo y los líquidos inyectados durante la estimulación de la roca por la que pasa la cañería del pozo, hacia niveles más someros. La cañería y el cemento entorno a ella, también es importante para aislar a los hidrocarburos y líquidos contaminados de las napas de agua que puede atravesar la perforación que en general presentan un distanciamiento vertical de 2 a 3 km. La integridad de la cañería de acero y las capas concéntricas de cemento y su mantenimiento en el tiempo son claves para proteger a los recursos ambientales subterráneos y superficiales que pueden entrar en contacto con los químicos utilizados. Casos históricos de contaminación de napas generalmente tienen que ver con pozos mal construidos o que se han deteriorado con el tiempo. La integridad y calidad de la cañería es fundamental para asegurar que la misma no conlleve problemas de escape de los líquidos utilizados para facilitar el proceso de *fracking* o por el escape de hidrocarburos que podría ocurrir si las juntas, válvulas, llaves, o la cañería en general tuvieran pérdidas.



Diseño de un pozo productor de hidrocarburos no-convencionales; Fuente: BNK. (en publicación de Consejo Superior de Colegios de Ingeniería de Minas, España.)

Según lo señalamos anteriormente, los líquidos de *fracking* representan mezclas de determinados solventes y químicos con agua que facilitan al proceso de fracturación al inyectarlos con suficiente presión. Incluye lubricantes, anti corrosivos, anti-congelantes, controladores de pH, ácidos, entre otros. La industria generalmente se refiere a unos 12 diferentes químicos utilizados en el *fracking*, aunque este número es variable, depende del pozo en cuestión y de las innovaciones y técnicas empleadas por distintas empresas. Seguramente el número real está en el orden de varios centenares. El sitio de FRACFOCUS, uno de los sitios virtuales más respetados respecto a estos líquidos (tanto de la industria como por ambientalistas), lista 59 químicos principales utilizados en la actividad.³ La organización ambientalista *Environmental Defense Fund*, que trabaja muy de cerca en el control y regulación del *fracking* en Estados Unidos indica que hay más de 1,000 componentes químicos utilizados en procesos de *fracking*.

Los químicos y líquidos utilizados en el *fracking* deben ser eliminados antes de que el gas o el petróleo pueda ser utilizable y comerciable (Colborn 2011: 25). Para esto, la mezcla extraída se "filtra" a través de separadores, tanques llenos de trietilenglicol y / o glicol de etileno (Colborn 2011: 25). Estos compuestos absorben una parte del agua que acompaña al gas natural (o el petróleo) fuera del pozo (Colborn 2011: 25). Luego, la unidad se calienta y el agua hierve y se ventila en un tanque aparte etiquetado como *agua producida* (Colborn 2011).

Durante este proceso, las sustancias aceitosas que se mezclaron con el gas se vuelven volátiles y son desviadas a un tanque de retención diferente y etiquetado como *agua de condensación* (Colborn 2011). En los Estados Unidos, estos subproductos-productos y agua

³ ver: <http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>

condensada se llevan a cabo en pozos de reserva durante el proceso de perforación (Colborn 2011: 25). En el caso Argentino, en la etapa de ensayo – producción, se separa líquidos y gases mediante la utilización de separadores, que permiten por gravedad obtener y cuantificar los distintos caudales. El gas sube, el agua baja. En el momento de separación, pueden cuantificar volúmenes de gas, agua y petróleo. De este modo, los líquidos van a piletas y el gas se envía por otros ductos.⁴

Una vez que se ha llegado a la etapa final de la perforación, comúnmente son re-inyectados en el suelo o llevados a pozos de evaporación. En algunos casos, el agua contaminada se puede tratar y reciclar y en otros debe ser tratada y desechada de manera segura. (Nicholson y Blanson 2011).



Planta de tratamiento de gas. Fuente: IAPG

⁴ ver: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/h/horizontal_separator.aspx

LOS FLUIDOS DEL FRACKING

Los líquidos utilizados en la fracturación hidráulica (los fluidos del *fracking*) se componen principalmente de agua en un 98 a 99,5% (GWPC 2009), según a quién se consulte. El 0,5% - 2% del líquido remanente es un cóctel de diferentes compuestos para formar el líquido de fracturación (GWPC 2009), o en Inglés, *fracking fluid*. El *relativamente* pequeño porcentaje de líquidos de fracturación utilizados por pozo en términos cuantitativos no es un número menor, ya que un pozo promedio utilizará 11 millones de litros de agua, arrojando un cálculo promedio de entre 55,000 litros a 220,000 litros de fluidos de *fracking* utilizados por pozo.

Uno de los productos más comunes utilizados en el *fracking* es el ácido clorhídrico (HCl). También se utilizan productos que ayudan a reducir la fricción, anticongelantes, niveladores de pH, cloruro de potasio, y otros químicos. Una combinación única de fluidos se crea para cada pozo a fin de acomodarlo a las particularidades geológicas de cada área (GWPC 2009).

Diferentes fuentes citan diferentes cantidades y tipos de químicos/líquidos utilizados por la actividad. Muchos actores empresariales consideran los líquidos como secreto de comercio, y utilizan esta lógica para no divulgar los líquidos utilizados en la extracción. Varias jurisdicciones estatales provinciales en Estados Unidos obligan (o están elaborando normas para obligar) a las empresas a revelar los líquidos utilizados en el proceso, incluyendo, Wyoming, Pennsylvania, Arkansas, Texas, Colorado, New Mexico, Montana, West Virginia, Idaho, y Dakota del Norte. Neuquén también obliga a la revelación de líquidos de *fracking* utilizados.

FRACFOCUS, una plataforma virtual aceptada por muchos actores de la industria, enumera 59 distintos líquidos de *fracking*.⁵ A continuación se muestra un gráfico que detalla las categorías de los compuestos más utilizados, su finalidad y las formas comunes (GWPC 2009, GD NRW 2012).

⁵ ver: <http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>

CATEGORÍA COMPUESTA	PROPÓSITO	EJEMPLO
Agentes tensioactivos / agentes humectantes (tensioactivos)	La reducción de la tensión superficial de los líquidos, la viscosidad aumenta	Isopropanol
sal	Genera un fluido portador de salmuera	El cloruro de potasio
Gelato (agente gelificante)	Mejora del transporte de agentes de sostén	Goma guar, hidroxietil celulosa
Inhibidor de incrustaciones	Prevención de deposición de precipitados poco solubles, anticongelante	Etilenglicol
reguladores de pH	Mantiene la eficacia de otros componentes	Carbonato de sodio o potasio
Chain Breaker (Breaker)	La reducción de la viscosidad de los fluidos que contienen gel, para depositar el agente de sostén	persulfato de amonio
Reticulante	Mantiene la viscosidad del fluido con los aumentos de temperatura	sales de borato
Control del Ion Hierro	Prevención de la precipitación del óxido de hierro	ácido cítrico
Inhibidor de corrosión	Evita la corrosión de las tuberías	N, n- dimetilformamida
Biocida/Bactericida	Prevención del crecimiento bacteriano, la prevención de la bicapa, evitar la formación de sulfuro de hidrógeno por las bacterias reductoras de sulfato	Glutaraldehido
Ácidos	Limpieza de partes de perforación y cemento; resolución de minerales solubles en ácido	El ácido clorhídrico o ácido muriático
Reductor de fricción (aditivos)	La reducción de la fricción dentro de los fluidos permite que el fluido de fracturación se bombee a velocidades más rápidas y presiones más bajas	Poliacrilamida, aceite mineral
Anti-Oxidante	Elimina el oxígeno para proteger de la corrosión	bisulfato de amonio
Agentes de sostén	Sostiene las fracturas abiertas para permitir el gas a salir	Sílice, arena de cuarzo
Estabilizador de alta temperatura (estabilizador de temperatura)	Prevención de una descomposición prematura del gel a altas temperaturas	
Solvente	Mejora la solubilidad de los aditivos	
Espumas (espuma)	Apoyo del transporte de agentes de sostén	
Carroñero de sulfuro de hidrógeno (Carroñero de SH ₂)	La eliminación de sulfuro de hidrógeno para evitar la corrosión del sistema	
estabilizadores de arcilla	Reducir la inflamación y el desplazamiento de las arcillas	

El siguiente gráfico publicado en el informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE) ofrece una descomposición visual y porcentual de los químicos que según el USDEO son comúnmente utilizados en el proceso de *fracking*. A la izquierda, notamos que se establece que el 99.51% del líquido es agua y arena, mientras que el remanente se divide entre otros 12 ingredientes para enfriamiento, para ajustar el pH, para controlar el contenido de hierro presente, para inhibir la corrosión, biocidas, ácidos y reductores de fricción, entre otros.

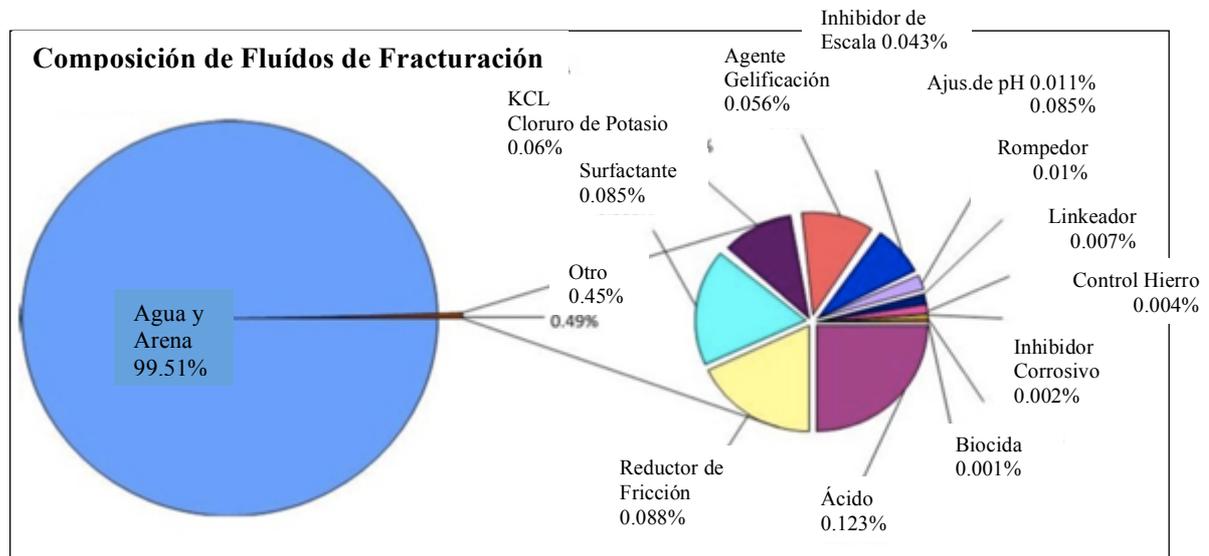


Gráfico demuestra la descomposición de los líquidos de *fracking*. Fuente: All Consulting 2008. Traducción CEDHA

Luego del proceso de fracturación, una vez que la presión ejercida sobre el pozo es retirada, los líquidos de fracturación vuelven hacia la boca del pozo. Este líquido contiene el agua, el gas/petróleo y los fluidos de *fracking* utilizados en el proceso. La mayor parte de estos líquidos es recuperado en pocas horas o en las semanas posteriores a la finalización de la estimulación, pero el retorno del líquido a la superficie continua por varios meses después de finalizada la tarea de fracturación. Una porción de los fluidos quedará atrapado en la formación del reservorio, ocupando los poros, fisuras y canal principal de perforación (USDOE, 2009, p. 66). Generalmente entre diez y noventa por ciento de los fluidos provenientes de la fracturación hidráulica se puede recuperar, dependiendo de las circunstancias (Colborn 2011: 25).

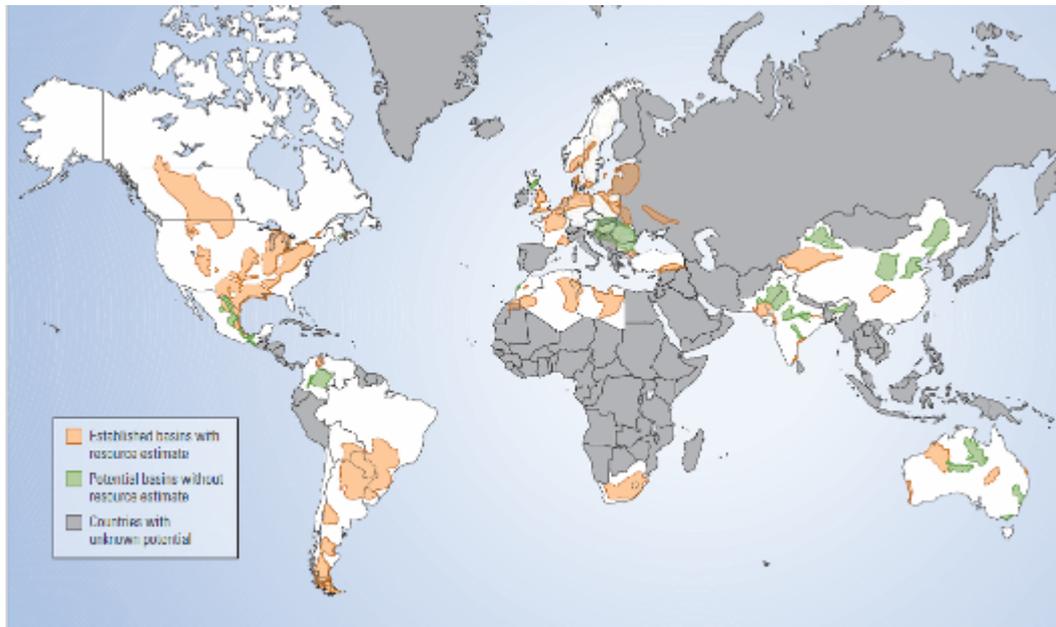
Según Bret Wagner, ingeniero en fracturación para Schlumberger,

“los operadores suponen una recuperación de un 20% de los fluidos bombeados para reúso o para disposición. La forma más común para su disposición es la inyección, pero muchas empresas están tratando de reutilizar a estos fluidos.”⁶

El fluido de fracturación que no se recupera permanece en el reservorio a 2 – 3 km de profundidad (Colborn 2011: 25).

⁶ ver: <http://www.mineralrightsforum.com/group/bakken-shale-daniels-county-mt/forum/topics/hydraulic-fracking-fluids-recovery>

LAS ECONOMÍAS DEL SHALE



Recursos globales del gas de shale (Kuuskraa et al. 2011)

Dos hitos permitieron la promoción de la explotación de gas y petróleo no-conventional en el mercado económico mundial actual como el nuevo frente de la generación energética y ambos tienen que ver con desarrollos tecnológicos:

1. la posibilidad de perforar horizontalmente y
2. los desarrollos tecnológicos relacionados con la utilización de presión hidráulica para fracturar la piedra y liberar el hidrocarburo.

Así nació el *fracking* moderno. Cabe destacar que la tecnología avanzó como resultado de inversiones en investigación tecnológica privada con apoyo público del gobierno federal de los Estados Unidos en los años 1970s. (USEIA, 2011)

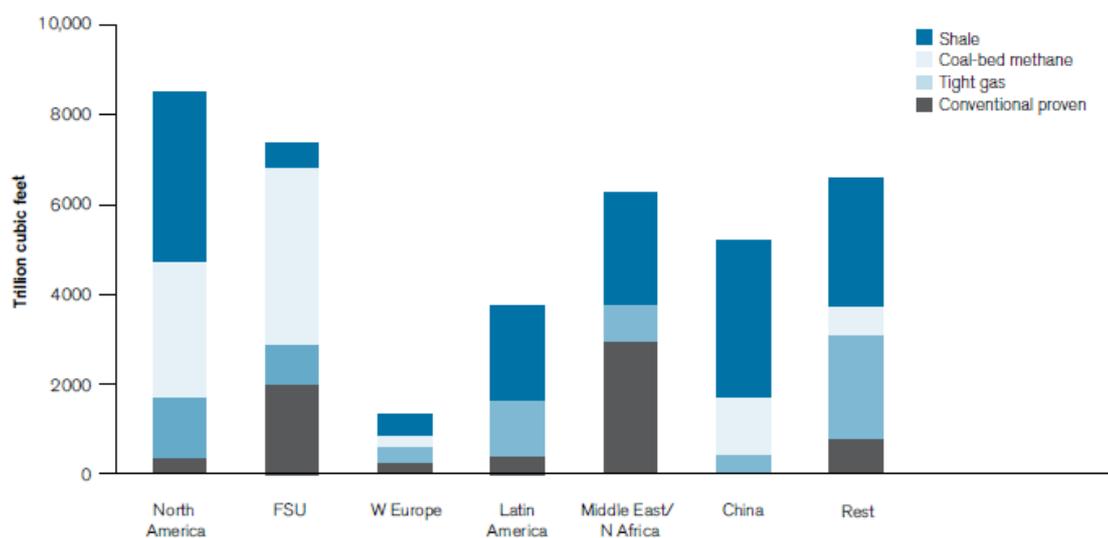
Hasta entonces, pocas empresas lograban extraer hidrocarburos (gas/petróleo) de recursos no-conventionales en grandes cantidades. El primer gran experimento comercial se realizó en Texas, en la cuenca de Fort Worth donde se halla *Barnett Shale*, estimulada por la empresa *Mitchell Energy and Development Corporation* en los años 1980s y 1990s. La revelación tecnológica en la industria ha representado un cambio de juego energético para los Estados Unidos, que ve la posibilidad de dejar de depender de petróleo importado.

Los resultados en la extracción de gas no-conventional por *Mitchell Energy*, abrieron la puerta para la industria sumados a perfeccionamiento de la tecnología y la evolución del precio del gas natural, muchas compañías de todo el mundo, incluyendo América del Sur, África, Australia, Europa y Asia, ya están analizando los datos geológicos y sísmicos para verificar el potencial de posibles recursos de gas y petróleo no convencional, y están reevaluando campos petroleros que posiblemente ya no generaban ganancias, y realizando

perforaciones exploratorias para medir las capacidades de producción de gas y petróleo no-conventional (ver mapa mundial, *ut.supra*).

En los EE.UU. los principales desarrolladores de técnicas de exploración han sido en general los operadores más pequeños. Por el contrario, en Europa por lo general son las grandes empresas multinacionales.

Según un reciente informe comisionado por la USEIA, existen 48 cuencas de shale gas en el mundo, en 32 países, con unas 70 formaciones de gas. (USEIA, 2011). Las principales empresas multinacionales que hoy participan incluyen Exxon Mobil Corporation, Total SA, Shell, la empresa ConocoPhillips y Marathon Company.



Las estimaciones de las reservas mundiales de gas no convencional (BP 2008)

En 1997 las reservas mundiales de shale gas se estimaron en 16.112 billones de pies cúbicos. En 2011 el USEIA corrigió el estudio a 25.300 billones de pies cúbicos (ver tabla). Es interesante notar que según el reciente informe del USEIA, los avances en la extracción por vía de *fracking* aumentan los recursos de gas mundiales comerciables en un 40%.

Región	1997 Estudio de Rogner (Tcf)	2011 Estudio de EIA (Tcf)
América del Norte	3.842	7.140
Asia	3.528	5.661
América del Sur	2.117	4.569
África	1.548	3.962
Europa	549	2.587
Australia	2.313	1.381
Otros	2.215	No disponible
Total	16.112	25.300

Según la USEIA, Argentina se ubica entre los cuatro principales actores en el mercado de los no-conventionales, con el segundo puesto y el 12% de todo el recurso mundial, (detrás de

China con el 19%) en recursos de *shale gas*, y en el cuarto puesto en recursos de shale oil (detrás de Rusia, Estados Unidos y China).

Ranking Mundial en Shale Gas		
Puesto	País	Recursos (TCF)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	Estados Unidos	665
5	México	573
6	Canadá	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245

Fuente: EIA, UNDOE (reproducido en revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química No.289 p.54)

Ranking Mundial en Shale Oil		
Puesto	País	Recursos (Barriles)
1	Rusia	75,000 millones
2	Estados Unidos	58,000 millones
3	China	32,000 millones
4	Argentina	27,000 millones
5	Libia	26,000 millones
6	Venezuela	13,000 millones
7	México	13,000 millones
8	Pakistán	9,000 millones
9	Canadá	9,000 millones
10	Indonesia	8,000 millones

Fuente: EIA, UNDOE (reproducido en revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química No.289 p.54)

Evidentemente, los desarrollos tecnológicos se han combinado con tendencias de mercado para fomentar un avance global hacia el petróleo y gas no-convencional. Hoy la industria y el gobierno nacional en Argentina, ven al descubrimiento de grandes reservas de *shale gas* y *shale oil*, como una oportunidad para avanzar en la producción de esta energía fósil y dejar de depender de la importación de combustibles extranjeros.

LOS RIESGOS E IMPACTOS AMBIENTALES DEL *FRACKING*

La experiencia en los EE.UU., donde la producción de los yacimientos de gas y petróleo no-convencional se desarrolla a gran escala, y donde ya hay numerosas experiencias con la actividad, se han evidenciado numerosos riesgos e impactos ambientales asociados a la fracturación hidráulica (Zittel 2010). En este contexto, la industria refuta que la actividad sea causante de severos impactos ambientales producidos por la fracturación hidráulica.

Esto ha generado extensos debates y cuestionamientos entre la industria petrolera y Estados que promueven a la fracturación hidráulica minimizando su nocividad, y numerosas organizaciones ambientalistas, y otros Estados y jurisdicciones que han decidido oponerse y hasta prohibir la actividad a causa del riesgo ambiental que supone el *fracking*.

Este informe pretende enumerar los riesgos de la fracturación hidráulica, y ofrece diversos puntos de vista tanto de la industria, como de agencias ambientales estatales, de académicos y de organizaciones ambientales sobre estos riesgos, con el fin de poner sobre el tapete las diferentes opiniones y experiencias. No es nuestro objetivo definir un parámetro absoluto del riesgo o de los impactos, sino tratar de establecer cuáles son, y de esta manera informar el debate para profundizarlo.

Como en cualquier industria, siempre existen costos ambientales. Algunos son manejables, otros no. En algunos casos la autoridad ambiental pública hace un buen trabajo de controlar el comportamiento empresarial y contener la contaminación, en otros no. En algunos casos el sector privado hace un buen trabajo en la auto-regulación ambiental, y en otros no.

Los problemas ambientales principales causados por el *fracking* son relacionados con:

- Los recursos naturales empleados por la actividad (como el agua);
- Los recursos naturales impactados (agua, tierra, flora, fauna y aire);
- El volumen de agua utilizado;
- La contaminación hídrica;
- La contaminación climática por escape de gases;
- Fluidos utilizados y su nocividad para el ambiente y para las comunidades;
- Los ruidos generados por la actividad;
- El impacto del tránsito de la industria.

En comunidades donde se hace *fracking*, el ruido es una de las quejas más comunes de las comunidades aledañas a las zonas de perforación. También existen numerosos reclamos por contaminación de aire cercano a operaciones de *fracking*. Otros reclamos se asocian a la introducción de infraestructura, transporte pesado y consumo de agua, así como la contaminación de aguas superficiales. En menor escala, en lugares donde se realiza *fracking*, existen también reclamos sobre la contaminación de napas.

En términos planetarios, merece una especial atención la contaminación atmosférica del proceso, ya que el escape de gas metano en el proceso de extracción es uno de los riesgos medioambientales más preocupantes (aunque no reciba tanta atención de las comunidades y aunque la industria niegue su existencia y magnitud). La contaminación por liberación de

metano ha sido foco de reclamo de varios grupos ecologistas. En Argentina, el escape de metano en el proceso de extracción está prohibido por la Ley Nacional de Hidrocarburos.

También existen reclamos sobre los impactos sísmicos de la actividad, es decir, que los micro-sismos resultantes del proceso de *fracking* podrían desencadenar temblores o terremotos (debemos resaltar que hay evidencias que también asocian actividad sísmica a la explotación de reservorios convencionales). La liberación de minerales radioactivos y otros metales pesados contaminantes, como el mercurio, también se asocian con la explotación de hidrocarburos no-convencionales (GD NRW 2012).

Hablaremos sobre cada una de estas cuestiones a continuación.

AGUA

El impacto del *fracking* en recursos hídricos, sea por volumen de consumo o por contaminación, es la mayor preocupación expresada por comunidades, por grupos ambientalistas y por autoridades regulatorias. Se requieren grandes cantidades de agua para la preparación, la extracción y la terminación de los pozos. Se utiliza agua en la etapa de perforación en cantidades similares a los pozos convencionales.

La perforación vertical y horizontal de un pozo requiere de 400,000 litros a 4,000,000 litros de agua para los fluidos de perforación para mantener la presión hidrostática de fondo de pozo, para enfriar la cabeza de perforación, y eliminar los residuos de perforación (Gregory et al. 2011). Según estimaciones del USDOE, en promedio, cada pozo de *fracking* consume unos 11,400,000 de litros de agua (3,000,000 galones) entre perforación y extracción. (USDOE, Abril 2009, p. 64).

En términos mundanos, según fuentes oficiales en Estados Unidos, un pozo de *fracking* utiliza la misma cantidad de agua consumida por 11,000 familias tipo (4 personas) en un día, y llenaría a 6 piscinas olímpicas.⁷

Además, debe considerarse que la utilización de estos volúmenes de agua se realiza en períodos muy abreviados, representando de esta manera un porcentaje significativo utilizado intensamente en un período muy corto. En el ejemplo ofrecido por las autoridades estadounidenses, el principal consumo de agua por un pozo de *fracking* es consumido en unos 2 a 5 días.

Si se produjera la extracción de agua en un momento de sequía, o de muy bajo caudal, los impactos (particularmente el impacto acumulativo de todos los pozos realizando la actividad) podrían ser notorios. Es preciso generar mayor información sobre los tiempos de consumo de agua, por período y reserva.

Otra dimensión de este debate tiene que ver con los riesgos existentes para las napas subterráneas de agua que pueden existir por encima de las reservas de gas/petróleo no-convencional. Claramente la perforación de un pozo, que puede ser de varios miles de metros de largo, tanto vertical como horizontal, puede afectar la napa de agua si la

⁷ ver: <http://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2013/03/12/how-much-water-it-takes-to-frack-a-well/>

atravesara. De hecho ha habido casos donde las napas de agua han sido afectadas por problemas con las perforaciones realizadas para el *fracking*. Generalmente esto ha ocurrido por fallas en la calidad de los caños y cemento utilizado, o por la cercanía de las reservas a las napas.

La industria argumenta que la geología naturalmente se interpone entre la reserva de gas no-convencional y las napas. Las rocas madre, en las cuencas de Argentina, generalmente se encuentran a varios miles de metros de profundidad, mientras que las napas están a apenas cientos de metros por debajo de la superficie. En teoría, las capas geológicas (sucesión de rocas de miles de metros de espesor) entre las napas y la roca madre es impermeable impidiendo que el gas alcanzado suba hasta las napas.

Sin embargo, una pregunta válida que debemos considerar es ¿qué sucede con las fracturaciones realizadas en la piedra? ¿Estas podrían subir hasta las napas y contaminarlas? Otra pregunta es si no habría grietas/fracturas naturales que se formen y que liberen el gas o el petróleo a las napas. Existen técnicas como la *microsísmica* que permiten estimar el crecimiento de las fracturas hidráulicas, lo que a su vez nos da una pauta sobre cuan cerca será la fracturación a la ubicación de las napas en el lugar de operación.

Finalmente podríamos también considerar la integridad del pozo y su revestimiento externo, y pensar que por esta superficie externa de la cañería podrían también pasar líquidos de *fracking*. ¿Cuán seguros son los caños y el cemento con el pasar del tiempo? A 10 años? A 100 años? A 1,000 años?

El revestimiento de cemento introducido en el agujero de perforación - un sello de cemento entre la roca y el tubo de metal sobre toda la longitud del pozo - tiene por fin garantizar que no haya contacto entre la perforación y los acuíferos (GD NRW 2012: 17). La integridad presente y en el tiempo de esta cañería y su mantenimiento es fundamental para resguardar el recurso hídrico, y en particular a las napas de agua en la zona de actividad.

Durante el proceso de *fracking*, si la cañería tuviera fallas, el fluido de *fracking* inyectado en el pozo y en la roca fracturada, puede escapar hacia las capas de aguas subterráneas a través de fracturas naturales en la roca (GD NRW 2012: 17). Por esta razón, es importante estudiar adecuadamente las fallas rocosas naturales en las áreas de exploración, y asegurar una adecuada distancia entre las fisuras y los acuíferos subterráneos, así como realizar estudios sísmicos para reducir la exposición de las aguas subterráneas a la contaminación producida por los fluidos del *fracking* (GD NRW 2012).

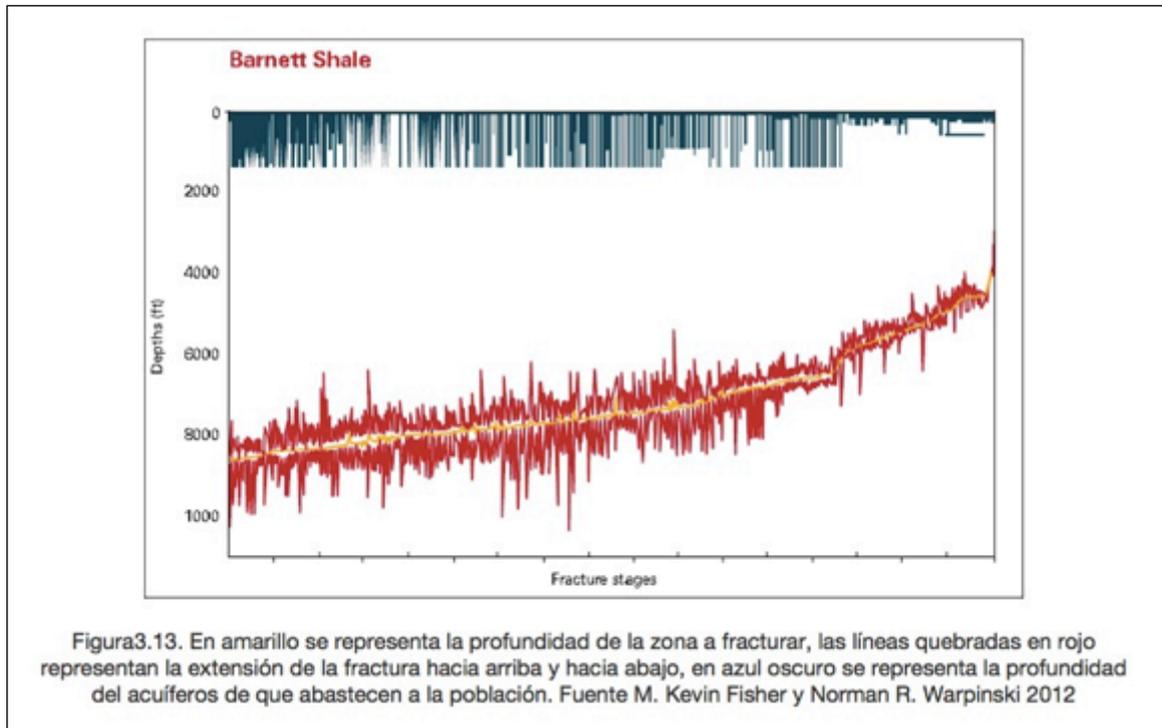
Un detalle importante en la determinación del riesgo implicado por actividades de *fracking* para los acuíferos es la distancia entre el depósito del hidrocarburo no-convencional y el acuífero. Para evaluar el riesgo de contaminación de napas, hay que tomar en cuenta la longitud de las fisuras artificialmente realizadas por detonaciones. Estas fisuras generalmente se extienden unos 100 metros de las perforaciones principales, pudiendo ser de menor o mayor longitud según la geología. En este sentido la distancia entre la grieta lograda por la fracturación y las napas de agua debe ser cuidadosamente estudiada. Mientras más cerca está la fisura de la napa, más riesgo existe de comprometer el agua de las napas.



La distancia entre el acuífero y el reservorio de shale es determinante para el riesgo de impacto en acuíferos (fuente: www.ypf.com)

En lugares donde el acuífero ha sido comprometido, generalmente la distancia entre la fracturación era de pocos metros (menos de 500). En el caso de los depósitos de shale en Argentina, según información publicada por YPF en su página web, la distancia entre los acuíferos existentes y los reservorios de shale estarían en el orden de los 2,000 metros. En teoría, se supone que el material rocoso entre la napa y la reserva de shale es impermeable, y por lo tanto, no habría riesgos de que los líquidos de *fracking* tomen contacto con las aguas de la napas que corren por encima de las fracturaciones. Si bien esto implicaría menor riesgo de contaminación por cercanía debemos recordar que aquí también entra en juego tanto la característica geológica del lugar como la integridad y mantención de los pozos perforados y la tubería de acero y cemento introducida en los mismos para aislar el paso de gas de los acuíferos. Donde se registraron impactos en napas, generalmente las fisuras estaban muy cercas a las napas, o existieron problemas con la tubería y el cemento utilizado.

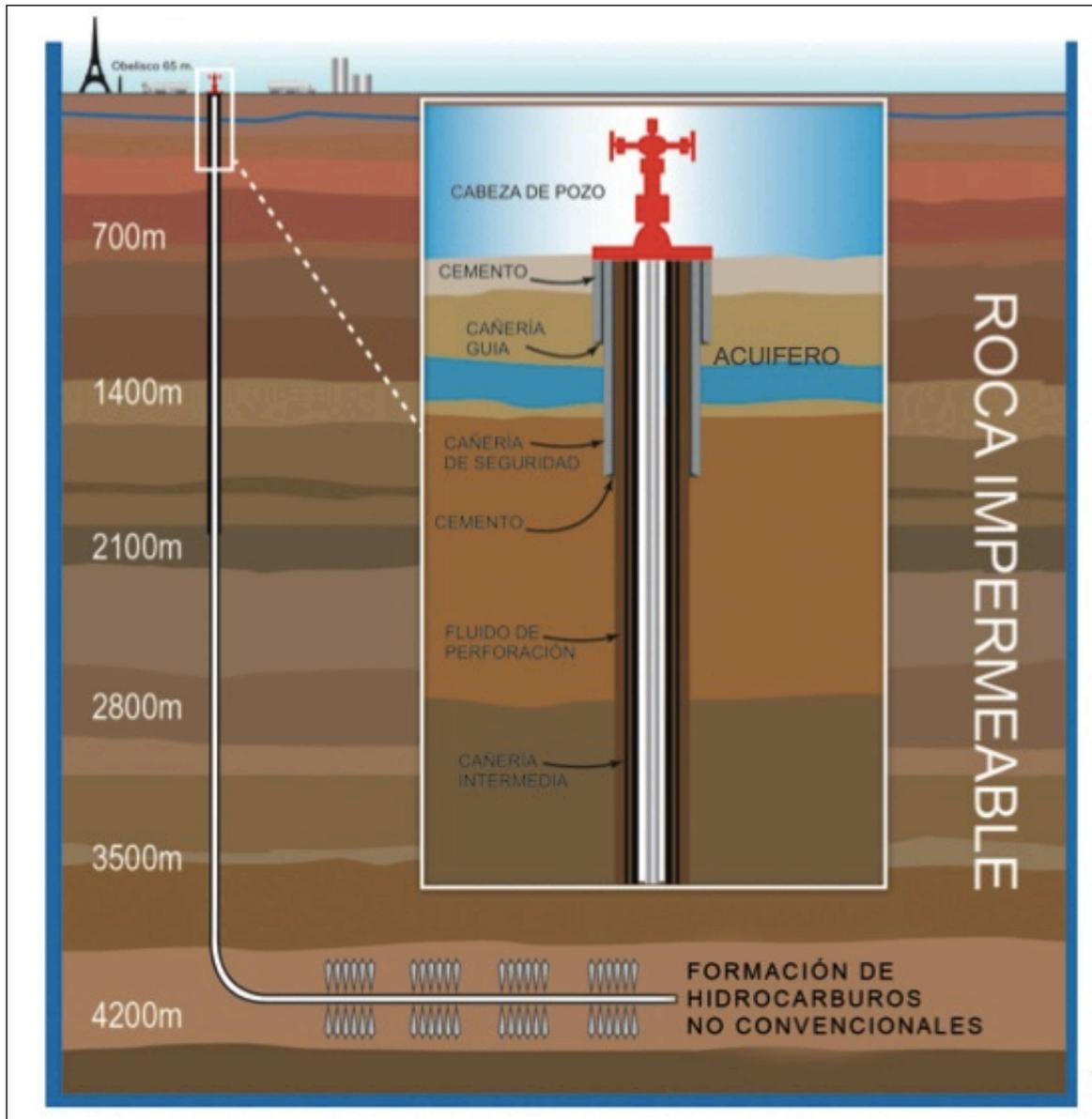
En el siguiente gráfico representando el reservorio Barnett (en Texas), extraído de un informe técnico español, vemos graficada la relación entre las fisuras generadas por detonaciones y su relación con el acuífero. El acuífero se representa en la zona superior de la imagen en color azul, mientras que las fracturaciones se representan en rojo. Vemos en este caso una buena distancia entre las grietas y el acuífero (unos 6,000 pies, o 1,800 metros) en la zona hacia la izquierda de la imagen, y una distancia más preocupante-aunque no necesariamente riesgosa hacia la derecha de la imagen (unos 2,000 pies o 600 metros)



fuelle: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. España

Si se producen fallas en el diseño y construcción de las perforaciones, pueden ocasionarse grietas en el revestimiento de cemento, permitiendo que el gas o el petróleo y otros productos químicos se infiltren en los acuíferos, las aguas subterráneas y otras fuentes de agua cercanas. En las zonas de extracción de carbón también pueden producirse fugas de metano locales y migrar a la superficie (Meiners 2001; Thielemann 2000). Muchas voces de los actores de la industria afirman que la mala construcción de las perforaciones es la culpable de los problemas ambientales asociados con el *fracking*.

En un informe publicado por el IAPG en el 2013, la asociación de empresas petroleras argentina afirma que en 65,000 pozos de petróleo perforados en el país (casi todos pozos convencionales), no hay registros de contaminación de acuíferos. Sin embargo existen causas judiciales por contaminación de napas por el sector petrolero. Evidentemente no existe aun una información histórica significativa para medir el riesgo de la fracturación hidráulica en la napas. Esto solamente se podrá medir con el tiempo, y si se establece una buena línea de base que mida la calidad de las napas y monitoree la afectación de la actividad en ellas. Resulta oportuno destacar que en la mayoría de los casos la contaminación de napas subterráneas es irreversible. La siguiente diagramación publicada por el IAPG representa la relación entre los acuíferos, el *casing* (tubería) y el reservorio.



Relación acuífero, casing (tubería) y reservorios según profundidad. Fuente: IAPG

Otro eventual problema con la integridad de los pozos está dado en función del tiempo. No hemos identificado estudios que aborden el deterioro en el tiempo de la integridad de los pozos, de la cañería, y del cemento en los pozos de *fracking* pero es lógico suponer que el riesgo de deterioro de la cañería con el tiempo (decenas o cientos de años) podría incrementar.

GESTIÓN DE LOS EFLUENTES TÓXICOS (AGUA DE RETORNO O FLOWBACK)

Otra dimensión ambiental de riesgo y de potencial impacto relacionada al *fracking* tiene que ver con el agua que se expulsa durante el proceso de extracción de hidrocarburos. Cuando se remueve la presión al pozo fracturado, el líquido surge por la boca del pozo, y en pocas

horas, la mayor parte es recuperado. Sin embargo, puede seguir subiendo líquido por varias horas, semanas o hasta meses después de la fracturación.

Esta es agua contaminada por los líquidos de *fracking*. Estamos hablando de *efluentes industriales*. La industria los califica como “agua producida”, pero de hecho son *efluentes industriales tóxicos*, cuya toxicidad se deriva de sus componentes químicos nocivos para el ambiente y para la salud humana, resultando que su consumo o el contacto con los mismos puede ser altamente perjudicial. Como se verá oportunamente en el capítulo legal, la Ley de Gestión Ambiental de Aguas⁸ de la República Argentina, sujeta a

“...las acciones aptas para provocar permanentemente o en una medida significativa, alteraciones de las propiedades físicas, químicas o biológicas del agua”⁹

ó la “...colocación e introducción de sustancias en aguas subterráneas...”¹⁰ (...) a la obtención de un “permiso de la autoridad competente”¹¹

que asegure el efecto neutro sobre los cuerpos receptores.¹²

Es decir, que las acciones consistentes en introducción de sustancias en aguas subterráneas, determinan la obligación de obtener un permiso y garantizar la neutralización del efluente. Al menos, mientras no se aprueben los denominados “... límites máximos de contaminación aceptables para las aguas de acuerdo a los distintos usos...”¹³.

En este informe, cuando nos referimos al agua contaminada que debe ser tratada, hablaremos de “efluentes industriales” o “efluentes tóxicos”. Evitaremos el empleo del término preferido por la industria, de “agua producida” o “agua de retorno” ya que su misma nomenclatura minimiza su grado de peligrosidad y toxicidad para el ambiente y para las personas.

⁸ Ley 25688, dictada en el marco de las facultades establecidas por el art. 41 de la Constitución Nacional y de conformidad a la Ley General del Ambiente.

⁹ Ley 25688, artículo 5, inciso “i”

¹⁰ Ley 25688, artículo 5, inciso “f”

¹¹ Ley 25688, artículo 6.

¹² En sentido concordante: Ley 2797 (1891) anexa al Código Civil; leyes 18.398, art.5, ley 22.190, Ley de Policía, Seguridad e Higiene del Trabajo 19.587 y su decreto reglamentario 351/79 y Código Penal, art. 200.

¹³ Ley 25688, Artículo 7, inciso “a”.

Podemos hacer un paralelo a una situación similar en la industria de extracción de minerales (la minería) que también debe *manejar y tratar efluentes tóxicos* producidos por la lixiviación mineral. En el caso del *fracking*, no se utiliza cianuro, pero en cada pozo se utilizan millones de litros de agua que son a su vez mezclados con decenas de miles de litros de químicos que incluyen solventes, anticongelantes, ácidos y anti-corrosivos. Esto implica la generación de millones de litros de agua contaminada por el conjunto de la actividad. Un estimado rápido, indica que:

- 1 pozo de *fracking* genera unos 11,000,000 de litros de agua contaminada
- 100 pozos de *fracking* (los que están en operación actualmente) producirían 1,100,000,000 litros de agua contaminada (1,100 millones de litros)
- 1,000 pozos de *fracking* (los que podrían estar en producción en unos años) producirían 11,000,000,000 litros de agua contaminada (11,000 millones)
- En otros términos, a 2 litros de agua consumido por habitante por día, con 1,000 pozos de *fracking* en operación, esto equivale a la contaminación de una cantidad de similar de agua a lo que consume toda la población de Argentina en seis meses.

Esta agua contaminada “producida” por el proceso de *fracking*, es extraída de los pozos y debe pasar por un proceso de tratamiento y disposición final. Este efluente tóxico generado en los procesos de *fracking* puede ser almacenada en recipientes parecidos a los contenedores de carga (ver foto a continuación).

¿Cuántos contenedores como los de la foto harían falta para almacenar el efluente tóxico de 1,000 pozos de *fracking*? Aproximadamente 350,000 contenedores del tamaño de los ½ contenedores utilizados por los barcos de carga internacional.

El efluente tóxico también puede ser depositado en piletones al aire libre. En términos volumétricos, ¿cómo serían estos piletones? Un piletón del tamaño de una cancha de fútbol de un metro de profundidad contiene aproximadamente 10,000,000 de litros de agua, es decir que el agua consumida y contaminada por 1,000 pozos de *fracking*, que luego debe ser tratada y controlada equivale a unos 1,000 piletones de agua del tamaño de una cancha de fútbol.

Otra forma de desechar este efluente tóxico (este es el más común) es inyectarlo en pozos subterráneos, donde queda permanentemente alojado en su estado contaminado. Si bien esta última opción es una forma de guardar el producto contaminado alejado de recursos naturales sensibles, debe considerarse que con el tiempo podrían haber riesgos de contaminación por infiltraciones a napas no-contaminadas.

Una parte de este efluente tóxico puede ser reciclado para volver a utilizarse en otra fracturación. El remanente debe ser aislado del ambiente por su toxicidad.

La industria considera a este proceso como *ordinario*, y *manejable* y en teoría supone que la tecnología existente es apta, eficiente y confiable para lograr un buen tratamiento y disposición del efluente tóxico. Opositores al *fracking* generalmente descreen en la idoneidad o la eficiencia en el tratamiento de esta agua contaminada. ¿Qué se hace con el efluente tóxico?, ¿cuánto es?, ¿cuál es su contenido químico?, y ¿cómo se maneja? está hoy en el centro del debate sobre el *fracking*.



Tanques de almacenamiento de efluente tóxico (agua producida). Fuente ALL Consulting (2008)

Como hemos señalado, existen diversas metodologías para tratar, almacenar y desechar el efluente tóxico. Repasaremos algunas de las más comunes:

1. Inyección Subterránea:

El destino más común para el efluente tóxico del proceso de *fracking* es la inyección subterránea en pozos profundos (Clark & Veil 2009). Para esto se debe estudiar la geología de la zona y buscar zonas de piedra porosa donde poder inyectar esta agua sobrante y contaminada. En algunos casos los pozos disponibles para la eliminación de aguas residuales son insuficientes y en estos casos se deben tomar otras medidas para disponer de este efluente tóxico. Una opción es la perforación de pozos para almacenar el efluente tóxico, pero la construcción de nuevos pozos de disposición no sólo consume una gran cantidad de tiempo, sino que además, es compleja y costosa (Arthur et al. 2008).

2. Descarga a plantas que ya existen para el tratamiento de aguas contaminadas:

En algunos casos, se pueden derivar aguas a plantas de tratamiento de aguas contaminadas ya existentes, habitualmente manejadas por agencias estatales/municipales/industriales etc., pero esto hasta la fecha no ha ofrecido una solución sustentable y depende mucho de cada localidad, actividad y de la capacidad de la infraestructura de tratamiento. En Argentina los efluentes tóxicos generalmente se inyectan en pozos sumideros, con una incipiente tendencia hacia el tratamiento de los mismos para su reutilización. La provincia de Neuquén ha dispuesto nuevas normativas que exigen el tratamiento del agua. No hay información disponible para cuantificar el monto inyectado vs. el tratado.



Equipos de tratamiento de agua contaminada por *fracking* en el Marcellu Shale; fuente: Onsite Water Treatment (2006)

3. Osmosis inversa

En el proceso de Osmosis inversa (OI), el agua contaminada se hace pasar a través de una membrana semi-permeable a presión, obteniéndose agua de alta pureza industrial, junto con un concentrado que requiere una disposición final (Gregory et. Al 2011). Generalmente el volumen de concentrado remanente que debe ser desechado representa un 20% del volumen inicial del agua contaminada que surge del proceso de extracción. (ALL Consulting 2003). La OI es un proceso de alto consumo energético, que plantea preguntas importantes sobre la disponibilidad de energía para realizar el proceso. Se considera que el tratamiento de aguas por OI no es económicamente viable para aguas contaminadas que contienen más de 40.000 mg / L TDS (*Total de Sólidos Disueltos*) (Cline et al. 2009).

4. Destilación termal y cristalización:

Las altas concentraciones de TDS en el efluente tóxico pueden ser tratadas por destilación y cristalización (Doran y Leong 2000). El agua residual es evaporada para separar el agua de sus constituyentes disueltos, pero el proceso tiene un alto consumo energético, al igual que la OI.

5. Otras opciones de tratamiento:

Otras tecnologías optativas son el "intercambio iónico y desionización capacitiva" (Jurenka 2007), que se limita al tratamiento de bajo TDS en agua contaminada, la evaporación de hielo-deshielo, que se limita a los climas fríos, lagunas de evaporación, que se limita a los

climas áridos y humedales artificiales y la reutilización agrícola (Veil et al 2004.), que están en gran medida limitadas por la tolerancia a la salinidad de la vida vegetal y animal "(Gregory et al 2011: 185).

6. Reutilización en el sitio para *fracking*:

Otra tecnología para la gestión del efluente tóxico es su reutilización en subsiguientes operaciones de fracturación hidráulica. La ventaja de esta opción es que el volumen de agua se reduce al mínimo posible y de la misma manera aliviana la carga ambiental externa que requiere tratamiento. Es importante aclarar que solamente un porcentaje (a veces pequeño) del agua es recuperable del proceso.

Indudablemente, la preocupación pública por el *fracking* pasa por la gran cantidad de agua contaminada generada en el proceso y cómo se maneja por la industria. Hace falta mayor precisión sobre esta dimensión de la actividad respecto a cómo se realiza y cómo se pretende realizar la actividad en Argentina.

TIERRA

La mayoría de los derivados del proceso de fracturación hidráulica se llevan a cabo en pozos de evaporación abiertos cercanos al sitio de perforación (Colborn 2011: 25). Estos pozos concentran productos químicos que por sus niveles de concentración pueden ser altamente tóxicos (Colborn 2011: 25). Los productos químicos son drenados después que un pozo se cierra, pero los residuos permanecen en el sitio, la contaminación remanente es significativa y de afectar los suelos puede ser grave generando un pasivo ambiental importante que debe ser monitoreado y controlado en el tiempo.¹⁴

En la siguiente imagen vemos un piletón a cielo abierto, diseñado para almacenar el efluente tóxico, separando el tóxico de la tierra por membranas.

¹⁴ Según CERCLA, un "sitio de respuesta elegible" se define generalmente como una zona industrial abandonada, que es "propiedad inmobiliaria, la expansión, la recuperación o reutilización de los cuales puede ser complicado por la presencia o posible presencia de sustancias peligrosas, agentes tóxicos o contaminantes ." 42 U.S.C. § 9601(39)(A), (41)(A) (2006)



Membrana que separa el agua contaminada utilizada en el *fracking* de la tierra. Fuente: ALL Consulting 2008

Organizaciones ambientales y muchos medios han reportado que las tierras cercanas a sitios de *fracking* suelen estar contaminadas. También existen riesgos e impactos por la evaporación de las aguas tóxicas almacenadas a cielo abierto. Se habla de una incompatibilidad agrícola en zonas de *fracking*. No nos constan estudios que han abordado la calidad tierras aledañas a zonas de *fracking*. Nuevamente, sería importante contar con una buena línea de base para asegurar la calidad de las tierras más cercanas a la actividad.

Como cualquier actividad industrial, los riesgos de impacto en la tierra, en el agua superficial y en el agua subterránea (lo que a su vez podría afectar la calidad de la tierra) es un riesgo real que debe ser abordado. Y si bien es cierto que el manejo de efluentes tóxicos generados por cualquier industria es un desafío del sector industrial, lo que distingue al sector petrolero con la actividad del *fracking*, es la enorme cantidad de agua utilizada por el proceso, presentando grandes desafíos industriales para un efectivo manejo del efluente tóxico.

AIRE

La actividad de *fracking* conlleva riesgos atmosféricos asociados con la perforación, con la extracción del gas, con la maquinaria utilizada para el proceso y por la contaminación de aire en el transporte del producto.

De acuerdo con un estudio realizado por la organización “*The Endocrine Disruption Exchange (TEDX)*”, el *fracking* puede generar varios problemas ambientales atmosféricos (Colborn

2011: 1042). Ciertos compuestos volátiles tóxicos como BETX, otros hidrocarburos y metano puedan escapar en algunas etapas de la fracturación hidráulica (Colborn 2011: 1042). Estos compuestos reaccionan con los óxidos de nitrógeno producidos por equipos diesel utilizados en los procesos, formando ozono troposférico que es el ozono superficial (Colborn 2011: 1042) precursor de metano.

Si se inhala, el ozono troposférico puede quemar el tejido alveolar del pulmón, causando el envejecimiento prematuro y la exposición crónica a menudo conduce a la aparición del asma y la enfermedad pulmonar obstructiva crónica (EPOC) (Colborn 2011: 1042). Si el ozono se combina con partículas en el aire, crea neblina, un fenómeno que ha demostrado ser perjudicial para la salud humana como lo demuestra el aumento de visitas a la sala de emergencia durante los períodos de elevación (Colborn 2011: 1042).

El ozono troposférico además de considerarse como un contaminante del aire altamente perjudicial para la salud, es asimismo muy dañino para los cultivos. En un Evaluación Integrada sobre el ozono troposférico producido conjuntamente por científicos del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Mundial de Meteorología se establece que el ozono troposférico causa disturbios en los patrones de lluvias y muertes prematuras por su efectos en la contaminación de aire. El informe estima que la presencia de ozono troposférico es la causa de pérdidas de 52 millones de toneladas de cultivos por año, equivalente del 1 al 4 por ciento de la producción global de maíz, arroz, soja y trigo cada año. (*Integrated Assessment of Black Carbon and Tropospheric Ozone. UNEP/WMO. 2011*)

Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE), el *fracking* puede resultar en la emisión de sustancias tóxicas incluyendo NO_x, compuestos orgánicos volátiles, material particulado, SO₂, y metano, causando de esta manera riesgos ambientales, climáticos y respiratorios. (USDOE, Abril 2009, p. ES5).

Uno de los argumentos de la industria a favor del *fracking* es que la quema de gas natural es menos nocivo para el ambiente (y en particular en términos de cambio climático) que otros combustibles fósiles. Si bien es cierta esta afirmación debemos distinguir entre lo que es la quema de gas natural en la *utilización* del producto, con la contaminación atmosférica producida en el lugar de la operación de *fracking*. Pues son dos cosas distintas.

En cuanto a la quema de gas en el uso del producto, podemos citar al USDOE. En comparación con otros combustibles, el gas natural tiene algunos beneficios notorios. El siguiente gráfico del USDOE realiza una comparación de las emisiones de diversas energías.

Combustión de Emisiones			
	(En libras / billones BTU de Energía Entrante)		
Contaminante Atmosférico			
	Fuente de Combustión		
	Gas Natural	Petróleo	Carbón
Dióxido de Carbono (CO ₂)	117,000	164,000	208,000
Monóxido de Carbono (CO)	40	33	208
Oxido de Nitrógeno (NO _x)	92	448	457
Dióxido Sulfúrico (SO ₂)	0.6	1,122	2,591
Particulado (PM)	7.0	84	2,744
Formol	0.750	0.220	0.221
Mercurio (Hg)	0.000	0.007	0.016
Fuente: EIA, 1998			

Sin embargo lo que nos preocupa del *fracking* en esta dimensión no es la quema del gas natural por quienes lo consumen, sino los posibles escapes de gas metano (precursor del ozono troposférico) y otras contaminaciones atmosféricas causadas por y en el lugar de la actividad de extracción. Cuando consideramos los impactos locales y climáticos en este enfoque, encontramos serias preocupaciones relacionadas con el *fracking* y las emanaciones producidas a tal punto de que su impacto climático en la extracción podría superar cualquier beneficio climático en el uso final del producto.

El escape de gas metano, por ejemplo, puede ocurrir en las diferentes etapas del proceso. Según un reciente informe de la CCAC (Coalición de Clima y Aire Limpio), y una iniciativa liderada por este grupo técnico con empresas petroleras para reducir emisiones de metano en la extracción de hidrocarburos, existen 9 fuentes principales de emisiones “fugitivas” que deben ser abordadas por la industria, en:

1. Maquinaria neumática que funciona a gas
2. Compresores centrífugos
3. Deshidratadores
4. Venteos
5. Venteo en cabezales de pozos
6. Pérdidas en maquinaria
7. Compresores recíprocos
8. Tanques de almacenamiento
9. Venteo en el momento del cierre de pozos

Considerando que el metano es justamente el gas comercializable, un escape representaría una ineficiencia económica para la empresa y por lo tanto, la misma tendría un incentivo importante para evitar escapes. Este es precisamente uno de los argumentos del sector

petrolero, que sistemáticamente niega la presencia de escapes de gas basado en la idea de que no querrían perder ganancias dejando escapar ineficientemente al producto comercializable. Sin embargo, es común (aunque es evitable) que un porcentaje a veces significativo del gas se pierda en el proceso y esto ocasiona no sólo pérdidas económicas para la empresa sino que también genera un impacto significativo para el ambiente y para la sociedad.

En la República Argentina, el escape de hidrocarburos está prohibido sería una contravención de la Ley Nacional de Hidrocarburos, que dice:

“Evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; si la pérdida obedeciera a culpa o negligencia, el permisionario o concesionario responderá por los daños causados al Estado o a terceros.”

El gas metano es altamente nocivo para el ambiente y en particular para la atmósfera, y es uno de los principales causantes del cambio climático con más de 20 veces más impacto de efecto invernadero que el CO₂. Es necesario evitar que el gas natural se filtre hacia la atmósfera en su camino a la superficie o que invada a los acuíferos de agua subterránea. Aún no es posible asegurar que el gas no se escape en las tuberías en superficie, en los procesos de tratamiento, o en el transporte del producto a destino o hacia plantas de tratamiento. Esto suele ocurrir mucho más de lo que la industria reconoce. La eventual contaminación por metano producto de fallas en la tecnología utilizada en la extracción y en el procesamiento del gas, es un punto fundamental que contrarresta el argumento que la explotación del gas natural es mejor que el carbón o que el combustible en términos de cambio climático.

¿Cuánto gas se pierde por ineficiencias en la extracción, procesamiento y transporte del gas? Es una pregunta para mayor estudio, ya que existen afirmaciones personales y científicas que van de menos de 1% a más del 10%, incluyendo algunas afirmaciones (fuertemente rebatidas por la industria) que estiman que hasta un 30% del gas extraído se pierde en el camino hacia los lugares de su utilización comercial.

OTROS RECURSOS NATURALES

El ozono troposférico que puede ser producido por el proceso de fracturación hidráulica tiene el potencial de dañar un número de especies de plantas, incluyendo coníferas, álamos, forraje, y alfalfa. Como mencionamos anteriormente el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Mundial de Meteorología alertaron que el ozono troposférico causa disturbios en los patrones de lluvias y muertes prematuras por su efectos en la contaminación de aire. Asimismo advirtieron que la presencia de ozono troposférico es la causa de pérdidas de 52 millones de toneladas de cultivos por año, equivalente del 1 al 4 por ciento de la producción global de maíz, arroz, soja y trigo cada año. (*Integrated Assessment of Black Carbon and Tropospheric Ozone. UNEP/WMO. 2011*)

ACTIVIDAD SÍSMICA

Durante el proceso de *fracking* la cañería del pozo, y la formación geológica es sometida a una fuerte presión para generar fracturas en la roca. Se utilizan detonaciones explosivas para abrir agujeros en la cañería principal, combinado con alta presurización hidráulica de los pozos. Esta metodología genera micro sismos (o micro temblores) que son mensurables con la instrumentación apropiada. Es evidente que esta estimulación explosiva y a presión hidráulica afecta a las condiciones geológicas de las formaciones cercanas al lugar de actividad. Se han establecido sensores para supervisar los impactos sísmicos del *fracking* y existen debates académicos de diversas posturas sobre este aspecto. Según la petrolera YPF de Argentina,

“la intensidad de la actividad sísmica proveniente de la inyección es 10,000 veces menor a lo detectable por los seres humanos [y según YPF], decenas de miles de pozos se han perforado con esta técnica y no se ha comprobado en ningún caso que provoquen sismos.”¹⁵

Sin embargo, en los estados de Ohio, Texas, Arkansas y otros en los Estados Unidos, numerosas afirmaciones y estudios indican que el *fracking* sí genera micro sismos que tienen o *pueden tener* impactos en las localidades donde se realiza la actividad.¹⁶ ¿Cuánto? Es una cuestión que aún necesita más estudios. En algunos casos, aunque no existen los estudios para comprobarlo, residentes en zonas de *fracking* asocian grietas en sus viviendas a las actividades de *fracking*.

Lo cierto es que la ciencia aun no ha determinado con precisión la relación entre la actividad de *fracking* y la actividad sísmica registrada en los alrededores. De todas maneras, es necesario abordar este tema en lugares donde la sismología geológica lo merite.

Efectos en la comunidad

EFFECTOS EN LA SALUD

Si bien el argumento de la industria es que los líquidos utilizados en la fracturación hidráulica se encuentran ampliamente presentes en la sociedad, en industrias, y en nuestros hogares, esto no implica que su consumo o la exposición a los mismos no sea nociva. Además, y a pesar de los argumentos de la industria que el porcentaje de líquidos de *fracking* en las mezclas con agua son pequeños (0,5 a 2%) en términos volumétricos, como hemos visto, los volúmenes de tóxicos representan importantes cantidades que en su conjunto pueden poner en serio peligro al ambiente y a las personas.

Los químicos y compuestos químicos utilizados en el líquido de fracturación, por más que sean líquidos comúnmente encontrados en hogares, mezclados con aguas de napas o cursos de agua superficial, pueden ser perjudiciales para la salud humana (Colborn 2011: 1039), y hasta pueden causar la muerte. No todos los posibles efectos se manifiestan inmediatamente (Colborn 2011: 1039). A continuación se muestra una tabla con algunos componentes dañinos que se encuentran en el fluido de *fracking* y sus efectos potenciales sobre la salud.

¹⁵ ver: <http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/mitos-y-verdades.html>

¹⁶ ver: <http://www.bloomberg.com/news/2013-08-27/texas-earthquakes-linked-to-oil-extraction-by-fracking.html>

COMPONENTE	EFFECTOS POTENCIALES EN LA SALUD
Sílice cristalino*	Silicosis y cáncer
Metanol*	Irritación de los ojos/daños, dolor de cabeza, fatiga, muerte
Isopropanol*	Irritación ocular, irritación respiratoria, borrachera, vómitos
Destilado liviano hidrotratado *	Irritación de la piel, irritación de los ojos, dolor de cabeza, mareos, daño hepático, daño renal, daño arterial
2-Butoxietanol *	Irritación ocular, irritación de la nariz, dolor de cabeza, náuseas, vómitos, mareos
Etilenglicol *	Estupor, coma, insuficiencia renal grave
Diesel*	Enrojecimiento, picazón, ardor severo daño en la piel, cáncer de piel
Hidróxido de sodio (lejía) *	Daño pulmonar, ardor ocular, ardor en la piel, quemaduras en las membranas mucosas, muerte.
Naftaleno *	Irritación de las vías respiratorias, náuseas, vómitos, dolor abdominal, fiebre, cáncer, muerte
Formaldehido	Daño pulmonar, problemas reproductivos en las mujeres, cáncer, muerte
Ácido sulfúrico	Corrosivo para todos los tejidos corporales, daño pulmonar, pérdida de la visión, cáncer, muerte
Benceno	Mareos, debilidad, dolor de cabeza, dificultad para respirar, constricción del pecho, náuseas, vómitos, insuficiencia de la médula ósea, leucemia, cáncer
Plomo	Daños del sistema nervioso, trastornos cerebrales, trastornos de la sangre, cáncer
Ácido bórico	Daño renal, insuficiencia renal
Combustible #2	Mareos, somnolencia, irritación ocular, irritación de la piel, cáncer de piel
Kerosen	Irritación ocular, irritación de la nariz, somnolencia, convulsiones, coma, muerte
Ácido fluorhídrico	El endurecimiento de los huesos, quemaduras, corrosión de los tejidos del cuerpo, irritación, muerte
Ácido clorhídrico	Corrosivo para los tejidos, irritación de los ojos, problemas respiratorios, muerte
Ácido fórmico	Quemaduras en la piel, quemaduras oculares, irritación de los pulmones y dolor, náuseas, vómitos

* Componentes comúnmente encontrados (¿Qué es fracking? 2012a)

Representantes de la industria en general sostienen que el proceso de fracturación hidráulica utiliza generalmente concentraciones pequeñas e insignificantes de sustancias químicas, y sugieren que son inofensivas para la salud humana. Uno de los argumentos más esgrimidos por el sector es que muchos de los líquidos de *fracking* se encuentran en los hogares.

La empresa YPF, de Argentina, por ejemplo, sostiene en su página de internet que:

“en la Argentina se utilizan sólo de 3 a 12 aditivos en muy bajas concentraciones. Estos químicos se pueden encontrar en helados, quesos, bebidas y artículos de higiene”.¹⁷

La mención de productos como el *helado* o el *queso* en la comunicación institucional por la industria petrolera, para denotar una supuesta inocuidad de los mismos es lamentable y engañosa, ya que está más que claro que muchas de las sustancias utilizadas en los líquidos de *fracking* (detergentes, benzina, kerosén, ácidos, etc.) no deberían mezclarse (y menos en altas concentraciones) bajo ningún punto de vista con comidas o con el agua potable.

Al respecto, el Departamento de Energía de los Estados Unidos advierte que si bien muchos de los líquidos utilizados en el *fracking* se encuentran en la mayoría de los procesos industriales, y hasta en la comida que ingerimos,

“el potencial existe de que derrames no calculados pueden tener serios impactos en la salud humana y en el ambiente.” (USDOE, 2009 p.62).

Otras visiones y afirmaciones sobre los líquidos de *fracking*, son algo más alarmantes, como un estudio realizado por TEDX, que afirma que la mayoría de estos productos químicos *no debe ser ingerido* en cualquier concentración por la población. (Colbron 2009: 1049).

Los efectos producidos por la ingestión, pueden no ser inmediatamente visibles y pueden manifestarse en períodos prolongados (Colbron 2009: 1049). Además, es difícil predecir los efectos en la salud potenciales de la combinación de varios compuestos químicos, especialmente si afectan a los mismos sistemas de órganos (Colbron 2009: 1049).

Las variables determinantes que condicionan a los impactos son por ejemplo, la concentración de los químicos, la proximidad humana a los sitios de *fracking*, el proceso y la forma de exposición. Un estudio realizado por McKenzie (2012) muestra que los residentes que viven a $\leq \frac{1}{2}$ milla (0,8 km) de los pozos se encuentran en mayor riesgo por los efectos resultantes a la explotación de gas natural que aquellos que residen a $> \frac{1}{2}$ milla (0,8 km) de los pozos.

“La exposición crónica a contaminantes del aire durante las actividades de terminación de pozos presentan el mayor riesgo de efectos sobre la salud. El índice de riesgo crónico no-carcinógeno es de 5 para residentes a $\leq \frac{1}{2}$ milla (0,8 km) de los pozos, es principalmente a causa de la exposición a trimetilbencenos, xilenos e hidrocarburos alifáticos” (McKenzie 2012: 1).

¹⁷ ver: <http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/mitos-y-verdades.html>

Como los productos químicos se utilizan tanto en el desarrollo como en el proceso de la fracturación hidráulica, existen problemas de salud en todas las etapas del proceso (Colbron 2009: 1053). Esto implica que el impacto en el ambiente y salud humana del *fracking*, puede ocurrir incluso antes de comenzar la fracturación hidráulica (Colbron 2009: 1053).

RADIOACTIVIDAD

Toda actividad que interviene formaciones geológicas, que extrae piedra, que perfora la tierra, tiene riesgo de entrar en contacto con minerales con radioactividad. Esto dependerá de la formación geológica y su composición mineral. La extracción de minerales en el proceso de perforación de pozos por fracturación hidráulica no es ajena a esta realidad y en algunos casos puede resultar en la extracción y el subsiguiente depósito de piedra y barros con bajos contenidos radioactivos. Acumulados, estos restos podrían representar un riesgo considerable para quienes están permanentemente en contacto con ellos.

Las rocas madres también tienen elementos radioactivos (por ejemplo, Torio y Uranio) como parte de su composición natural, sin embargo debe tenerse en cuenta que dichas rocas también se encuentran expuestas en superficie en las zonas montañosas (en la cordillera, por ejemplo), por lo que la presencia de estos elementos en superficie no son condiciones anómalas. Nuevamente, una cosa es el mineral radioactivo disperso en el ambiente, y otra es su concentración antropogénica en lugares precisos. Deberían realizarse estudios científicos para verificar las concentraciones y los límites preestablecidos como seguros.

Si bien los casos dependen de las formaciones geológicas, y si bien las cantidades de dichos minerales son generalmente muy bajas o nulas, la acumulación de estos residuos en la superficie y en maquinaria utilizada podría generar riesgos, por ejemplo, para operarios que están en contacto diario con el equipamiento de trabajo afectado, y esta situación por lo tanto debe ser considerada y abordada en el procedimiento. En el caso de la producción de gas, se trata de minerales como el uranio, el radio y el torio (o el gas radón) que pueden ser transportados a la superficie por los elementos de perforación y/o por el agua producida. (USDOE, 2009, p.70).

No existen datos sobre niveles significativos de radioactividad de las rocas utilizadas en el *fracking*. Existe una excepción, sin embargo, en relación con la mineralización hidrotermal en las minas de carbón. El aumento de la carga de radionucleidos del agua de la mina está probablemente relacionado con la presencia de minerales de bario (baritina) (GD NRW 2012). Sí se ha detectado en algunas formaciones geológicas, bajos niveles de material naturalmente radioactivo (en inglés, NORM—*Naturally Occuring Radioactive Material*). Este material puede depositarse en la superficie de las tareas de *fracking* y debe ser monitoreado para asegurar que su concentración no supere los niveles tolerables. (USDOE, Abril 2009, p. ES4-5).

MERCURIO EN METANO EN CAPAS DE CARBÓN

Se conoce desde hace tiempo, que el gas natural contiene mercurio en estado gaseoso. Esto depende fundamentalmente de la roca madre del gas natural. Algunos carbones contienen una baja cantidad de mercurio gaseoso. Otras rocas, como por ejemplo los suelos rojo pérmicos en Peckensen, Alemania, contienen un mayor volumen de mercurio, que debe ser tratado durante la producción (GD NRW 2012).

CONFLICTOS EN EL MUNDO EN TORNO A LAS OPERACIONES DE *FRACKING*

La explotación del gas y del petróleo no-convencional es la primer actividad masiva industrial que nace y tiene su boom económico en la era de *Facebook* y otras redes sociales, donde la información circula rápidamente y hasta viralmente.

No es de sorprendernos entonces, que el *fracking*, una actividad riesgosa para el ambiente y proyectada en gran escala, haya generado muchísima actividad cibernética, y tampoco es sorprendente que la extracción de hidrocarburos no-convencionales haya suscitado un significativo movimiento social y ambiental en contra de la actividad. Es una actividad industrial de alto riesgo que nace en una era de alta preocupación ambiental con una avanzada capacidad social de transmitir y retransmitir información.

En la mayoría de los países donde ya se está haciendo *fracking*, o donde se ha proyectado la extracción de gas no-convencional por el proceso de la fracturación hidráulica, existen fuertes movimientos ambientalistas locales y nacionales *en contra* de esta forma de producir energía. Estos movimientos están interconectados entre si mediante vínculos tecnológicos como Facebook, Twitter, y otros medios de comunicación. La ola anti-*fracking* es un “tsunami” en movimiento siguiendo al sector por donde va.

Contrapuesto a estos movimientos “anti-*fracking*” tanto la industria como los gobiernos locales o nacionales que quieren promover la actividad, ofrecen discursos, publicaciones y páginas de internet que argumentan sobre la inocuidad de la tecnología utilizadas, y proponen que quienes se oponen al *fracking*, desconocen o exageran los impactos de la actividad. Prácticamente no hay diálogo entre las partes y la confrontación llega a niveles ideológicos.

¿Porqué esta divergencia radical de posiciones?

Ciertamente, donde ha habido *fracking*, ha habido también problemas ambientales y de salud humana. Aguas superficiales contaminadas, escapes de metano, nubes de aire contaminado que causan nauseas, vómitos y desmayos, en algunos casos contaminación de



Imagen que recorrió el mundo del documental *Gasland*, mostrando la combustión del agua en un hogar de Estados Unidos cercano a pozo de *fracking*.

napas, problemas y aumentos significativos en accidentes de tránsito, y en otros casos micro temblores, son algunas de las características que acompañan a la actividad.

¿Es simplemente porque donde hay actividades industriales existen este tipo de impacto? ¿O por el contrario, tiene que ver específicamente con la fracturación hidráulica?

La película *GASLAND* (2010),¹⁸ de John Fox, nominada para un premio como mejor documental del año, por los Premios de la Academia cinematográfica, documenta los problemas ambientales sufridos por comunidades en Estados Unidos a causa del *fracking*. En la película se muestra como una persona abre el grifo de agua de una canilla en su hogar, le acerca una llama, y genera una explosión impresionante, debido al contenido de solventes combustibles en las napas de agua. (ver foto arriba)

La difusión de esta película y esta escena en particular se viralizó y despertó el movimiento *anti-fracking* en el mundo entero. Este movimiento cobró fuerza en el período 2010-2013. Se hicieron numerosas películas documentales que muestran los problemas ambientales, sociales (de salud), de tránsito, de ruido, etc. que afrontan comunidades donde se realiza el *fracking*. Celebrities como Yoko Ono y Susan Sarandon lideran campañas pidiendo la prohibición de *fracking* en estados como New York. Estos movimientos *anti-fracking* tienen resonancia internacional en países como Francia, Inglaterra, Alemania e incluso Argentina.

Al poco tiempo, también aparecieron *contra-documentales*, numerosas páginas de internet incluyendo varias páginas del sector petrolero (como la de Chevron)¹⁹, inclusive multimedios como FOX, defendiendo la industria, y acusando a *GASLAND* y a otras voces *anti-fracking* de exagerar o mentir sobre los impactos del *fracking*.

Asimismo, la industria ha tenido que afrontar diversas acciones judiciales por impactos ambientales y sociales, en distintas jurisdicciones.

Sea por la falta de uso de las tecnologías adecuadas o por la falta de los controles apropiados a la industria, o por las características y la imprevisibilidad de las condiciones geológicas en el lugar donde se realiza *fracking*, estos problemas, en distintos grados de seriedad, son reales y tangibles y esto ha generado la reacción de las comunidades y en algunos casos de autoridades políticas.

Aquí enumeramos algunos de los casos más notorios.

ESTADOS UNIDOS

Pennsylvania

En 2009, el fallo *Zimmerman v Atlas América* fue uno de los primeros casos específicamente relacionados con el *fracking* en los Estados Unidos (Nicholson y Blanson 2011). Los Zimmermans y Atlas America, LLC ("Atlas") celebraron un contrato que dio a la empresa el derecho de llevar a cabo *fracking* en su finca, conservando para la familia solamente los derechos de superficie de su propiedad (Nicholson y Blanson 2011). Después de iniciada la perforación, los Zimmerman alegaron que Atlas empleaba el uso de químicos tóxicos que contaminaban sus fuentes de agua y que esto estaba destruyendo su granja de tomates (Nicholson y Blanson 2011). Los Zimmerman decidieron demandar a la compañía por

¹⁸ ver película en: <http://www.gaslandthemovie.com>

¹⁹ ver: http://www.chevron.com/deliveringenergy/naturalgas/shalegas/?utm_campaign=Energy_Sources_-_Shale_Gas_English&utm_medium=cpc&utm_source=google&utm_term=fracking&utm_content=sQ6N3seZe_dc|pcrid|19965568009|pkw|fracking|pmt|p

molestias, negligencia, fraude y engaño, por incumplimiento de su contrato, y además por la violación a la ley estatal (Nicholson y Blanson 2011).

Poco después del caso Zimmerman, diecinueve familias demandaron a Cabot Oil & Gas Corporation ("Cabot") por fundamentos similares. Este caso se conoce como *Fiorentino v Cabot Oil & Gas Corporation* (Nicholson y Blanson 2011). Los demandantes alegaron que Cabot "permitió que se genere una presión excesiva en los pozos de gas cerca de las casas y pozos de agua de los demandantes, resultando en una explosión causando un derrame de gasóleo en el terreno cerca de sus casas y pozos de agua. Argumentaban también que la empresa descargó barro de perforación a zanjas de desviación y que causó tres derrames significativos dentro de un período de diez días" (Nicholson y Blanson 2011). El Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania también inició acciones contra Cabot en representación de los residentes de Pennsylvania cuyos pozos habían sido contaminados por la empresa con metano como resultado de operaciones de *fracking*. Este caso fue finalmente resuelto, y las familias representadas recibieron la suma general de US\$4.1 millones y Cabot pagó una multa de US\$ 500,000 al estado. Mientras a las familias se les permitió mantener su demanda judicial preexistente *Fiorentino*, a Cabot también se le permitió reanudar la fracturación hidráulica (Nicholson y Blanson 2011).

En 2010, trece familias demandaron a *Southwestern Energy Production Company* ("*Southwestern*") en *Berish v. Southwestern Energy Production Company*, et al. Los demandantes en este caso afirmaron que *Southwestern* había perforado cerca de los pozos de agua y que, debido a que los pozos fueron entubados incorrectamente, ciertos contaminantes habían penetrado en sus pozos de agua. Al menos uno de estos demandantes ha demostrado síntomas neurológicos indicativos de la exposición a metales pesados. En el caso de Berish las acciones se enfocaron en la negligencia de la empresa, en las molestias producidas, y sobre la violación de la ley estatal. Los demandantes también alegan que *Southwestern* sobrepasó su permiso de estar en el terreno por presuntamente causar contaminación de agua (Nicholson y Blanson 2011).

En el fallo *Armstrong v Chesapeake Appalachia* se sostienen muchos de los fundamentos esgrimidos en otras acciones judiciales, casos Fiorentino y Berish. Los demandantes alegan que Chesapeake Appalachia LLC y otras dos empresas emplearon un cemento defectuoso para construir las carcasa de sus pozos de *fracking*, conduciendo a la descarga de metano, etano, bario y otras sustancias en sus pozos personales a unos tres kilómetros de distancia (Nicholson y Blanson 2011).

Texas

En el Estado de Texas el *fracking* se extendió considerablemente por su territorio, y ha sido objeto de numerosas acciones legales relacionadas con la actividad en los últimos años. Uno de estos casos es de la familia Scoma quien demandó a *Chesapeake Energy Corporation* y dos empresas vinculadas (en conjunto "*Chesapeake*") en vistas a sus actividades de *fracking* en el juicio conocido como *Scoma v. Chesapeake Energy Corporation*, et. al. Chesapeake, según lo alegado por los demandantes, la empresa almacenó los residuos de perforación y dispuso de los mismos cerca de la vivienda de los Scoma (Nicholson y Blanson 2011).

EUROPA

Francia

En Francia, debido al temor por los daños ambientales impredecibles que pueden ser ocasionados por el *fracking*, la actividad está prohibida desde Octubre de 2011.

Bulgaria

En Bulgaria, luego de fuertes protestas por parte de la población y de grupos ambientalistas, el parlamento búlgaro prohibió la fracturación hidráulica en Enero del 2012.

Alemania

Desde 1961 la fracturación hidráulica se utiliza para mejorar la productividad de la perforación de hidrocarburos, así como pozos geotérmicos en la Baja Sajonia, Alemania. Esta tecnología también se utiliza para la producción de agua potable y saneamiento de los sitios contaminados. En geotérmica un método técnicamente similar se aplica para mejorar las propiedades del depósito (estimulación), pero el fluido de trabajo incluye sólo agua sin aditivos químicos.

En 1995, se llevó a cabo la perforación de gas metano de carbón "Natorp 1" en Warendorf, Renania del Norte-Westfalia, Alemania. En octubre de 2009 el ex primer ministro de Baja Sajonia, Christian Wulff, anunció que la empresa ExxonMobil buscaría gas natural no convencional en la Baja Sajonia, Alemania.

El 22 de abril de 2010 la revista "Der Spiegel" publicó un artículo titulado Gas Natural - Cazadores de recursos pueden soñar con el Boom de la Producción (www.spiegel.de, 22.04.2010). El 18 de noviembre de 2010 la película "Gasland", de Josh Fox muestra las probables consecuencias del *fracking* con los métodos utilizados en los Estados Unidos. Sensibles al avance del movimiento anti-*fracking* en otros países del mundo, desde principios de 2011, se han realizado numerosas protestas públicas en Renania del Norte-Westfalia Alemania contra el *fracking*.

En noviembre de 2011, se emitió una moratoria en Renania del Norte-Westfalia y otros estados de Alemania con el fin de suspender todas las peticiones para la producción de gas no convencional hasta que el Gobierno Federal realice los estudios adecuados a propósito de los riesgos de la fracturación hidráulica para el ser humano y la naturaleza. Un estudio encargado por el Gobierno Federal publicado en septiembre de 2012, establece que el *fracking* es arriesgado, debido a los aditivos químicos utilizados. Las preocupaciones sobre la disposición de las aguas y residuos contaminados, llevaron al gobierno de Renania del Norte-Westfalia, Alemania a prohibir la perforación de la fracturación hidráulica.

En otros estados alemanes el *fracking* puede tener lugar bajo condiciones estrictas y fuera de las zonas de protección de aguas subterráneas.

AUSTRALIA

En 2012 Australia impuso una moratoria frente al *fracking*, reconociendo las protestas de los granjeros contra esta actividad.

ARGENTINA

La llegada de la tecnología de extracción de gas natural no-convencional también ha sido acompañada por acciones públicas y comunitarias en contra de la actividad, incluyendo acciones legales que han apuntado a frenar emprendimientos. Más recientemente, la firma de contratos entre el gobierno nacional y la empresa Chevron, y entre Chevron y la recientemente estatizada YPF han generado importantes manifestaciones y situaciones de conflicto público incluyendo represión policial en diversas zonas de Neuquén, donde se pretende realizar la actividad.

Chubut

En Comodoro Rivadavia, en 2013 se trató el caso que involucra a la empresa estatal YPF y al Estado de Chubut, por afectados locales del proyecto La Greta ubicado en Río Mayo Chubut. Los demandantes reclaman el derecho de consulta indígena, que fue ignorado por el Estado y por la empresa. También se acusa a las autoridades y a la empresa de falsificar información y desproteger zonas arqueológicas. Por resolución de la justicia, se otorgó un amparo judicial en contra de la empresa y del Estado, e YPF debió suspender actividades en La Greta.

Neuquén

En la provincia de Neuquén se ubica el mayor depósito de shale gas de la Argentina, y también el mayor interés privado y público por iniciar la explotación del mismo, particularmente de la reserva que lleva el nombre de Vaca Muerta. Comunidades indígenas mapuches han reclamado su derecho a ser consultadas antes del avance del proyecto, pero ni las autoridades provinciales ni las nacionales han otorgado este derecho a la comunidad a pesar de sus obligaciones internacionales como Estado Parte. Varias manifestaciones han ocurrido desde el anuncio del Estado de su interés en explotar Vaca Muerta. Luego del anuncio de un acuerdo entre YPF y Chevron para iniciar actividades, que permanece secreto al público, se incrementó el rechazo público de las comunidades a la explotación. Algunos representantes mapuches tomaron instalaciones de pozos en Vaca Muerta en el momento que YPF pretendía firmar el acuerdo secreto con Chevron. Luego, cuando se propuso que la legislatura de Neuquén aprobara una versión provincial del acuerdo, marcharon miles de personas en contra del avance del proyecto. La policía abrió fuego contra los manifestantes, tirando balas de goma y gases lacrimógenos, la represión policial fue brutal y documentada por los medios de comunicación presentes.

LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA EN ARGENTINA:

Argentina posee uno recursos de gas no-conventional estimados en 77 trillones m³ de GIP. 21.9 trillones m³ se consideran técnicamente recuperables (Boyer et al. 2011).



Figura 5: Cuencas de shale en Sudamérica (Boyer et al. 2011)

LOS POZOS DEL FRACKING

En la actualidad existen en el país alrededor de 100 a 200 pozos horizontales (de estos, habría una decena de pozos en cuenca neuquina para la extracción de shale gas/oil). El número exacto de los pozos varía según la fuente y las declaraciones de diversos funcionarios públicos y representantes privados realizadas ante diversos medios. La información divulgada por lo medios respecto al *fracking* es algo confusa ya que en algunos casos se refiere a perforaciones horizontales pero no se aclara si es para la extracción de no-conventionales (ya que podría haber perforación horizontal en pozos convencionales), y en otros casos, pueden haber pozos con fracturación hidráulica que no necesariamente son horizontales. Existe confusión en los medios de comunicación respecto a la extracción por fracturación hidráulica de “gas no convencional” versus la extracción de “petróleo no-conventional”, términos que muchas veces se usan de manera intercambiable, cuando en realidad no es lo mismo. Otro factor que genera cierta confusión, es el estado de actividad del pozo. Visto que la fracturación hidráulica se realiza en períodos precisos de tiempo, con la posibilidad de “re-fracturar” un pozo, pueden haber pozos que hayan estado recientemente activos, pero que hoy no lo están. Por otro lado, podrían haber pozos que se exploraron pero que no se “fracquearon”.

Una manera de obtener información sobre la actividad es mediante las *Declaraciones Juradas* presentadas por empresas operando en el sector realizadas ante el *Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios*. La mayoría se encuentran en la cuenca Neuquina.²⁰

En el caso de YPF (Vaca Muerta), habría unos 70 – 80 pozos en producción del shale (más de 100 perforados), de los cuales aproximadamente 6 pozos son horizontales.

En la mayoría de los casos son pozos en exploración, mientras que algunos ya son pozos en extracción. Ernesto López Anadón, Presidente del Instituto Argentino de Petróleo y Gas, señala que recientemente se han puesto en marcha numerosas actividades de exploración y explotación de *no-convencionales*. Menciona entre estas:

Lugar	Tipo de No Convencional
<i>En Vaca Muerta</i>	
Vaca Muerta	Shale Gas y Shale Oil
Lajas	Tight Gas
Mulichinco	Tight Oil y Tight Gas
D-129	Shale Oil y Tight Oil
<i>En la Cuenca Neuquina</i>	
Los Molles	Shale Gas y Tight Gas
Agrio	Shale Oil
<i>En el NOA</i>	
Yacoraite	Shale Oil, Tight Oil y Tight Gas
Los Monos	Shale Gas
<i>En el Golfo de San Jorge</i>	
G. de SJ	Shale Oil y Shale Gas
<i>En el Chaco Paranaense</i>	
Chaco-Paranaense	Shale Oil
<i>En la Región Cuyana</i>	
Cacheuta	Shale Oil
Potrerillos	Tight Oil
En Cuenca Austral	No Aclara tipo

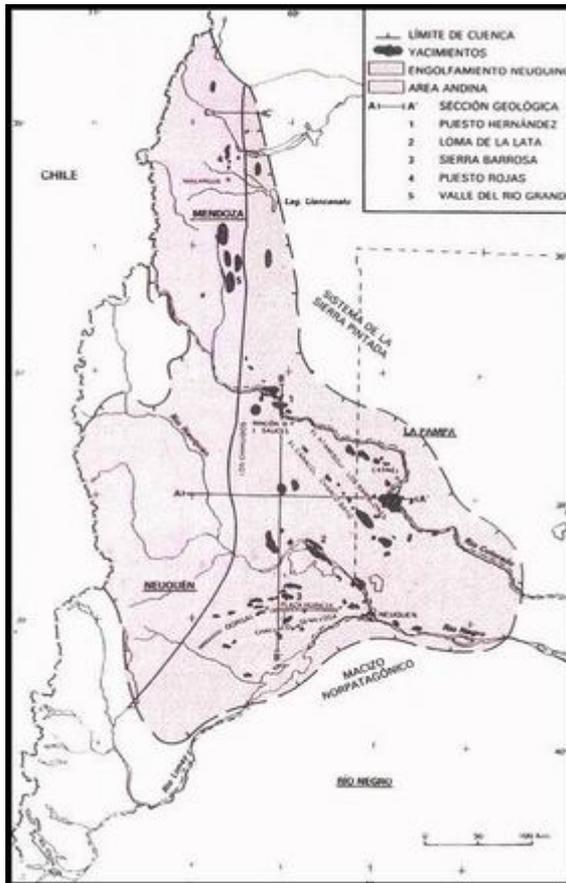
Fuente: Revista Petroquímica, Petróleo, Gas & Química. No. 289, p.44

La cuenca Neuquina, constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia de Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y sector meridional de la provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sud.

Los límites noreste y sudeste son de naturaleza cratónica y están constituidos respectivamente por el Sistema de la Sierra Pintada y el Macizo Nordpatagónico; mientras que el sector oeste posee una estructura de arco volcánico.²¹

²⁰ Fuente: https://www.se.gov.ar/datosupstream/consulta_avanzada/listado.php (6-9-2013)

²¹ Fuente: <http://energia3.meccon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=812> (6-9-2013)

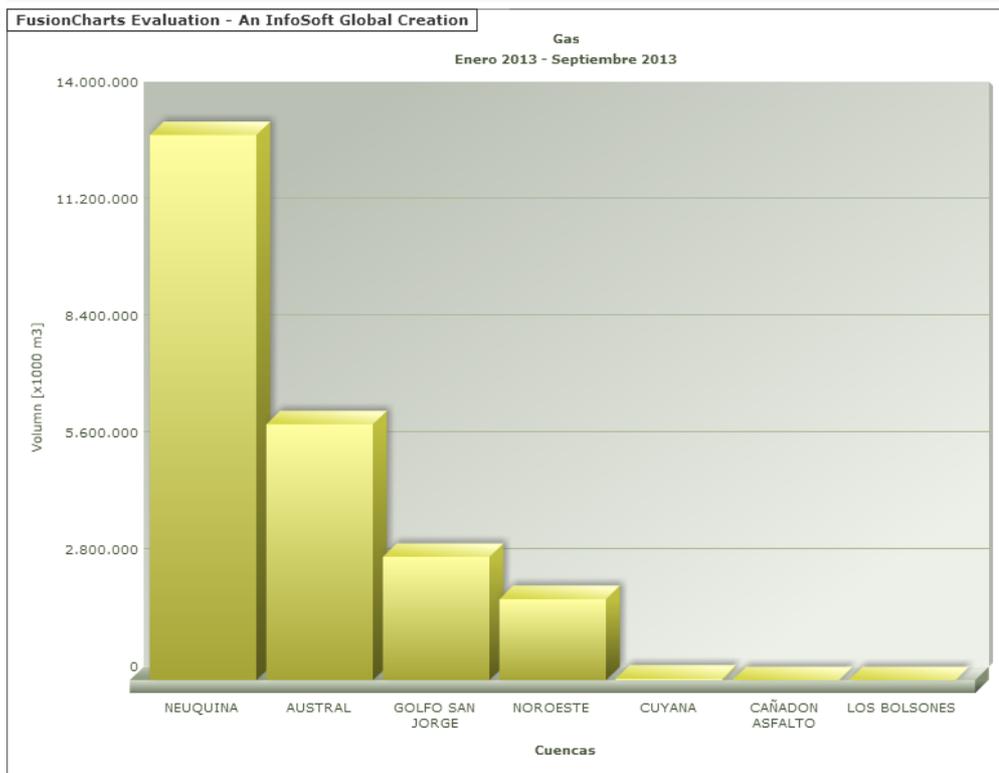


Según fuentes provinciales de Neuquén, la evolución de actividad en pozos no-con convencionales (repartidos en gas tight/shale) es la siguiente:

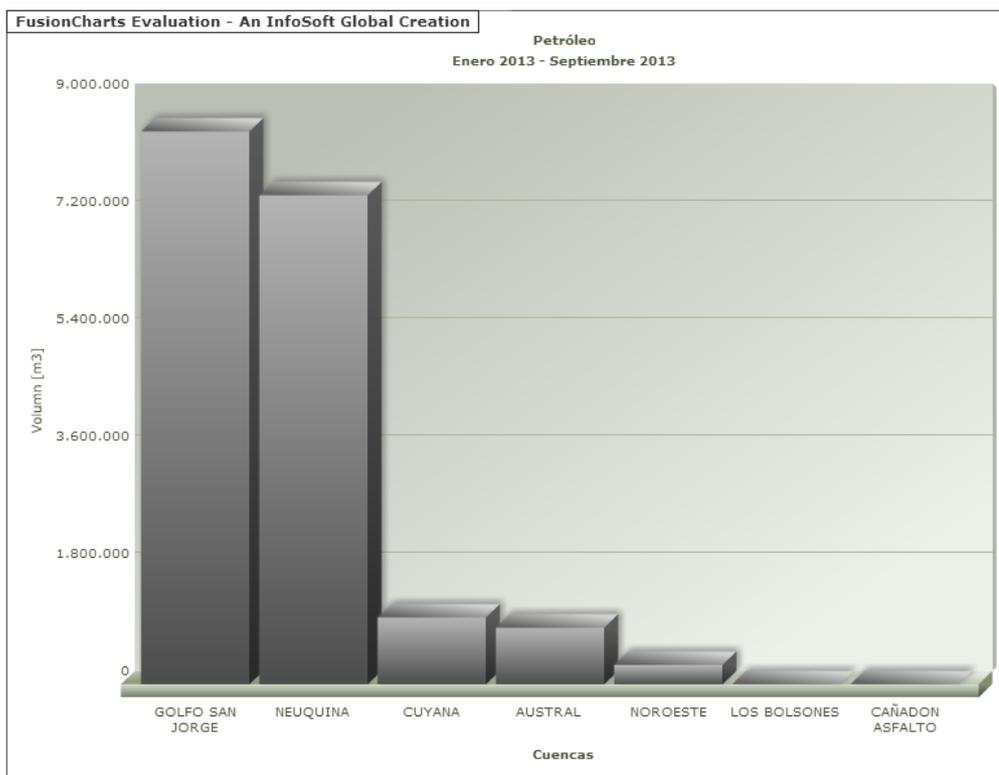
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*	TOTAL
Tight	5	4	23	34	34	20	23	1	144
Shale	6	1	0	5	10	26	51	23	122
TOTAL	11	5	23	39	44	46	74	24	266

* la información es únicamente hasta el mes de marzo.

La cuenca Neuquina lidera la producción de gas en el último año, y ocupa el segundo lugar en producción de petróleo. Según gráficos provistos por el *Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios* desde enero a septiembre de este año la producción de gas y de petróleo en la Cuenca Neuquina fue de 13.051.229,77 [x1000 m3] y 7.495.229,54 [m3] respectivamente. Si bien esta representación es de gas *convencional*, podemos suponer que la explotación de los *no-convencionales* podría seguir esta tendencia y repartición porcentual.



Fuente: https://www.se.gov.ar/datosupstream/graf_prod_cuencas.php?gas=1&ejecutar=1



Fuente: https://www.se.gov.ar/datosupstream/graf_prod_cuencas.php?petroleo=1&ejecutar=1

Existen actualmente en producción numeroso pozos horizontales, no existiendo datos específicos de cuantos de ellos utilizan la fracturación hidráulica como metodología de extracción. Los datos contemplan la producción de gas y petróleo acumuladas en m³.

De la información provista através de <http://goo.gl/f7HZZE> (Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios) se observa que la empresa YPF S.A. es quien más pozos horizontales posee con 154 pozos en las provincias de Mendoza y Neuquén. En términos comparativos con los hidrocarburos convencionales, YPF S.A. opera alrededor de 30.000 pozos, representando actualmente los pozos horizontales, el 0.51% de su producción total.

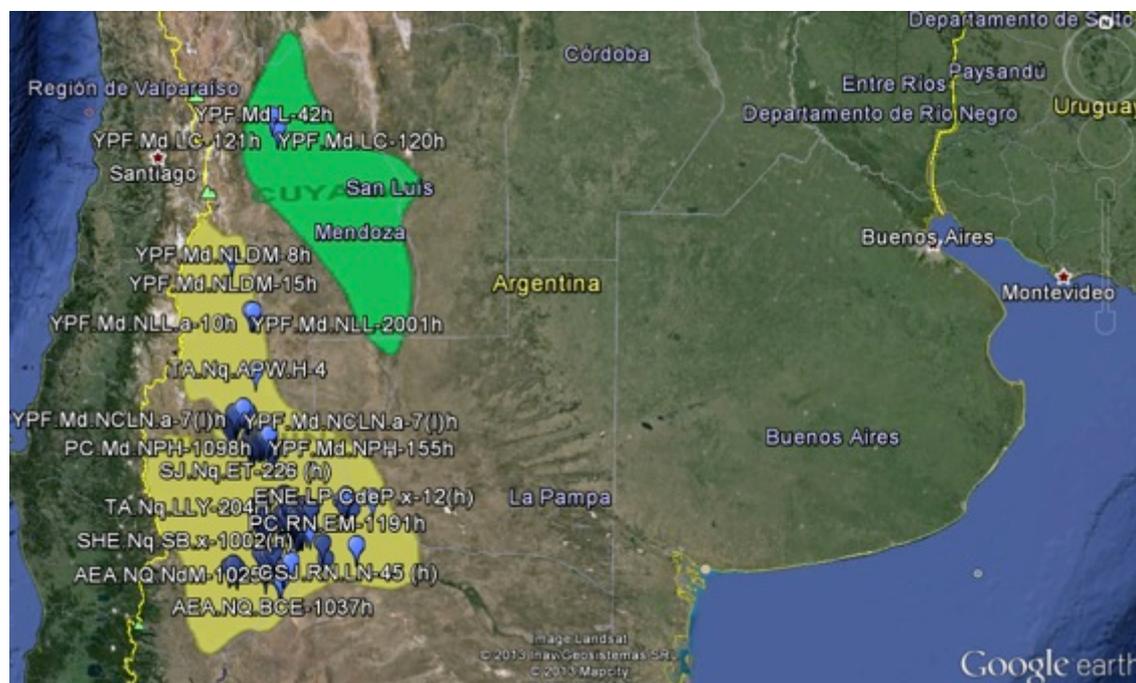
Capítulo IV - DDJJ de Producción

Empresa: YPF S.A.
 Período: Julio de 2013
 Fecha: 09-08-2013 15:02
 Código de verificación DDJJ: 5592 / 3
 (Nota: La leyenda 'Mm3' se usa representando 'Miles de m3')

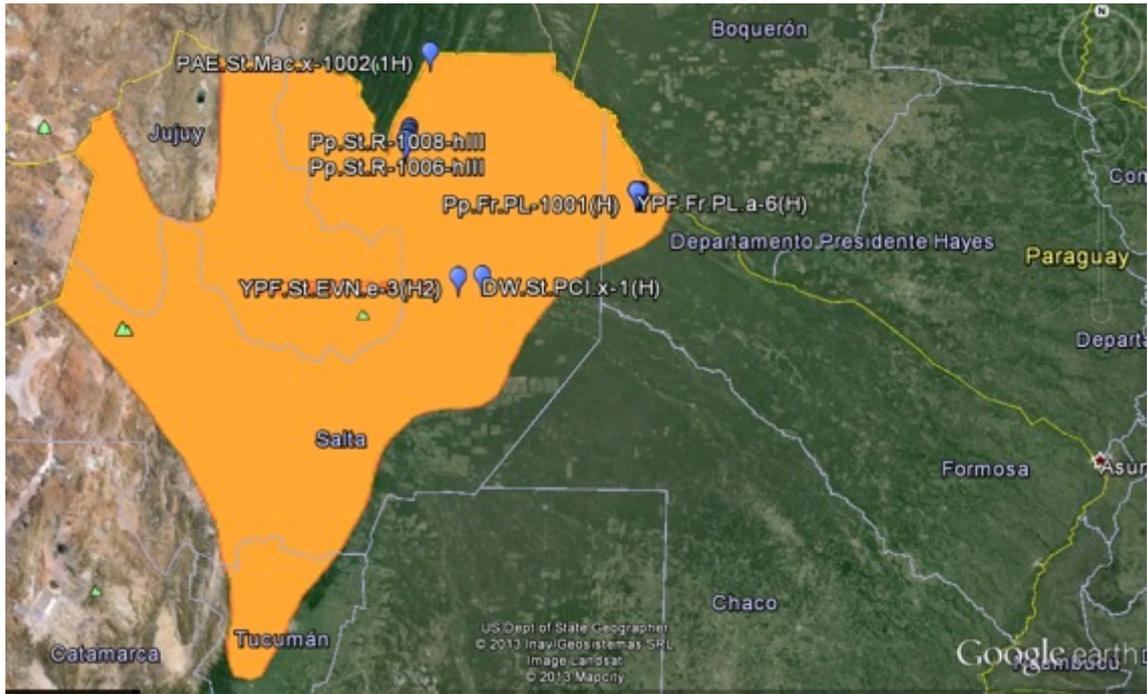
Cuenca	Provinc	Área	Yacimiento	ID Po	Sigla	Form.Prot	Cód.Propit	Nom.Propio	d.Me
CUYANA	Mendoza	BARRANCAS	ESTRUCTURA CRUZ DE PIEDRA	122305	YPF.Md.L-42h	LCAB	AR0200004671	YPF.Md.L-42h	0
CUYANA	Mendoza	BARRANCAS	LUNLUNTA-CARRIZAL	123306	YPF.Md.LC-120h	CRIN	2,01051E+11	YPF.Md.LC-120h	0
CUYANA	Mendoza	BARRANCAS	LUNLUNTA-CARRIZAL	122792	YPF.Md.LC-121h	CRIN	AR0200000614	YPF.Md.LC-121h	248,3
CUYANA	Mendoza	BARRANCAS	LUNLUNTA-CARRIZAL	123307	YPF.Md.LC-122h	CRIN	2,01051E+11	YPF.Md.LC-122h	0
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	133383	YPF.Md.NCAm-23h	MULI	AR0200006101	YPF.Md.NCAm-23h	76,91
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	133669	YPF.Md.NCAm-30h	MULI	AR0200006905	YPF.Md.NCAm-30h	146,2
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134967	YPF.Md.NCAm-33h	MULI	AR0200007145	YPF.Md.NCAm-33h	44,66
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134379	YPF.Md.NCAm-34h	MULI	AR0200007043	YPF.Md.NCAm-34h	88,75
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134133	YPF.Md.NCAm-36h	MULI	AR0200006116	YPF.Md.NCAm-36h	131,2
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134693	YPF.Md.NCAm-37h	MULI	AR0200006119	YPF.Md.NCAm-37h	89,58
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134875	YPF.Md.NCAm-40h	MULI	AR0200007121	YPF.Md.NCAm-40h	53,84
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134299	YPF.Md.NCAm-43h	MULI	AR0200007013	YPF.Md.NCAm-43h	0
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134874	YPF.Md.NCAm-43h	HUIT	AR0200007013	YPF.Md.NCAm-43h	29,35
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134383	YPF.Md.NCAm-71h	MULI	AR0200007047	YPF.Md.NCAm-71h	0
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CAÑADON AMARILLO	134530	YPF.Md.NCAm.a-15h	MULI	AR0200005852	YPF.Md.NCAm.a-15h	72,75
NEUQUINA	Mendoza	CAÑADON AMARILLO	CERRO DE LOS NIDOS	145064	YPF.Md.NCLN.a-7(l)h	HUIT	AR0200004395	YPF.Md.NCLN.a-7(l)h	0

La letra (h) al final de la sigla del pozo corresponde a pozos horizontales.

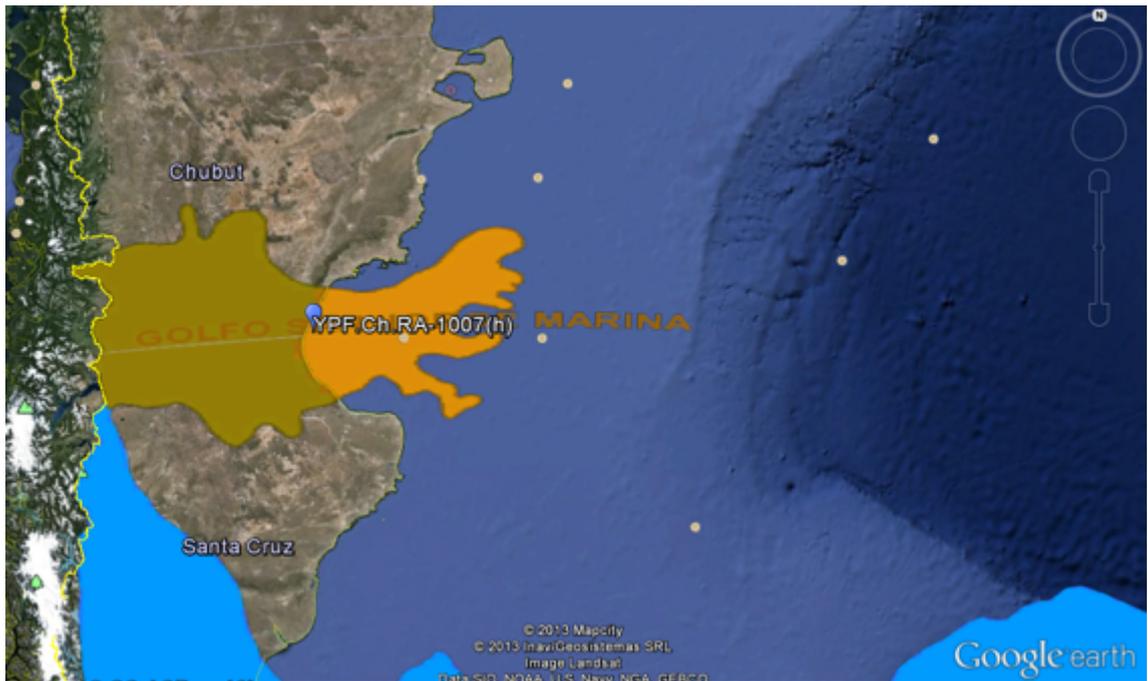
Utilizando <http://www.earthpoint.us> se pudo interpretar los gráficos Excel y exportarlos a KML logrando identificar la ubicación de pozos horizontales a través de Google Earth.



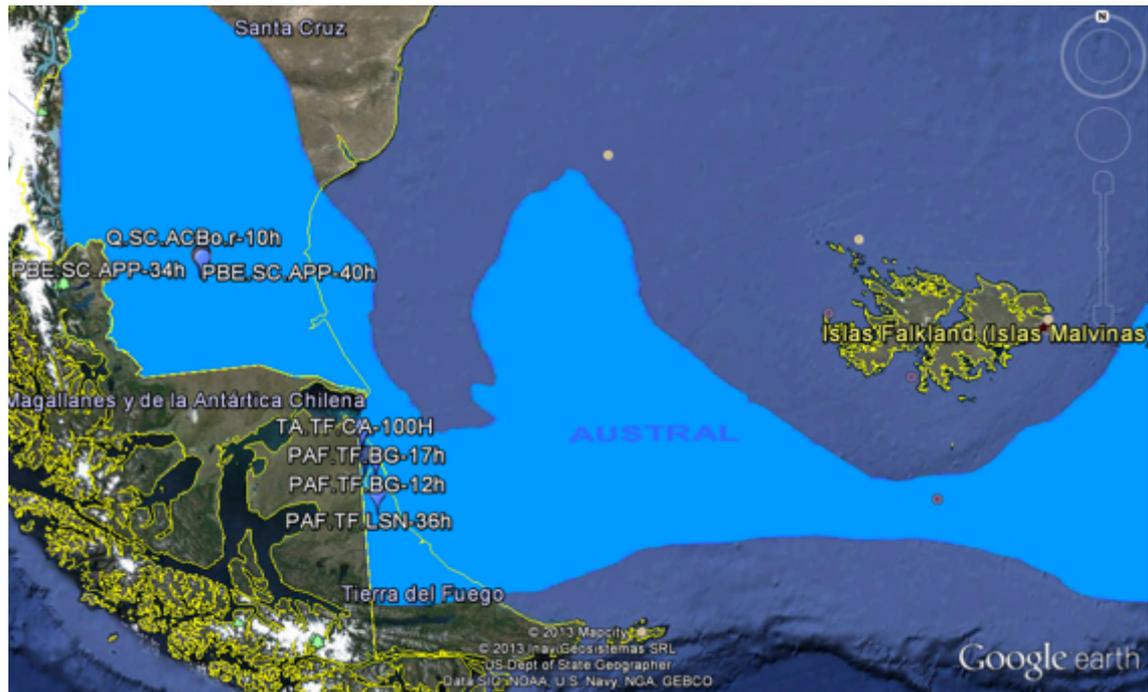
Cuenca Neuquina (amarillo); Cuenca Cuyana (verde)– Pozos Horizontales (marcadores azules)



Cuenca del Noroeste (naranja) – Pozos horizontales (marcadores azules)



Cuenca Golfo de San Jorge (marrón / naranja) – Pozos horizontales (marcadores azules)



Cuenca Austral (azul) – Pozos horizontales (marcadores azules)

CUENCAS

NEUQUÉN

La Cuenca en Neuquén se encuentra en la zona central oeste de Argentina y es donde la industria ha identificado el mayor potencial para la extracción de gas de pelita. La producción de petróleo y gas ya se produce en la región de manera convencional y de areniscas compactas. Algunas formaciones importantes son el Jurásico medio, Los Molles y la formación Jurásico - Cretácica Vaca Muerta. Ambos contienen sedimentos ricos en materia orgánica. La Formación Vaca Muerta se encuentra a una profundidad moderada de 2.440 mts. a más de 3.000 mts., en condiciones presurizadas y con un alto promedio de *carbono orgánico total* (TOC). Antes de producirse su nacionalización, la petrolera Repsol YPF anunció en mayo de 2011 que había descubierto el equivalente a 150 millones de barriles de petróleo no-convencional en Vaca Muerta (Krauss 2011).

Desde entonces, se ha confirmado la presencia del equivalente a 22.8 billones de barriles de petróleo, posicionando a la Argentina como el tercer país en el mundo en cuanto a reserva de gas natural recuperables (Fontevecchia 2012). La presidenta Cristina Fernández de Kirchner ha declarado “de interés nacional” la “autosuficiencia en hidrocarburos”, lo que ha llevado a la nacionalización de YPF y a la aceleración de la preparación de la fracturación hidráulica en Vaca Muerta. La Formación Los Molles genera menos GIP (gas en el lugar) neto, pero tiene secciones ricas en *carbono orgánico total* (TOC), su presencia se calcula en promedio de 2% a 3%. El reciente decreto sobre la inversión en el sector hidrocarburífero para la explotación de gas no-convencional, los recientes contratos firmados por el gobierno nacional con la empresa Chevron, y los acuerdos entre la provincia de Neuquén y YPF tienen por objeto la explotación de esta cuenca. La Provincia de Neuquén tiene planificada la

explotación de unos 2,500 barriles de petróleo no convencional en su plan actual quinquenal.

SAN JORGE

La Cuenca de San Jorge en la región central de la Patagonia, cuenta con el 30% de la producción de petróleo y gas convencional de Argentina. Las formaciones más importantes de shale (roca madre) son el Jurásico Superior, Cretácico Inferior y Aguada Bandera, todos con buena madurez térmica y niveles de TOC de medios a altos. Su profundidad se encuentra entre 3.487 mts. a 3.706mts. Otra formación importante es el Pozo Cretácico Temprano D-129 de shale debido a su espesor de 915 mts., presencia moderada de TOC y su buena madurez térmica.

AUSTRAL-MAGALLANES

En el sur de la Patagonia se encuentra la Cuenca Austral-Magallanes con su roca rica en fuentes orgánicas, generadora de la Formación Inoceramus inferior Cretácico. La formación tiene 200 metros de grosor y se encuentra a una profundidad de 2.000 mts. a 3.000 mts. Los valores de TOC son medios a bajos.

CHACO-PARANÁ

La Cuenca Chaco-Paraná se encuentra situada en el Norte de Argentina y comprende un área de 1.294.994 km². La Formación Los Monos del período Devónico contiene el shale San Alfredo. Este shale puede alcanzar un espesor de secciones ricas en materia orgánica de 600 mts. Hasta el momento la Cuenca Chaco-Paraná no ha sido ampliamente explorada.

PRINCIPALES COMPAÑÍAS OPERANDO EN ARGENTINA

Numerosas empresas petroleras hoy operan en Argentina. Entre estas:

YPF S.A.	Cuenca Neuquén
Apache Corporation	Cuenca Neuquén
Wintershall Energia S.A.	Cuenca Neuquén
Total Austral S.A.	Cuenca Neuquén
PanAmerican Energy	Cuenca Neuquén
ExxonMobil	Neuquén Basin
Shell	Cuenca Chaco-Paraná
Americas Petrogas Inc.	Cuenca Neuquén
Bridas Corporation	Cuenca Neuquén
Enarsa	Cuenca Neuquén
Petrobras Argentina	Cuenca Neuquén
EOG Resources	Cuenca Neuquén
Chevron	Cuenca Neuquén
Apache	Cuenca Neuquén
Tecpetrol	Noroeste, Neuquén, San Jorge
G&P	Cuenca Neuquén
Madalena	Cuenca Neuquén

Algunas de estas empresas ya han experimentado con perforaciones horizontales. Con reservorios importantes verificados, actualmente, el proyecto Vaca Muerta es el que tiene el mayor apoyo político y privado para avanzar hacia la explotación de shale gas.

EL ACUERDO YPF-CHEVRON



**Juntos. Miguel Galuccio y su par de Chevron para América latina, Ali Moshiri, en la conferencia de prensa que dieron en la sede de la petrolera, en Puerto Madero.
LUCIA MERLE**

foto fuente: Clarín - 30/8/2013

A raíz de las grandes inversiones y capacidad tecnológica necesaria para la explotación de shale gas mediante el proceso de fracturación hidráulica, el gobierno nacional, liderado por la empresa recientemente estatizada Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), salió al mercado internacional a buscar inversores y ofrecer mediante acuerdos financieros de inversión, numerosos beneficios para atraer la inversión deseada, que se estima en unos US\$20,000 millones, los que serían principalmente utilizados para la explotación de la reserva conocida como Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

a) Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929)²²

En julio del 2013, la Presidente Cristina Fernández de Kirchner publicó el decreto 929, otorgando una serie de beneficios a quienes invierten en el sector hidrocarburífero, apuntando particularmente a incentivar la inversión en actividades de fracturación hidráulica.

²² ver: <http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2013/07/DEC-C-000929-2013-07-11.pdf>

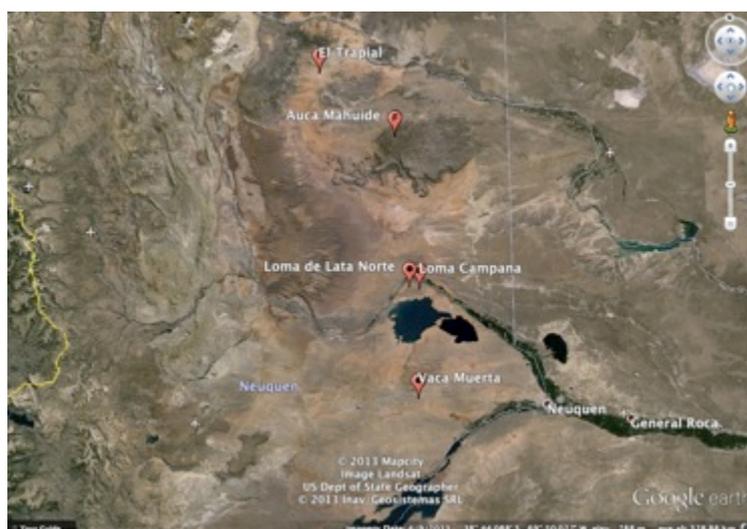
Dicho decreto establece una serie de incentivos fiscales, incluyendo:

- Exenciones impositivas a la exportación del recurso
- Acceso libre a mercado de divisas sobre una porción de lo exportado
- El derecho de girar ganancias en el exterior
- Garantías de precio internacional para el recurso comercializado nacionalmente

(b) Acuerdo secreto Chevron-YPF

El decreto 929, se promulgó pocos días antes de la firma del acuerdo firmado a puertas cerradas y secreto, con la empresa Chevron. Claramente fue el establecimiento de un marco de inversión a medida de la empresa norteamericana como condición para avanzar con su propio acuerdo de inversión con el Estado Argentino.

Se desconoce el contenido del acuerdo Chevron-YPF (que entró en vigencia el 30 de agosto, 2013), lamentablemente el gobierno ha decidido mantenerlo en secreto. pero las autoridades públicas han circulado algunos puntos de supuesto texto. No hemos podido verificar estos puntos, pues simplemente no está disponible el texto del acuerdo.



Zona de explotación de no-convenionales por la empresa Chevron

para completar los US\$20,000 millones que se estiman necesarios para explotar Vaca Muerta. Esta inversión complementa, según declaraciones de la empresa, a 15 equipos de perforación ya existentes en el área, que están actualmente produciendo más de 10,000 barriles de petróleo diarios.

Luego del otorgamiento de la concesión por las autoridades provinciales, Chevron desembolsaría los primeros US\$300 millones para el inicio de actividades contempladas en el acuerdo. Inicialmente estas actividades estarán a cargo de YPF y se limitan a una zona de 20km² del área denominada Loma Campana.²⁴

Según el CEO de YPF, Miguel Galuccio, quien reveló algunos detalles a medios locales²³ Chevron explorará unos 100+ pozos de shale oil con una inversión inicial de US\$1.240 millones a realizarse en General Enrique Mosconi, ubicada en Loma La Lata Norte y Loma Campana. Se estima que esta inversión, sumado al marco legal decretado de

inversión para el sector, atraerá otros inversores

²³ ver: http://www.clarin.com/politica/acuerdo-YPF-Chevron-secreto-muestran_0_983901653.html

²⁴ ver: <http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/Home.aspx#>

Transcurrido los 12 meses del mismo, y si se realiza efectivamente el desembolso total de la fase piloto—los US\$1,240 millones (Chevron podrá seguir con el negocio y explotar otros 1,500 pozos, lo que implicaría una inversión adicional de US\$15,000 millones en una zona de 390 km². La superficie total de Vaca Muerta es de 30,000km², de las cuales, 20,000 están bajo la concesión de la empresa estatal.

(c) Concesión Otorgada a YPF en Neuquén

El acuerdo entre la provincia de Neuquén y la empresa estatal YPF que entró en vigor el 30 de agosto, 2013, establece que la concesión de Loma Campana quedaría en manos de YPF por 35 años, hasta el año 2048. Apenas aprobada la concesión, Chevron desembolsaría US\$300 millones para pagar el 50% de los trabajos ya realizados por YPF. El acuerdo entre Neuquén y YPF no incluiría a Chevron.

(d) Eventual Acuerdo con Dow Chemical, PEMEX y Total

En recientes declaraciones del CEO de YPF, Miguel Galuccio, la empresa estaría cerrando otro acuerdo con Dow Chemical para extraer shale gas en el área denominada como “El Orejano”, YPF ya está trabajando en esta área. En este caso se trata de explotación de *shale oil*, y no *shale gas*, y habría reservas de gas equivalente a 100 años de la producción actual.²⁵

También ha circulado información en los medios de comunicación respecto a un eventual acuerdo de inversión de la Mexicana PEMEX en Vaca Muerta.

Finalmente, unas semanas antes de la publicación de este informe, se publicó en los medios el interés de la francesa Total de invertir US\$300 millones en un proyecto piloto de gas no-convencional en Campo Aguada Pichana, Neuquén.²⁶

²⁵ ver: <http://www.ambito.com/diario/noticia.asp?id=704505>

²⁶ ver: http://elinversoronline.com/2013/10/vaca-muerta-total-invertira-us-300-millones-en-un-proyecto-piloto-de-shale-gas-en-neuquen/?utm_source=general&utm_campaign=8ea39da834-elinversoronline.com_091013&utm_medium=email&utm_term=0_80878854d5-8ea39da834-4938557

EL FUTURO DEL *FRACKING* EN ARGENTINA

Desde el descubrimiento de los reservorios no-convencionales de shale gas, sumado a la persistente crisis energética del país, está claro que el gobierno nacional argentino está decidido a promover la extracción de gas no-convencional mediante la fracturación hidráulica. Esta decisión se ha convertido en prioridad para el gobierno nacional y se propone como una solución para que el país pueda terminar con la importación de energía en períodos donde la producción nacional no satisface la demanda interna. La estatización de las concesiones de Repsol-YPF en abril 2012 y el decreto 929 de promoción de inversión en el sector hidrocarburífero específicamente relacionado con la extracción de gas no-convencional, sumado a las reiteradas declaraciones de altos funcionarios del gobierno y del CEO de YPF, Miguel Galuccio, deja en claro que la decisión del gobierno nacional es la promoción a ultranza de actividades de *fracking*.

El mismo Galuccio señaló recientemente a los medios locales:

"En la Argentina tenemos un déficit energético que es serio ... si no se toman medidas- podría agravarse la situación. ... Podemos discutir *cómo* vamos a explotar estos recursos no convencionales, pero no podemos discutir si vamos o no a explotarlos"
(Citado en Clarín, 29/8/13)

Poco antes de la publicación de este informe, se firmaba y se ponía en marcha el acuerdo de inversión para el 2013-2014 entre Chevron y el Gobierno Nacional y con la empresa estatal YPF. También legisladores neuquinos aprobaban pese a los reclamos de las comunidades y amparados por la represión policial de las protestas, la resolución legislativa necesaria para efectivizar el contrato entre la Provincia de Neuquén e YPF con el fin de poner en marcha los nuevos trabajos de *fracking* en Loma Campana. Con esto, la Provincia de Neuquén avanza sustancialmente en su objetivo quinquenal de explotar 2,500 pozos de fracturación horizontal para lo cual también ha introducido legislación específicamente dirigida a promover la fracturación hidráulica. Podemos suponer que donde ya hay exploración y explotación petrolera, se intentará también exploración y posiblemente explotación de gas no-convencional mediante el proceso de fracturación hidráulica. En algunos casos ya ha habido *fracking* y en otros sería inminente.

Sin embargo, estas decisiones ejecutivas, y la puesta en marcha de las mismas a través de los planes y acciones nacionales y provinciales, y por la empresa YPF, no se han materializado en escenarios de paz y tranquilidad social, sino todo lo contrario. Tanto la firma del contrato nacional con Chevron, como la aprobación del convenio provincial con la estatal nacional YPF, fue acompañado de fuertes manifestaciones sociales, de actores que se oponen al proceso de fracturación hidráulica (en particular, la comunidad mapuche de Neuquén, quien ha expresado su malestar por la falta de consulta pública garantizada en los tratados internacionales firmados por Argentina). Lamentablemente esto se da en un contexto de absoluta debilidad institucional de las áreas de control.

La sociedad argentina, organizaciones ambientales, movimientos sociales y comunidades indígenas del país, están alertadas por las consecuencias que el *fracking* ha ocasionado en otros países. El gobierno argentino pretende ignorar estos reclamos, negando a estos actores, prefiere ocultar información y no atender las preocupaciones legítimas de transparencia y participación. En estas condiciones no cuenta el gobierno y el sector con la

licencia social que necesita este tipo de actividad, sobre todo de las principales comunidades indígenas de la región, lo que augura un futuro conflictivo.

Desde la política y las instituciones públicas, desde el marco jurídico, y desde los organismos de control ambiental, quedan numerosas preguntas sin responder sobre la actividad, sus riesgos, su impacto, la planificación de uso de suelos, el uso de los recursos hídricos, sobre los riesgos para zonas vulnerables y reservas naturales (como Auca Mahuida en la provincia de Neuquén), sobre la tecnología a emplear, sobre el impacto del *fracking* en la atmósfera, y muchos otros aspectos intrínsecamente relacionados con la fracturación hidráulica.

La provincia de Neuquén sancionó la ley 1483/12 sobre la exploración y explotación del gas no convencional, pero el texto de esta ley es extremadamente escueto respecto a muchas dimensiones de riesgo de la actividad. Asimismo, una propuesta de ley a nivel nacional para regular la explotación de los no-convencionales se materializó en los días previos a la publicación de este informe.²⁷

El Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), publicó recientemente una guía de buenas prácticas para las perforaciones en reservas no convencionales, que abarca las etapas de planificación y preparación, evaluación del sitio, diseño y construcción, perforación, estimulación, reflujo, y producción.²⁸

A pesar de estos intentos, el secretismo y la falta de transparencia de actores claves ha sembrado duda y desconfianza en las comunidades sobre las autoridades políticas y el sector empresario. Lamentablemente esto se suma a un largo historial de debilidad institucional y ausencia ambiental en el sector público.

CEDHA está preparando una guía y recomendaciones sobre la explotación de gas no convencional. Esperamos que esta publicación y las guías ayuden a allanar el camino para iniciar un debate serio, transparente y racional sobre la explotación del gas no-convencional en la República Argentina. Este debate podría concluir con la decisión de suspender o prohibir parcial o totalmente, la actividad en determinadas regiones por los riesgos que implica, como también a delinear estrictas normas para regular la actividad.

El “no al *fracking*” puede ser también una decisión absolutamente legítima y respetuosa del derecho de los pueblos a decidir sobre su desarrollo. Pero esto sólo es posible en un marco de transparencia, respeto, diálogo y búsqueda de consensos. Pretender avanzar avasallando derechos e imponiendo privilegios de algunos sectores sobre otros a la fuerza no es más que retroceder y debilitar nuestras instituciones democráticas. La sociedad argentina tiene suficiente experiencia para entender que la violación de derechos humanos tiene consecuencias profundas que trascienden generaciones, por eso se debe fortalecer el diálogo y defender a la institucionalidad democrática. Sin duda, aquellos que hoy ocupan puestos de poder representando al pueblo tienen un grado de responsabilidad mayor.

²⁷ ver: http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2013/09/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-4-09-131.pdf

²⁸ ver: <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2013/01/IAPG-recs-sobre-gas-no-convencional.pdf>

EL MARCO REGULATORIO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA EN ARGENTINA²⁹

1. GENERAL

La República Argentina no cuenta con una ley nacional o un reglamento específico nacional para la extracción de hidrocarburos por el método de fracturación hidráulica. Un mes antes de la publicación de este informe, un partido político presentó en el Congreso Nacional una propuesta de ley³⁰ para regular la extracción de los no-convencionales.

En 2012 la provincia de Neuquén adoptó el Decreto 1483/12³¹ que establece reglas y procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales. Por este motivo, la fracturación hidráulica (*el fracking*) se debe atener a las normas existentes en materia de hidrocarburos y en algunos casos normas que rigen para la minería, además de las normas ambientales en general y en particular aquellas que regulan los recursos naturales relacionados como el agua, el suelo, la biodiversidad, parques provinciales o nacionales, y reservas ecológicas, entre otros.

En este sentido, en la consideración de la normativa que regula al *fracking*, serán de mayor relevancia y aplicación, los reglamentos y leyes que definan:

- *evaluaciones de impacto ambiental*
- *la participación pública*
- *el acceso a la información*
- *el régimen aplicable a los residuos*
- *el régimen jurídico aplicable al agua*
- *la ley de protección de glaciares*
- *normas internacionales ambientales*
- *normas internacionales a favor de los derechos de pueblos originarios.*

Es importante recordar que en Argentina, las provincias tienen competencia y jurisdicción sobre el manejo de sus recursos naturales, y por lo tanto la Nación no puede normar sin la conformidad de las Provincias las materias que la Constitución Nacional no delegó en el Congreso, así como las que expresamente se hubieran reservado al tiempo de su incorporación (Constitución Nacional, art. 124).

En este orden, la jurisdicción de la ley aplicable será compartida entre los niveles nacional, provincial. Además, existen diversos tratados internacionales que, sin referirse específicamente al *fracking*, regulan diferentes aspectos o recursos en juego en dicha actividad. Éstos forman parte del derecho interno Argentino al haber sido ratificados por nuestro país, conforme lo previsto en el artículo 75, inciso 22 de la Constitución Nacional.

²⁹ Esta sección fue elaborada por [ECOJURE](#). Pretende esclarecer el marco legal y regulatorio que gobierna actualmente a la actividad de extracción de hidrocarburos, y por lo tanto sería aplicable también a la fracturación hidráulica para extraer hidrocarburos no-convencionales.

³⁰ Ver: http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2013/09/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-4-09-131.pdf

³¹ ver: http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2013/09/D1483-12_uso-agua-yac.-no-conv..pdf

2. ÁMBITO NACIONAL

Como hemos señalado, en materia ambiental se cuenta con un gran número de normas, entre leyes, decretos, resoluciones y ordenanzas que conforman el marco jurídico de base para regular el ambiente del país en general y de cada provincia—o municipio—en particular. Para la fracturación hidráulica en particular, es de aplicación el conglomerado de leyes nacionales, conformado principalmente por la Constitución Nacional, seguida por el Código Civil y otros códigos de fondo (como el Penal y el Minero), las leyes de Presupuestos Mínimos de protección ambiental, y otras leyes nacionales. Estas son normas básicas de protección de clara e indudable aplicación por parte de todos los actores con obligaciones y atribuciones en lo concerniente al desarrollo de la extracción de hidrocarburos no-convencionales por la metodología de la fracturación hidráulica.

3. ÁMBITO LOCAL (PROVINCIAL Y MUNICIPAL)

La situación normativa de las cuatro cuencas que tienen recursos potenciales de fuentes no convencionales de energía es heterogénea, ya que cada una de ellas abarca varias provincias, cada una de las cuales cuenta con sus propias normas, tanto provinciales como municipales, en cuanto estas últimas pudieran resultar de aplicación.

Las cuatro Cuencas son:

- **Cuenca Neuquina:** La cual abarca a la provincia homónima.
- **Cuenca del Golfo San Jorge:** Compartida por las provincias de Chubut y Santa Cruz.
- **Cuenca Austral Magallanes:** Comprende las provincias de Santa Cruz, Tierra del Fuego y la Plataforma Continental Argentina.
- **Cuenca Chaco-Paraná:** Comprende las Provincias de Misiones, Chaco, Santiago del Estero, Santa Fe, Corrientes, Entre Ríos, Córdoba y Formosa.

Además de estas cuencas, podrían incluirse las siguientes:

- Triásica (Provincia de Mendoza),
- Claromecó (Provincia de Buenos Aires) y
- Cañadón Asfalto-Sumuncurá (Provincias de Chubut y Rio Negro)³²

En cuanto se refiere al ámbito de validez de las normas municipales, este se define a partir de las normas de habilitación dictadas en cada provincia, en base a la Constitución Provincial

³² Petroquímica, Petróleo, Gas y Química « No convencionales, más allá de Vaca Muerta », disponible en : <http://revistapetroquimica.com/no-convencionales-mas-alla-de-vaca-muerta/>

y las respectivas leyes orgánicas de municipios. Por este motivo, en caso que hubiese algún conflicto en su interpretación, siempre primará la norma provincial por sobre la municipal.

Por otro lado, las normas provinciales deberán sujetarse a los condicionamientos que se desprenden de la Constitución Nacional, los tratados internacionales en base a lo previsto en el art. 75 incisos 22 y 24 de la CN, los códigos de fondo, y las leyes de presupuestos mínimos de protección ambiental conforme se desprende de del artículo 41 CN.

Competencia entre la Nación y la Provincia

La Constitución Nacional fija genéricamente las bases de todo el derecho argentino, nacional y local, distribuye la competencia entre la Nación y las Provincias y obliga a la una y a las otras a respetar determinados principios de gobierno como el de separación de poderes, establecer el régimen municipal y someterse a los presupuestos mínimos ambientales que el Congreso Nacional imponga y a los tratados internacionales que el Congreso Nacional apruebe.

Genéricamente encomienda a los tres poderes a garantizar el goce y el ejercicio de las instituciones provinciales y sofocar toda hostilidad de hecho entre las Provincias (arts. 5º y 127 CN), como sería si una Provincia disminuyese la cantidad o la calidad del agua o bien desviase indebidamente la que comparte con otra.

También atribuye a la Nación una competencia que prevalece sobre la provincial cuando faculta a sus tribunales para intervenir en las causas que se susciten entre dos o más Provincias, entre una Provincia y los vecinos de otra o entre los vecinos de diferentes Provincias (Constitución Nacional, arts. 116 y 117) y a la Corte Suprema de Justicia de la Nación para dirimir la quejas entre Provincias (id. Art. 127).

Por su parte, faculta a las Provincias para:

- Normar la gestión y el uso y del agua bajo su jurisdicción. Les atribuye el dominio originario de los recursos naturales (Art. 124). El código civil les acuerda el dominio público sobre la mayor parte del agua (Art. 2340). Resulta oportuno destacar que estas facultades no pueden ejercerse en detrimento de otra Provincia.
- Sancionar las normas necesarias para proveer a la protección del derecho al ambiente, la utilización racional de los recursos naturales, la preservación del patrimonio natural y cultural, y a la educación ambiental y complementar los presupuestos mínimos de protección ambiental que dicte la Nación que nuestra Constitución Nacional encomendó tanto al Estado nacional como al provincial (Art. 41).

Como ha sido dicho, los recursos naturales son de dominio originario de las Provincias. Sin embargo, al Estado Nacional tiene facultades para dictar las leyes de presupuestos mínimos a partir de las cuales las Provincias pueden regular en igual forma o aún más estrictamente lo concerniente a sus recursos naturales. Esto porque las leyes de presupuestos mínimos, constituyen el marco legal básico unificador a nivel nacional.

La actividad de fracturación hidráulica en nuestro país cuenta con la particularidad de la inter-jurisdiccionalidad de las cuencas, por consiguiente, deben ser reguladas conjuntamente por las normas provinciales o municipales de cada una de ellas y donde

corresponda tener también una intervención apropiada del gobierno nacional. Así, por ejemplo, la Cuenca del Golfo San Jorge, abarca las Provincias de Chubut y Santa Cruz.

Este dato fáctico reviste la mayor importancia desde el punto de vista jurídico, toda vez que el art.7° de la Ley General del Ambiental establece que “en los casos que el acto, omisión o situación generada provoque efectivamente degradación o contaminación en recursos ambientales inter-jurisdiccionales, la competencia será federal” (párrafo segundo). Corresponderá acreditar, sin embargo, la adecuada concurrencia de la “efectividad” de la degradación como denotando una especial “magnitud” así como una adecuada comprobación fáctica del impacto inter-jurisdiccional, sin que resulte suficiente la mera invocación.³³

4. TRATADOS INTERNACIONALES

Dentro de los tratados internacionales en materia ambiental que resultan aplicables a la fracturación hidráulica tomando en consideración las posibles afectaciones derivadas de la aplicación de esta tecnología, podemos nombrar por orden cronológico de aprobación los siguientes:

- Convención Americana de Derechos Humanos, también conocida como Pacto de San José de Costa Rica (San José, 1969)
- Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, (Ramsar, 1971)
- Declaración de Estocolmo sobre Medio Ambiente Humano (Estocolmo, 1972)
- Convención sobre la Protección del Patrimonio Mundial Cultural y Natural (París, 1972)
- Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono (Viena, 1985)
- Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono (Montreal, 1987)
- Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, el “Protocolo de San Salvador” (San Salvador, 1988)
- Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT, 1989) que se refiere a la consulta previa, libre e informada a pueblos indígenas y tribales
- Convención Marco sobre el Cambio Climático (Río de Janeiro, 1992)
- Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (Kyoto, 1998)
- Acuerdo Marco sobre el Medio Ambiente del MERCOSUR (2001), uno de cuyos ejes temáticos es la gestión sustentable de los recursos naturales³⁴

Es importante destacar que Argentina no ha ratificado la Convención Internacional sobre Responsabilidad Civil por contaminación del mar por hidrocarburos, celebrada en 1969, ni sus protocolos modificatorios, así como tampoco el Convenio de Constitución de un Fondo

³³ En sentido concordante: cfr. Autos “Provincia del Neuquén c/YPF S.A.”, “ASSUPA c/Provincia de San Juan y otros” y “Asociación Argentina de Abogados Ambientalistas c/Provincia de Buenos Aires y otros”.

³⁴ <http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=normativa&IdNorma=86&IdSeccion=0>

internacional de indemnización de daños debidos a la contaminación por hidrocarburos de 1971, ni sus protocolos modificatorios. Por esta razón, en caso de daños por contaminación por hidrocarburos resulta aplicable el derecho interno del Estado.

5. NORMAS NACIONALES

(a) Constitución Nacional

En el año 1994 se reforma la Constitución Nacional, incluyéndose mediante el art. 41 como un derecho fundamental el derecho al medio ambiente sano. A partir de allí, corresponde a la Nación dictar los presupuestos mínimos en materia ambiental, mientras que las Provincias pueden ampliar esta protección. Asimismo, con la reforma constitucional de 1994, a través del art. 124 se reconoció a las Provincias el dominio originario respecto de sus recursos naturales, incluidos los hidrocarburos. En el caso de la fracturación hidráulica, corresponde a la Provincia en la cual se desarrolle la actividad, regularla, respetando siempre las normas de Presupuestos Mínimos Nacionales a las que se hace referencia infra. Por consiguiente, en el caso de cuencas inter-jurisdiccionales, son en principio las Provincias implicadas quienes tienen el dominio originario de los recursos naturales utilizados en la fracturación hidráulica y a quienes les corresponderá, por ende, su regulación.

El artículo 41 de la Constitución Nacional establece el derecho de los habitantes de este país y de las generaciones futuras a un ambiente sano, equilibrado y apto para el desarrollo humano. Asimismo establece el deber de “las autoridades” de proveer ese derecho. Se entiende que al referirse a las autoridades lo hace respecto de las que resulten competentes en cada caso (es decir, los poderes Legislativo, Ejecutivo y Judicial de la órbita nacional, provincial o municipal). De esta manera cualquier recurso natural (aire, agua o tierra) afectado por la fracturación hidráulica, por lo general, está protegido al menos por una ley nacional.

(b) Código Civil

El Código Civil ha sentado principios uniformes en materia de dominio en toda la Nación, así como otros principios generales en materia de recursos naturales, que la legislación provincial, de acuerdo con las características y necesidades de cada Provincia, ha ido regulando en detalle a través de sus propias leyes. El Código Civil Argentino en su Art. 2.342 establece que: “Son bienes privados del Estado general o de los Estados particulares: 2° Las minas de oro, plata, cobre, piedras preciosas y sustancias fósiles, no obstante el dominio de las corporaciones o particulares sobre la superficie de la tierra”.

El texto no deja lugar a dudas, el dominio sobre el subsuelo pertenece al Estado Nacional o a los Estados Provinciales, incluso aclara específicamente que, aunque los individuos o empresas tengan dominio sobre la superficie bajo cuya territorialidad se encuentran los elementos aludidos, estos no tienen jurisdicción ni posibilidad de disponer de los mismos, al ser bienes públicos (es decir, del Estado).

Esta concepción del derecho de propiedad no es universal, de hecho en otros países los propietarios de dominios territoriales tienen la capacidad de disponer privadamente de todo lo que se halla debajo de la superficie, cualquiera sea la naturaleza de los elementos allí encontrados. En los Estados Unidos, los propietarios de tierras bajo cuya superficie se encuentran yacimientos de metales, minerales o hidrocarburos pueden disponer de ellos a voluntad, explotarlos, venderlos, utilizarlos según su interés y voluntad.³⁵

Por otro lado, en el artículo 2.513 se fijan los límites al ejercicio de la propiedad privada, lo cual significa que el dueño de un fundo en el ejercicio de su derecho dominial no puede degradarlo a través de su erosión ni de su contaminación.

(c) Ley General de Ambiente (Ley 25.675)

La Ley General de Ambiente (Ley 25.675) regula los presupuestos mínimos de protección establecidos por el artículo 41 de la Constitución Nacional, profundiza y detalla el deber de tutela al que hace referencia la Carta Magna (incluyendo instrumentos de política y gestión ambiental). Asimismo, establece los principios básicos en materia ambiental a través de los cuales debe interpretarse y aplicarse esta ley y toda otra a través de la cual se ejecute la política ambiental.

Si bien todas y cada una de estas líneas directrices son de vital importancia para tal fin, es interesante resaltar en este capítulo el principio de sustentabilidad, según el cual el desarrollo económico y social y el aprovechamiento de los recursos naturales debe realizarse a través de una gestión apropiada del ambiente, de manera tal, que no comprometa las posibilidades de las generaciones presentes y futuras.

Responsabilidad por incumplimiento de la ley General del Ambiente (25.675) en su capítulo sobre Daño Ambiental (artículos 27 al 33) establece las normas que regirán los hechos o actos jurídicos, lícitos o ilícitos que, por acción u omisión, causen daño ambiental de incidencia colectiva. En este orden, considera que el que cause un daño ambiental es objetivamente responsable de su restablecimiento al estado anterior a su producción. En caso de que no sea técnicamente factible, la indemnización sustitutiva que determine la justicia ordinaria interviniente, deberá depositarse en el Fondo de Compensación Ambiental que se crea por la presente, el cual será administrado por la autoridad de aplicación, sin perjuicio de otras acciones judiciales que pudieran corresponder.

La responsabilidad civil o penal, por daño ambiental, es independiente de la administrativa y que se presume—salvo prueba en contrario—la responsabilidad del autor del daño ambiental en el caso en que haya incurrido en una infracción a las normas ambientales administrativas.

Además de la Ley General del Ambiente, existen leyes sectoriales de presupuestos mínimos en las principales áreas temáticas como la gestión de aguas, el acceso a la información pública ambiental y la gestión integral de los residuos industriales, entre otras, además de la

³⁵ <http://www.fundavida.org.ar/web2.0/2013/01/18/y-a-nosotros-quien-nos-defiende/>

ley de residuos peligrosos, anterior a los presupuestos mínimos de protección que con una aplicación *sui generis*, se equipara en algunos supuestos de aplicación a una norma nacional.

(d) Código de Minería

El Código de Minería, que regula los hidrocarburos sólidos, fue modificado por la ley 24.585 de 1995, con la incorporación de la protección del ambiente y la conservación del patrimonio natural y cultural, en el ámbito de la actividad minera. Con este fin, en 1995, se realiza la reforma que señala al ambiente y al patrimonio cultural y natural como objetos de protección (artículo 1 de la ley).

En primer lugar, modifica el artículo 282, del Código de Minería, estableciendo expresamente que

“los mineros pueden explotar sus pertenencias libremente, sin sujeción a otras reglas que las de su seguridad, policía y conservación del ambiente. La protección del ambiente y la conservación del patrimonio natural y cultural en el ámbito de la actividad minera quedarán sujetas a las disposiciones del Título Complementario y a las que oportunamente se establezcan en virtud del artículo 41 de la Constitución Nacional.”

La ley se aplica a las siguientes actividades:

Prospección, exploración, explotación, desarrollo, preparación, extracción y almacenamiento de sustancias minerales comprendidas en el Código de Minería, incluidas todas las actividades destinadas al cierre de la mina.

Establece, asimismo que las personas que desarrollen dichas actividades serán responsables de los daños ambientales que se generen por el incumplimiento de la ley, ya sea que dicho daño se produzca por su propio accionar o por personas que se encuentren bajo su dependencia o contratistas o subcontratistas, o incluso que se produzca por el riesgo o vicio de la cosa (artículo 3).

Por otro lado, obliga a todos los sujetos mencionados a presentar ante la *Autoridad de Aplicación*, un *Informe de Impacto Ambiental* antes del inicio de cualquier actividad. En lo concerniente a la *responsabilidad* ante el daño ambiental, establece que independientemente de las sanciones penales o administrativas que pudieren recaer sobre el infractor, todo aquel que cause daño actual o residual al patrimonio ambiental, está obligado a mitigarlo, rehabilitarlo, restaurarlo o recomponerlo, según corresponda (art. 18). Pero además, expresamente señala que en el caso en que el accionar del infractor no esté comprendido dentro del ámbito de las responsabilidades penales, será sancionado con:

- Apercibimiento
- Multas, las que serán establecidas por la Autoridad de Aplicación conforme las pautas dispuestas en el artículo 292 del Código de Minería.
- Suspensión del goce del Certificado de Calidad Ambiental de los productos.

- Reparación de los daños ambientales.
- Clausura temporal, la que será progresiva en los casos de reincidencia. En caso de TRES (3) infracciones graves se procederá al cierre definitivo del establecimiento.
- Inhabilitación.

6. NORMAS NACIONALES EN MATERIA DE HIDROCARBUROS (APLICABLES AL FRACKING)

En este apartado analizaremos las normas existentes a nivel nacional en materia de hidrocarburos, que resultan aplicables a la extracción de hidrocarburos no-convencionales por la metodología de fracturación hidráulica ante la ausencia de normas específicas en la materia.

(a) Ley Nacional de Hidrocarburos (Ley 17.319)³⁶

La ley nacional de hidrocarburos establece en su primer artículo que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio nacional y en su Plataforma Continental, pertenecen en forma inalienable e imprescriptible al Estado Nacional. Mientras que las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, privadas o mixtas.

Esta ley ha excluido los hidrocarburos sólidos, cuya mención en la Ley 14.773 había originado la nacionalización de algunas sustancias que el legislador no había pretendido incluir pero que la química considera hidrocarburos sólidos.

La explotación de los hidrocarburos se encomienda a las empresas estatales en las áreas que el Poder Ejecutivo establezca, quedando el resto librado al criterio del Poder Ejecutivo respecto de la oportunidad y áreas que deben ser explotadas por entidades distintas de las empresas estatales. La ley habla del territorio del país y de su plataforma continental, con cierta imprecisión terminológica, mediante la cual se persigue someter a la jurisdicción nacional los yacimientos debajo el mar, en las condiciones que las circunstancias indiquen como favorables, aun cuando la legislación de soberanía sobre el mar, no favorezca en la medida necesaria las pretensiones del país a ese respecto. Las áreas no reservadas a las empresas estatales, para ser explotadas deben ser objeto de concurso y los derechos de los adjudicatarios se ajustan a las normas de la ley.

Quienes son concesionarios de exploración tienen derecho a solicitar y obtener concesiones de explotación y de transporte, además del ejercicio de otros derechos necesarios a la explotación (refinación, etc.). En general los derechos son limitados en el tiempo y revierten al Estado, debiéndose cumplir con normas de amparo de tales derechos, para posibilitar el mantenimiento en vigencia (pago de canon, inversiones, regalías y otras obligaciones que surgen de la propia Ley o de especificación contractual).

³⁶ BO 30/06/1967. Texto disponible en: mepriv.mecon.gov.ar/Normas/17319.htm

Por lo demás, establece un régimen diferenciado para particulares (personas físicas o jurídicas) y para empresas estatales en lo referente a la explotación y exploración de hidrocarburos.

Asimismo, se refiere al establecimiento de precios de comercialización en el mercado interno de los petróleos crudos por parte del Poder Ejecutivo a fin de satisfacer las necesidades energéticas internas, como así también a los criterios necesarios para permitir la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de estas necesidades.

Esta ley carece prácticamente de referencias a otros recursos naturales implicados en la extracción de hidrocarburos, pudiendo caracterizarse como una norma meramente económica, la cual -como se ha señalado- fija parámetros tributarios y procesales para la extracción de hidrocarburos en el territorio nacional. Remite asimismo, al Código de Minería al referirse a los permisionarios y concesionarios (que hayan sido instituidos en virtud de lo dispuesto en las secciones 2, 3 y 4 del título II de la ley), los cuales tendrán los derechos atribuidos por los artículos 42 y siguientes y 48 y siguientes y concordantes de ambos, respecto de los inmuebles de propiedad fiscal o particular ubicados dentro o fuera de los límites del área afectada por sus trabajos.³⁷

Agrega que la oposición del propietario a la ocupación misma o su falta de acuerdo con las indemnizaciones fijadas, en ningún caso será causa suficiente para suspender o impedir los trabajos autorizados, siempre que el concesionario afiance satisfactoriamente los eventuales perjuicios.

Los mismos derechos concede a los permisionarios y concesionarios cuyas áreas se encuentren cubiertas por las aguas de mares, ríos, lagos o lagunas con respecto a los terrenos costeros colindantes con dichas áreas o de la costa más cercana a éstas, para el establecimiento de muelles, almacenes, oficinas, vías de comunicación y transporte y demás instalaciones necesarias para la buena ejecución de los trabajos.

Por otro lado, en cuanto a las obligaciones de los permisionarios y concesionarios, establece entre otras, las siguientes:

- i. Realizar todos aquellos trabajos que por aplicación de esta Ley les corresponda, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes.
- ii. Adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación conservación o abandono de pozos, dando cuenta inmediata a la autoridad de aplicación de cualquier novedad al respecto.

³⁷ Los artículos referidos del Código de Minería establecen que: ARTICULO 42: El dueño de la superficie puede hacer en ella todo trabajo de exploración, aun en los lugares exceptuados, sin previo permiso. Pero, si no hubiese obtenido este permiso de la autoridad ni limitado con su intervención el campo de sus exploraciones, no podrá oponer contra un tercer solicitante, ni preferencia como dueño, ni prelación como anterior explorador.

ARTICULO 43: El dueño del suelo no puede ni aún con licencia de la autoridad, hacer trabajo alguno minero dentro del perímetro de una concesión, ni en el recinto de un permiso de cateo.

El artículo 48, por su parte, se refiere a las formas de salvar las omisiones de indicaciones o requisitos exigidos por la ley frente a las manifestaciones de descubrimiento de un criadero antes no registrado.

- iii. Evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; si la pérdida obedeciera a culpa o negligencia, el permisionario o concesionario responderá por los daños causados al Estado o a terceros.
- iv. Adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, dando cuenta a la autoridad de aplicación de los que ocurrieren.
- v. Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación.
- vi. Cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables.

Las sanciones que establece la ley son multas que varían según la gravedad e incidencia del incumplimiento de las actividades respectivas, aunque la infracción a la misma puede dar lugar a apercibimiento, suspensión o eliminación del registro al que se refiere el artículo 50 de la norma.

(b) Ley de Federalización de Hidrocarburos

Por medio de la ley 24.145³⁸, conocida como *Ley de Federalización de Hidrocarburos*, se establece la transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias en cuyos territorios se encuentren. Esta ley también aprueba la transformación de la Empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado en YPF Sociedad Anónima.³⁹

(c) Pacto Federal de Hidrocarburos

En 1994 se firmó el Pacto Federal de Hidrocarburos, y se solicitó al Congreso de la Nación la sanción de una nueva ley, modificatoria de la ley 17.319. Esto era necesario, de acuerdo con la ley 24.145, para que se concretara la federalización de los hidrocarburos.

(d) Ley Nacional 26.197

La ley nacional 26.197⁴⁰ sustituye el artículo 1 de la ley 17.319 estableciendo que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio nacional y en su plataforma continental pertenecen en forma inalienable e imprescriptible al patrimonio del Estado Nacional o de las Provincias, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Específicamente, establece los siguientes parámetros para determinar dicha propiedad:

³⁸ Sancionada el 24/09/1992. Texto disponible en: mepriv.mecon.gov.ar/Normas/24145.htm

³⁹ El 31/12/1990 el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto 2778/90, disponía la transformación de la Empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado en YPF Sociedad Anónima. El mismo fue aprobado por el artículo 6 de la ley comentada en el presente acápite.

⁴⁰ Sancionada el 6/12/2006. Texto disponible en: www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123780/norma.htm

Nación: Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Provincias: Pertenecen a los Estados Provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Pertenecen a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

Provincia de Buenos Aires o CABA: Pertenecen a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de DOCE (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento.

Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur: Pertenecen a la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968, respetando lo establecido en el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz.

Asimismo, establece que a partir de la vigencia de la ley comentada las provincias administrarán los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en su territorio, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, y fija un procedimiento entre el Estado Nacional y las Provincias productoras para lograr un Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera.

Finalmente, determina que las Provincias, como *Autoridad de Aplicación*, ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos objeto de transferencia, otorgándole entre otras facultades las de:

- ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los referidos permisos y concesiones, y de cualquier otro tipo de contrato de exploración o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional;
- exigir el cumplimiento de las obligaciones legales o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías;
- disponer la extensión de los plazos legales o contractuales; y

- aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley Nº 17.319 y su reglamentación (sanciones de multa, suspensión en los registros, caducidad y cualquier otra sanción prevista en los pliegos de bases y condiciones o en los contratos).

(e) Ley Nacional de Autoabastecimiento de Hidrocarburos, YPF (Ley 26.741)⁴¹

Esta reciente norma declara de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

Dentro de los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina, señala la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Asimismo, crea el *Consejo Federal de Hidrocarburos* estableciendo dentro de sus funciones las de promover la actuación coordinada del Estado Nacional y los Estados Provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la ley y expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la norma comentada y a la fijación de la política de hidrocarburos de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional somete a su consideración.

Finalmente, en su Título III, declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A., recuperando de este modo el control de dicha empresa. Las acciones sujetas a expropiación de las empresas YPF Sociedad Anónima y Repsol YPF GAS S.A., fueron distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pasaron a manos del Estado Nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuyó entre las Provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

7. MARCO JURÍDICO APLICABLE A LAS EVALUACIONES DEL IMPACTO AMBIENTAL

En primer lugar, debemos entender de qué se habla cuando nos referimos a la *Evaluación de Impacto Ambiental (EIA)* y cuál es su diferencia con el *Estudio de Impacto Ambiental (EslA)*.

La Evaluación del Impacto Ambiental - EIA es una herramienta de política ambiental muy importante en la etapa de planificación de un determinado proyecto. Es un procedimiento que se realiza en forma previa a la aprobación de ejecución de una determinada obra o

⁴¹ infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm

actividad, en donde se tienen en consideración las posibles consecuencias sobre el ambiente o a la calidad de vida de la población que pudiera eventualmente entrañar dicho proyecto y las acciones que se pretenden llevar a cabo para mitigarlos. Tiene carácter preventivo y se basa en el EslA que es previamente presentado por el proponente de un proyecto, acción u obra. Resulta oportuno destacar que este EIA no tiene en cuenta la resiliencia del medio ambiente donde el proyecto pretende desarrollarse.

El Estudio del Impacto Ambiental - EslA es, por su parte, el conjunto de actividades técnicas y científicas destinadas a predecir los impactos ambientales, positivos o negativos, de un proyecto y sus alternativas.⁴² Dicho estudio no debe tomar en consideración la resiliencia.

Los proyectos que se someten a EIA son generalmente aquellos establecidos por las normas, que -habitualmente- fijan criterios para determinar cuando un determinado proyecto debe ser precedido de un EIA. Sin embargo, aún en casos en que no esté expresamente previsto, la autoridad de aplicación se reserva el derecho de solicitarlo cuando lo considere pertinente.

(a) El EIA en la Ley General del Ambiente (Ley 25.675)

La ley General del Ambiente N°25.675 establece en su artículo 11 que será necesario un EIA, como paso previo a la ejecución, de toda obra o actividad que, en el territorio de la Nación, sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población, en forma significativa.

En el artículo siguiente hace alusión al EslA al establecer que

“Las personas físicas o jurídicas darán inicio al procedimiento con la presentación de una declaración jurada, en la que se manifieste si las obras o actividades afectarán el ambiente. Las autoridades competentes determinarán la presentación de un estudio de impacto ambiental, cuyos requerimientos estarán detallados en ley particular y, en consecuencia, deberán realizar una evaluación de impacto ambiental y emitir una declaración de impacto ambiental en la que se manifieste la aprobación o rechazo de los estudios presentados”.

Finalmente, se refiere a la EIA al asegurar la participación ciudadana en los planes y programas de ordenamiento ambiental del territorio, en particular, en las etapas de planificación y evaluación de resultados.

En el caso de *fracking*, al ser una actividad que representa eventuales riesgos no sólo para el ambiente, sino también para la comunidad colindante, resulta de aplicación la ley 25.675 en cuanto norma marco, como así también las siguientes normas en el ámbito nacional.

⁴² Juliá, M. Susana, “Algunas consideraciones legales acerca de la Evaluación de Impacto Ambiental”, disponible en: <http://www.exa.unicen.edu.ar/catedras/evaia/Apuntes%20y%20Clases/Lecturas%20sobre%20EIA/1.%20ALGUNAS%20CONSIDERACIONES%20LEGALES%20ACERCA%20DE%20LA%20EVALUACION%20DE%20IMPACTO%20AMBIENTAL.pdf>

(b) El EIA en la Ley de Inversiones Públicas (Ley 24.354)

La ley 24.354⁴³ de inversiones públicas regula la secuencia de pasos que debe seguir una inversión pública -dentro del Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP) que la misma crea- y establece como uno de los pasos obligatorios la realización de estudios de *factibilidad o impacto ambiental* (artículo 2, inc. a bis, apartado 3) dentro de la etapa llamada de *Preinversión*.

Los proyectos de inversión que la ley somete a la realización de estudios de factibilidad o impacto ambiental son:

- todos los proyectos de inversión pública de los organismos integrantes del sector público nacional (artículos 3 y 2, inc. c, 1er párrafo);
- todos los proyectos de inversión públicos o privados que requieran de transferencias, subsidios, aportes, avales, créditos o cualquier tipo de beneficios que afecten directa o indirectamente al patrimonio público nacional (artículo 3).

La ley 24.354 sólo tiene una vigencia parcial ya que el decreto 1427/94 del Poder Ejecutivo Nacional vetó el apartado (a) 3 de su artículo 2, en cuanto se refiere a la metodología aplicable para la realización de evaluaciones ambientales prescripto en su Anexo II. De modo que éste Anexo, junto con la obligación de someterse a un procedimiento preestablecido para la realización de los estudios carecen de vigencia.

(c) El EAP en la Resolución 105/92, Secretaría de Energía de la Nación

La Resolución 105/92⁴⁴ establece la obligación de la Secretaría de Energía, por intermedio de la *Dirección Nacional de Recursos*, de controlar el cumplimiento de la conservación del medio ambiente durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, tanto en áreas continentales como en la plataforma marítima de todo el territorio de nuestro país. Asimismo, debe hacer cumplir las normas de procedimiento establecidas en el anexo 1 de la resolución aquí referida, a todas las empresas petroleras permisionarias, concesionarias, operadoras de áreas, sean de origen nacional o extranjero o una unión transitoria de empresas que actúen en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos.

Así, obliga a los sujetos antes referidos a realizar un Estudio Ambiental Previo, en la etapa de exploración. Este estudio debe ser preparado antes de que se perfore el primer pozo exploratorio en el área asignada.

Por otro lado, también obliga a la confección de un Estudio Ambiental Previo en la etapa de explotación petrolera, aunque se diferencia del realizado durante la etapa de exploración por la mayor envergadura que debe tener el estudio presentado en esta segunda instancia.

⁴³ Publicación en el Boletín Oficial el 29.8.94

⁴⁴ www.entrerios.gov.ar/ambiente/userfiles/files/archivos/Normativas/Nacionales/Resol_105_92_Normas_Explor_HC.pdf

La Resolución 105/92 fue adoptada también por la provincia de Chubut, mediante el Decreto 10/95⁴⁵, estableciendo la obligación a todas las empresas dedicadas a la exploración y explotación petrolera de presentar a la Dirección de Protección Ambiental un Estudio Ambiental Previo. La autoridad de aplicación puede solicitar la adopción de medidas extraordinarias cuando los ecosistemas en donde se desarrolle la actividad se caractericen por una alta sensibilidad ambiental a la exploración y explotación de hidrocarburos.

(d) El Registro de Consultores - Resolución SE 27/93

La presente es dictada complementando la Resolución 105/92⁴⁶ anteriormente referida. En este sentido, considera que, dada la obligación de presentar ante la Secretaría de Energía un Estudio Ambiental Previo a las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos es necesario contar con un *Registro de Consultores* o profesionales que acrediten comprobada experiencia e idoneidad en los temas relacionados al ambiente en general y a los hidrocarburos en particular. Por este motivo, se crea mediante esta resolución el registro referido.

(e) Guías y Recomendaciones para el EAP - Resolución 252/9315

Esta resolución establece las *guías y recomendaciones* para la preparación del Estudio Ambiental Previo al que hace referencia la Resolución 105/92. En este orden, establece parámetros para estructurar dichos informes de una manera homogénea y coherente, con el fin de facilitar su evaluación y control, al mismo tiempo que establece los alcances de dichos Estudios.

Además de los parámetros puramente ambientales, a los que hace referencia en el punto 2, resulta interesante destacar que el punto 2.9 hace especial alusión a “otros aspectos” a considerar en el Estudio Ambiental Previo.

Estos son:

1. Medio costero y marino, afectados por las instalaciones costeras y por las operaciones de transporte, carga, descarga y suministros.
2. Calidad del aire ambiente, detallando fuentes de emisión existentes.
3. Aspectos socioeconómicos. Población, salud, ocupación.
4. Áreas urbanas, de uso agrícola y de radicación industrial.
5. Ecosistema y paisaje. Parques nacionales o provinciales. Poblaciones indígenas. Monumentos.

⁴⁵ www.chubut.gov.ar/ambiente/imagenes/decreto10-95.pdf

⁴⁶ www.estrucplan.com.ar/Legislacion/Nacion/Resoluciones/Secretaria%20de%20Energia/1993/Res00027-93.asp

(f) Disposición 56/97 de la Subsecretaría de Combustibles⁴⁷

Esta disposición crea las normas para la protección ambiental durante la construcción, operación y abandono de oleoductos y poliductos, estableciendo la obligación de realizar estudios ambientales y planes de contingencia a fin de preservar el medio ambiente, los recursos naturales y los de valor socioeconómico, tanto en los ductos a construir como en los que se encuentren en operación.

(g) Legislación en materia de EIAs a Nivel Provincial

Las provincias que forman parte de las cuencas donde se han identificado yacimientos de gas o petróleo no convencional, cuentan con algunas normas provinciales específicas que regulan al EIA. A continuación se formula una referencia meramente enunciativa a las normas específicas identificadas en cada provincia.

(a) Chubut

- La Ley 4032 somete a Evaluación de Impacto Ambiental a todos los proyectos consistentes en realización de obras, instalaciones o cualquier otra actividad.
- El Decreto 1153/95 (reglamenta la ley 4032)
- El Decreto 10/95 (sobre la actividad petrolera: registro, Estudio Ambiental Previo, Monitoreo Anual de Obras y Tareas y Reporte de Accidentes).

(b) Neuquén

- La Ley 1876 (Preservación, conservación y defensa del ambiente) (T.O. Ley 2267/98)
- El Decreto 1686/89
- La Ley 1914/91

(c) Santa Cruz

- La Constitución Provincial, art. 73
- La Ley 2658 (9 y Decreto 007/06 reglamentario de sus anexos)
- La Ordenanza 7060/00 de la Municipalidad de Comodoro Rivadavia

(d) Tierra del Fuego

- La Constitución Provincial, art. 55
- La Ley 55 Cap. IX (Impacto Ambiental) y Cap. X (Audiencias Públicas)
- Decreto Reglamentario 1333/93, Anexo VII (del Impacto Ambiental)

(e) Chaco

- La Constitución Provincial, art. 38
- La Ley 3964, art.6

(f) Misiones

- La Ley 3079
- El Proyecto de Código de Medio Ambiente y de los Recursos Naturales: Cap. II (instrumentos de la política ambiental), Sección V (Evaluación de Impacto

⁴⁷<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/40000-44999/42838/norma.htm>

Ambiental).

(g) Corrientes

- La Ley 5067

(h) Santiago del Estero

- La Ley 6321
- El Decreto 506/00

(i) Santa Fe

- La Ley 11717 y Decreto Reglamentario 0101/2003
- El Decreto 63/99
- El Decreto 827/00

(j) Córdoba

- La Ley 7343 (modificada por la ley 8300) y su Decreto reglamentario 3290/90
- El Decreto 2131/00

(k) Formosa

- La Ley 1060

(l) Río Negro

- La Constitución Provincial, art.84
- La Ley 3266
- La Ley 2631

8. PARTICIPACIÓN, CONSULTA E INFORMACIÓN PÚBLICA AMBIENTAL

La Constitución Nacional Art. 41, segundo párrafo establece un amplio derecho a la información ambiental "*Las autoridades proveerán a ..., la información y educación ambientales.*" Estableciendo no sólo el derecho a recibir la información, sino también la obligación de las autoridades a proveerla. La obligación que encierra el precepto constitucional implica:

- Garantizar el acceso a la información existente en ámbitos públicos a fin de que la población pueda dar su opinión y adoptar decisiones sobre los problemas ambientales que puedan afectarla;
- Instituir sistemas de información que lo hagan posible y;
- La obligación de quienes se encuentren en condiciones de generar un daño ambiental, de informar públicamente los riesgos que esa situación genere.

Por su lado la *Ley General del Ambiente Nº 25.675*, establece que todo habitante podrá obtener de las autoridades la información ambiental que administren y que no se encuentre contemplada legalmente como reservada, así como el deber de la autoridad de aplicación de desarrollar un sistema nacional integrado de información que administre los datos significativos y relevantes del ambiente, y evalúe la información ambiental disponible.

La *Ley de Libre Acceso a la Información Pública (Ley 25.831)*⁴⁸ establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para garantizar el derecho de acceso a la información ambiental ya sea que esta se encuentre en poder del Estado (tanto en el ámbito nacional como provincial, municipal y de la Ciudad de Buenos Aires), como así también de entes autárquicos y empresas prestadoras de servicios públicos, sean públicas, privadas o mixtas. Por ende, esta ley de presupuestos mínimos legitima y habilita a toda persona física o jurídica a solicitar en forma libre y gratuita, la información ambiental a quien la tenga en su poder.

Para proveer al ejercicio de ese derecho encomienda a la autoridad:

- Desarrollar un sistema nacional integrado de información que administre los datos significativos y relevantes del ambiente y evalúe la información ambiental disponible (Artículo 17).
- Proyectar y mantener un sistema de toma de datos sobre los parámetros ambientales básicos (Artículo 17).
- Informar sobre el estado del ambiente y los posibles efectos que sobre él puedan provocar las actividades antrópicas actuales y proyectadas (Artículo 18 párr. 1º).

Los sujetos obligados por la ley a brindar la información que se encontrare en su poder son el Estado Nacional, Provincial, Municipal, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los entes autárquicos y las empresas prestadoras de servicios públicos, sean públicas, privadas o mixtas (Art. 1º), quienes a través de sus autoridades competentes o sus titulares, están obligados a facilitar la información ambiental requerida (Art. 4º).

La ley pretende facilitar la accesibilidad del público al ejercicio del derecho garantizado al establecer la gratuidad del acceso, a excepción de aquellos gastos vinculados con los recursos utilizados para la entrega de la información solicitada, pero aclara que en ningún caso el monto que se establezca para solventar los gastos vinculados con los recursos utilizados para la entrega de la información solicitada podrá implicar un menoscabo al ejercicio del derecho conferido por esta ley (Art. 3º). En el mismo artículo expresamente dice que no es necesario acreditar razones ni interés determinado para acceder a la información. Esto facilita el ejercicio al no requerir ningún tipo de legitimación al sujeto, el fundamento del acceso libre a la información ambiental es su carácter de información pública.

Con respecto a las formalidades requeridas por la ley, el art. 3º establece que: “Se deberá presentar formal solicitud ante quien corresponda, debiendo constar en la misma la información requerida y la identificación del o los solicitantes residentes en el país, salvo acuerdos con países u organismos internacionales sobre la base de la reciprocidad”.

El objeto de la presente ley queda expresamente definido, ya que la norma establece en su Art. 2º qué entiende por información ambiental: “Se entiende por información ambiental toda aquella información en cualquier forma de expresión o soporte relacionada con el ambiente, los recursos naturales o culturales y el desarrollo sustentable”.

⁴⁸ <http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=normativa&IdNorma=99&IdSeccion=0>

Sin embargo la ley establece algunas excepciones al determinar supuestos en los cuales el libre acceso se encuentra vedado a la ciudadanía. La norma es de carácter taxativo y las provincias, al momento de adecuar la norma a sus respectivas jurisdicciones deberán respetar lo dispuesto por la norma de presupuestos mínimos, pudiendo ser más estrictos pero no más flexibles.

Al denegar el acceso a la información la autoridad debe hacerlo mediante la emisión de un acto fundado y en caso de ser una autoridad administrativa, debe cumplir con los requisitos de razonabilidad previstos en las normas para los actos administrativos. Si la información solicitada es reservada parcialmente, debe denegarse el acceso solamente a esa parte y permitir el acceso al resto de la información. Esta denegación también debe ser fundada.

A excepción del caso en que la información solicitada se encuentre comprendida dentro de una de las causales de denegación previstas por la ley, la resolución de las solicitudes de información ambiental deben llevarse a cabo en un plazo máximo de 30 días hábiles, a partir de la fecha de presentación de la solicitud (Art. 8°).

9. RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE A LOS RESIDUOS

(a) Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios (Ley 25.612)⁴⁹

Esta norma, como las anteriores, es también de presupuestos mínimos. En este caso, se regulan los principios básicos de protección ambiental sobre la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicio, que sean generados en todo el territorio nacional, y sean derivados de procesos industriales o de actividades de servicios, resultando por ende, aplicable a la actividad de extracción de hidrocarburos por la fracturación hidráulica.

Destaca, entre los objetivos de la misma garantizar la preservación ambiental, la protección de los recursos naturales, la calidad de vida de la población, la conservación de la biodiversidad, y el equilibrio de los ecosistemas; minimizar los riesgos potenciales de los residuos en todas las etapas de la gestión integral; reducir la cantidad de los residuos que se generan; promover la utilización y transferencia de tecnologías limpias y adecuadas para la preservación ambiental y el desarrollo sustentable; y promover la cesación de los vertidos riesgosos para el ambiente.

Según esta ley, los generadores de residuos industriales son responsables de todo daño producido por estos, ya que se los considera dueños de los mismos. Asimismo, deben instrumentar las medidas necesarias para minimizar la generación de residuos que producen; separar en forma apropiada los residuos incompatibles entre sí; envasar los residuos industriales, cuando las medidas de higiene y seguridad ambientales lo exijan, identificar los recipientes y su contenido, fecharlos y no mezclarlos, conforme lo establezca la reglamentación; tratar adecuadamente y disponer en forma definitiva los residuos industriales generados por su propia actividad *in situ* con el fin de lograr la reducción o

⁴⁹ <http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=normativa&IdNorma=89&IdSeccion=0>

eliminación de sus características de peligrosidad, nocividad o toxicidad; de no ser posible, deberá hacerlo en plantas de tratamiento o disposición final que presten servicios a terceros debidamente habilitadas; reusar sus residuos, como materia prima o insumo de otros procesos productivos, o reciclar los mismos.

Además, todo generador tiene el deber de informar a la autoridad competente sobre las características físicas, químicas o biológicas de cada uno de los residuos industriales que genere, e individualizarlos cuali- y cuantitativamente.

La ley también establece responsabilidades administrativas, civiles y penales. Cabe mencionar que la ley incorpora nuevos delitos ambientales al Código Penal. En este sentido pena a quien, utilizando residuos industriales y de actividades de servicio, adultere o contamine el agua, el suelo, la atmósfera, o ponga en riesgo la calidad de vida de la población, los seres vivos en general, la diversidad biológica o los sistemas ecológicos. Aumenta la pena en cuestión, cuando por razón de dicho hecho, muera una persona o se extinga una especie. En el caso de que el hecho se produzca por decisión de una persona jurídica, aplica la pena a los directores, gerentes, síndicos, miembros del consejo de vigilancia, administradores, responsable técnico, mandatarios o representantes de la misma que hubiesen intervenido en el hecho punible, sin perjuicio de las demás responsabilidades penales que pudiesen existir.

(b) Ley de Residuos Peligrosos (Ley 24.051) y Decreto 831/93⁵⁰

Esta norma no es de presupuestos mínimos, como las anteriores. Sin embargo, por el objeto de regulación y alcance nacional en los supuestos que prevé, es necesario tratarla al tener aplicación en la fracturación hidráulica.

En esta inteligencia, regula la generación, manipulación, transporte, tratamiento y disposición final de los residuos peligrosos, cuando se trate de residuos generados o ubicados en lugares sometidos a jurisdicción nacional o, a aquellos que -aunque estén ubicados en territorio de una provincia- estén destinados al transporte fuera de ella, o cuando, a criterio de la autoridad de aplicación, dichos residuos pudieran afectar a las personas o el ambiente más allá de la frontera de la provincia en que se hubiesen generado, o cuando las medidas higiénicas o de seguridad que a su respecto fuere conveniente disponer, tuvieren una repercusión económica sensible tal, que tornare aconsejable uniformarlas en todo el territorio de la Nación, a fin de garantizar la efectiva competencia de las empresas que debieran soportar la carga de dichas medidas.

Considera incluidos dentro de esta categoría a todos aquellos que puedan causar daño, directa o indirectamente a seres vivos o contaminar el suelo, el agua, la atmósfera o el ambiente en general. Su decreto reglamentario establece una amplia clasificación de todos aquellos residuos que pueden considerarse peligrosos por sus características específicas (aunque no es taxativa), resultando claramente aplicable los residuos resultantes de la fracturación hidráulica a la ley referida.

⁵⁰ Ley Nacional 24.051 de residuos peligrosos. Publicada en el BO 17/01/1992. Texto disponible en: www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=normativa&IdNorma=147&IdSeccion=0. Decreto 831/93 (reglamentario de la ley 24051), texto disponible en: infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/10000-14999/12830/texact.htm

Por lo demás, establece la obligación de todas las personas físicas o jurídicas que sean responsables de la generación, transporte, tratamiento y disposición final de este tipo de residuos, de inscribirse en un Registro Nacional de Generadores y Operadores de Residuos Peligrosos, previo cumplimiento de ciertos estándares ambientales a fin de que la Autoridad de Aplicación les otorgue un certificado ambiental—que los habilita para dicha inscripción—y que es renovable anualmente.

La Ley establece responsabilidades administrativas, civiles y penales otorgando las mismas penas contenidas en el artículo 200 del Código Penal⁵¹ a quien utilizando los residuos peligrosos, envenene, adultere o contamine de un modo peligroso para la salud, el suelo, el agua, la atmósfera o el ambiente en general. Añade que, si el hecho fuera seguido de la muerte de alguna persona, la pena será de diez a veinticinco años de reclusión o prisión.

10. RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE AL AGUA

Creemos necesario destinar un apartado especial concerniente al régimen jurídico del agua, por ser uno de los principales recursos afectados por la actividad de la fracturación hidráulica.

En este orden, la Constitución Nacional establece en el artículo 124, parte final, el dominio originario de las provincias sobre sus recursos naturales, aspecto que comprende desde luego los recursos hídricos.

Por tal motivo, y sin perjuicio de las normas contenidas en el Código Civil, cada provincia tiene a cargo el dictado de su Código de Aguas, con arreglo a sus facultades originarias y sujeto a su exclusiva jurisdicción.

Dicho principio, sin embargo, debe ceder cuando se trata de aguas compartidas, tanto superficiales como subterráneas, debiéndose advertir que independientemente de la naturaleza inter-jurisdiccional del recurso objeto de explotación (lo cual como ya vimos puede llegar a incidir de manera decisiva sobre la jurisdicción en caso de litigio), corresponderá determinar en materia hídrica el estado de emplazamiento de este último recurso, a los efectos de determinar un adecuado régimen de administración de los recursos hídricos implicados con motivo de la explotación.

(a) Ley de Presupuestos Mínimos de Gestión Integral de las Aguas (Ley 25.688)⁵²

Como su nombre lo indica, esta ley declara los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y su uso racional, resultando aplicable al

⁵¹ ARTICULO 200. - Será reprimido con reclusión o prisión de TRES (3) a DIEZ (10) años y multa de PESOS DIEZ MIL (\$ 10.000) a PESOS DOSCIENTOS MIL (\$ 200.000), el que envenenare, adulterare o falsificare de un modo peligroso para la salud, aguas potables o sustancias alimenticias o medicinales destinadas al uso público o al consumo de una colectividad de personas.

⁵² <http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=normativa&IdNorma=91&IdSeccion=0>

fracking toda vez que el recurso hídrico resulta probablemente el más vulnerable frente a la técnica que es objeto de análisis.

El artículo 2 de la norma comentada establece que se entenderá por agua “aquella que forma parte del conjunto de los cursos y cuerpos de aguas naturales o artificiales, superficiales y subterráneas, así como a las contenidas en los acuíferos, ríos subterráneos y las atmosféricas” y el artículo 5 enumera dentro de las definiciones de “utilización del agua” a la colocación e introducción de aguas subterráneas, la toma de aguas subterráneas así como su elevación, conducción sobre la tierra y su desviación y las acciones aptas para provocar permanentemente o en una medida significativa alteraciones de las propiedades físicas, químicas o biológicas del agua.

La definición de agua utilizada es importante porque subsume el concepto de “agua producida” que normalmente se utiliza en la terminología sobre hidrocarburos (y la que en este informe llamamos “efluentes industriales”, de tal manera que en todos estos casos será preciso sujetarse a la obtención de los correspondientes permisos, expresión que debe ser considerada en sentido lato dada la naturaleza de norma de presupuestos mínimos.

La norma establece en el art. 5° la necesidad de contar con la autorización de la autoridad competente previamente a la utilización de las aguas, conforme la práctica establecida en todos los Códigos de Aguas de la República Argentina.

Asimismo, en el caso de las cuencas inter-jurisdiccionales la norma dispone que cuando el impacto ambiental sobre alguna de las otras jurisdicciones sea significativo, la aprobación de dicha utilización por parte del Comité de Cuenca correspondiente es vinculante, para lo cual deberá facultarse a dicho Comité por las distintas jurisdicciones que lo componen (art. 5°, parte final).

Más allá de que esta norma haya sido cuestionada por la Provincia de Mendoza ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo cierto es que se trata de una norma vigente, que crea una obligación de creación de organismos de cuenca, bajo la modalidad de comités, que podría ser objeto de exigibilidad en caso de incumplimiento.

Finalmente, la norma crea una obligación para la autoridad nacional de aplicación con respecto a las siguientes acciones:

- (a) Determinar los límites máximos de contaminación aceptables para las aguas de acuerdo a los distintos usos;
- (b) Definir las directrices para la recarga y protección de los acuíferos;
- (c) Fijar los parámetros y estándares ambientales de calidad de las aguas;
- (d) Elaborar y actualizar el Plan Nacional para la preservación, aprovechamiento y uso racional de las aguas, que deberá, como sus actualizaciones ser aprobado por ley del Congreso de la Nación.

Esta disposición reviste una importancia significativa, en la medida que, hasta tanto no se cumpla la obligación contemplada en el artículo 7, el sistema regulatorio en su conjunto reconoce una obligación de restituir las aguas en estado neutro a los cuerpos receptores. Mientras que una vez que se establezcan los límites máximos de contaminación aceptables para las aguas de acuerdo a los distintos usos, resultaría posible tolerar un cierto grado de

contaminación. En otras palabras, la norma incorpora implícitamente el concepto de resiliencia que, por el momento, no resulta de aplicación.

(b) Legislación de Fondo

(i) Código Civil

Ya la ley 2797 de 1891 prohíbe lisa y llanamente contaminar los ríos de la República:

“Las aguas cloacales de las poblaciones y los residuos nocivos de los establecimientos industriales no podrán ser arrojados a los ríos de la República, si no han sido sometidos previamente a un procedimiento eficaz de purificación.”
(Artículo 1).

En términos más específicos, el Código Civil establece, entre otras cosas, la prohibición de la contaminación por hidrocarburos u otras sustancias nocivas (leyes 18.398, art.5 y la ley 22.190).

Por otra parte, la reforma al Código Civil de 1968 (Ley 17711) incorporó al dominio público el agua subterránea, o por lo menos, aquella que tuviera o adquiriera la aptitud para satisfacer usos de interés general (art. 2.340, inc 3).

(ii) Derecho del trabajo y la seguridad social

En segundo lugar, la *Ley de Policía, Seguridad e Higiene del Trabajo 19.587*⁵³ y su decreto reglamentario 351/79⁵⁴ - que por ser legislación de fondo resulta aplicable en todo el territorio de la República, establece las condiciones de higiene y seguridad del trabajo a las que deberán ajustarse todos los establecimientos y explotaciones cualquiera sea su naturaleza, destinados a realizar o donde se realicen tareas de cualquier índole con presencia permanente o eventual de personas físicas. Su artículo 6, inc. d establece que las reglamentaciones relativas a las condiciones de higiene de los ambientes de trabajo deben considerar primordialmente los efluentes industriales.

El decreto reglamentario 351/79 (artículo 59, inc. 5) establece que los efluentes de los establecimientos comprendidos por la ley deberán ser evacuados a plantas de tratamiento de manera que no se conviertan en un riesgo para la salud de los trabajadores o en un factor de contaminación ambiental. Además establece parámetros de calidad en sus anexos técnicos.

⁵³ Publicación en el Boletín Oficial el 28.4.72.

⁵⁴ Publicación en el Boletín Oficial el 22.5.79.

(iii) Código Penal: Prohibición de verter residuos peligrosos en los cuerpos de agua (Ley 24.051)

Como ha sido señalado con anterioridad en el presente trabajo, el artículo 200 del Código Penal regula el delito de envenenamiento de agua, así establece penas para

“aquél que envenenare o adulterare de un modo peligroso para la salud, aguas potables ... destinadas al uso público o al consumo de una colectividad de personas”.

Adicionalmente la ley 24.051 de residuos peligrosos, prohíbe el vertido de los residuos clasificados como peligrosos en cuerpos de agua (Anexo III, D6).

Por el delito de contaminación con residuos peligrosos, el artículo 55 de la ley 24.051 asimila su pena a la que establece el artículo 200 del C.P. Esta figura alcanza a aquel que contaminare de algún modo peligroso para la salud, el suelo, el agua, la atmósfera o el ambiente en general, utilizando los residuos que la ley clasifica como peligrosos en su anexo.

El *Decreto 831/93*, reglamentario de la ley 24.051 establece normas sobre calidad del agua para distintos usos. Clasifica a los cuerpos receptores que la ley protege y establece niveles guía de calidad. Fija la concentración máxima permisible de ciertas sustancias peligrosas en lo que respecta a consumo humano y animal, la protección de la vida acuática, la recreación y la pesca industrial, sin hacer referencia a los parámetros microbiológicos de calidad del agua.

Naturalmente que ello requiere de una definición de usos para los cuerpos receptores que debe ser realizada sobre una base de caso por caso, salvo que se adoptare un criterio mediante el establecimiento de una regla general y regulación específica de excepciones. Hasta el momento, la práctica seguida adscribe a la primera modalidad.

11. RÉGIMEN JURÍDICO DE PROTECCIÓN DE GLACIARES Y AMBIENTE PERIGLACIAL

En virtud de que existen importantes depósitos de gas en suelos congelados (permafrost) del ambiente periglacial, podría ser necesario en futuros casos, considerar el marco regulatorio correspondiente a la criósfera (el mundo congelado), ya que su conservación es clave para la subsistencia de los recursos hídricos cordilleranos de los cuales depende el acceso al agua de millones de personas. Cabe mencionar sin embargo, que actualmente no existe información sobre eventuales explotaciones de gas no-convencional en zonas periglaciales.

En el año 2010 se sancionó en Argentina la “Ley Nacional de Presupuestos Mínimos para la Protección de los Glaciares y Ambiente Periglacial” N° 26.639⁵⁵, convirtiéndose en el primer país del mundo en contar con una ley nacional de protección a sus glaciares y de los suelos

⁵⁵ www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/170000-174999/174117/norma.htm

congelados de los ambientes periglaciales (incluyendo los suelos permanentemente congelados).

La *Ley de Glaciares* aprobada es una ley de presupuestos mínimos (norma constitucional con jerarquía superior al resto de la legislación nacional y provincial). Entre sus principales puntos dispone la elaboración de un inventario nacional de glaciares y de ambiente periglacial (lo que incluiría zonas de *permafrost—suelos permanentemente congelados*), y establece una serie de actividades prohibidas (entre ellas “la exploración y explotación minera e hidrocarburífera” (Art.6, inciso c), incluyendo específicamente esta restricción actividades que pudieran realizarse en el ambiente periglacial. En el ámbito de afectación de los mismos, como así también la obligación de realizar Evaluaciones de Impactos Ambientales para evitar el daño futuro a glaciares y ambientes periglaciales, y Auditorías Ambientales a los proyectos en ejecución.

En la actualidad, las provincias de Jujuy⁵⁶, La Rioja⁵⁷, San Juan⁵⁸, Salta⁵⁹, Santa Cruz⁶⁰, Catamarca (proyecto de ley)⁶¹, Chubut (proyecto de ley)⁶², Neuquén (proyecto de ley)⁶³ y Rio Negro⁶⁴ cuentan con leyes (o proyectos de leyes) en esta materia que deben contemplar las prescripciones contenidas en el régimen de presupuestos mínimos.

12. PUEBLOS ORIGINARIOS

La reforma de la Constitución Nacional en el año 1994 reconoció la preexistencia étnica y cultural de los pueblos indígenas en el inciso 17 del art. 75. Posteriormente, en el año 2001, entró en vigencia el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)—el que otorga derechos sobre consulta respecto a proyectos en sus territorios, y en el 2007, Argentina firmó la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas.

Dichos instrumentos jurídicos constituyen un marco normativo fundamental para dimensionar los derechos y obligaciones de los pueblos originarios que deben ser adecuadamente considerados en ocasión de la aprobación de nuevos emprendimientos de explotación.

La relevancia de este marco jurídico internacional indígena para el *fracking* surge del hecho que una gran parte de la reserva de gas no-convencional se ubica en territorio reivindicado por pueblos indígenas. Esto nos lleva entonces a considerar la necesidad de evaluar en cada

⁵⁶ <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2011/09/Ley-de-Glaciares-Jujuy.pdf>

⁵⁷ <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2011/09/Ley-de-Glaciares-La-Rioja.pdf>

⁵⁸ <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2011/04/glaciares-docs-ley-glaciares-san-juan.doc>

⁵⁹ <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2012/03/Ley-de-Glaciares-Salta-No-7625.pdf>

⁶⁰ <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2012/02/LEY-Nº-3123-Glaciares-Santa-Cruz1.pdf>

⁶¹ <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2011/04/Ley-de-Glaciares-para-la-Provincia-de-Catamarca.pdf>

⁶² <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2011/04/glaciares-docs-ley-glaciares-chubut.doc>

⁶³ <http://wp.cedha.net/wp-content/uploads/2012/03/Ley-de-Glaciares-Neuquen-Proyecto-7267.pdf>

⁶⁴ <http://www.cedha.net/wp-content/uploads/2011/08/Proyecto-de-Ley-Glaciares-Rio-Negro.doc>

caso la pertinencia de condicionar las decisiones sobre el uso de los suelos afectados, a la previa consulta con pueblos originarios cuya existencia resultare acreditada.

En este sentido, cabe advertir que el Convenio no define quiénes son los pueblos indígenas y tribales, sino que adopta un enfoque práctico proporcionando solamente criterios para describir los pueblos que pretende proteger. La ausencia de una legislación específica a escala local torna más dificultosa la efectiva aplicación del Convenio en nuestro país.

De hecho, actualmente existen números conflictos en las provincias de Neuquén y Chubut, respecto a las decisiones tomadas por el gobierno nacional y provincial de dar avance con la exploración y explotación de gas no-convencional en territorios indígenas.

Nótese al respecto el caso de la provincia del Neuquén, en el que Comunidad Mapuche viene reclamando el registro de su personería jurídica desde hace catorce años, así como la adhesión al Programa de Relevamiento Territorial de Comunidades Indígenas⁶⁵.

(a) El Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo

Las comunidades mapuches en la provincia de Neuquén, han cuestionado sistemáticamente la violación por el Estado Nacional y Provincial, del Convenio N° 169 del año 1989 de la Organización Internacional del Trabajo el cual establece el derecho a la consulta previa, libre e informada a los pueblos indígenas y tribales.

El artículo 6 de dicho cuerpo normativo obliga a los gobiernos adherentes a este Convenio (entre los que figura la Argentina) a:

- consultar a los pueblos interesados, mediante procedimientos apropiados y en particular a través de sus instituciones representativas, cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente;
- establecer los medios a través de los cuales los pueblos interesados puedan participar libremente, por lo menos en la misma medida que otros sectores de la población, y a todos los niveles en la adopción de decisiones en instituciones electivas y organismos administrativos y de otra índole responsables de políticas y programas que les conciernan;
- establecer los medios para el pleno desarrollo de las instituciones e iniciativas de esos pueblos, y en los casos apropiados proporcionar los recursos necesarios para este fin.

Claro está que las consultas referidas deberán efectuarse de buena fe y de una manera apropiada a las circunstancias, con la finalidad de llegar a un acuerdo o lograr el consentimiento acerca de las medidas propuestas.

El artículo 7, por su lado, les concede a los pueblos indígenas el derecho a establecer sus propias prioridades en lo que atañe al proceso de desarrollo, en la medida en que éste afecte a sus vidas, creencias, instituciones y bienestar espiritual y a las tierras que ocupan o

⁶⁵ www.opsur.org.ar/blog/2013/06/13/en-neuquen-debaten-sobre-los-no-convencionales/

utilizan de alguna manera, y de controlar, en la medida de lo posible, su propio desarrollo económico, social y cultural. Además, dichos pueblos deberán participar en la formulación, aplicación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles directamente.

Por otro lado, obliga a los gobiernos a velar por que, siempre que haya lugar, se efectúen estudios, en cooperación con los pueblos interesados, a fin de evaluar la incidencia social, espiritual y cultural y sobre el medio ambiente que las actividades de desarrollo previstas puedan tener sobre esos pueblos. Los resultados de estos estudios deberán ser considerados como criterios fundamentales para la ejecución de las actividades mencionadas.

En cuanto al ambiente de los territorios que habitan, los gobiernos deben tomar medidas, en cooperación con los pueblos interesados, para protegerlo y preservarlo. Además, este Convenio reconoce a los pueblos originarios el derecho de propiedad y de posesión sobre las tierras que tradicionalmente ocupan (artículo 14).

Finalmente, en su artículo 15, les otorga especial protección a los derechos de los pueblos originarios a los recursos naturales existentes en sus tierras. Comprendiendo el derecho de los mismos a participar en la utilización, administración y conservación de dichos recursos.

Incluso en el caso de que los recursos naturales existentes en estos territorios pertenezca al Estado, obliga a los gobiernos a establecer o mantener procedimientos con miras a consultar a los pueblos interesados, a fin de determinar si los intereses de esos pueblos serían perjudicados, y en qué medida, antes de emprender o autorizar cualquier programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras. Los pueblos interesados deberán participar siempre que sea posible en los beneficios que reporten tales actividades, y percibir una indemnización equitativa por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades.

Si el proceso se realiza de acuerdo a los parámetros acordados y no se llegan a consensos, el Convenio 169 autoriza al Estado a adoptar una decisión unilateral. De ser este el caso, aun así el Estado debe garantizar la vigencia de los derechos indígenas: tener en cuenta el mejoramiento de los pueblos indígenas, recibir beneficios (en caso que los hubiera) y no debiera existir afectación a la integridad de sus pueblos.

En ciertos casos, el Estado no podrá llevar adelante acciones sin el acuerdo de los pueblos indígenas afectados. Esto debe ser así:

- Cuando el proyecto implique traslado de los pueblos indígenas de sus tierras tradicionales.
- Cuando el proyecto implique el almacenamiento o eliminación de materiales peligrosos en sus territorios.
- Cuando se trate de planes de desarrollo o de inversión a gran escala que

podrían tener un impacto mayor en los territorios indígenas. Estos se definen como aquellos donde exista la posibilidad de: i) la pérdida de territorios y tierra tradicional, ii) el desalojo, iii) la migración o el posible reasentamiento, iv) el agotamiento de los recursos necesarios para la subsistencia física y cultural, v) la destrucción y contaminación del ambiente tradicional, vi) la desorganización social y comunitaria, vii) impactos sanitarios y nutricionales negativos y de larga duración, o viii) abuso y violencia.

- ***Cuando se trate de actividades de extracción de recursos naturales en territorios indígenas que tengan impactos sociales, culturales y ambientales significativos*** (el destacado nos pertenece).

Claramente la mayoría de las condiciones listadas *ut. supra*, aplican al caso de la fracturación hidráulica en territorios indígenas de Argentina y por lo tanto, consideramos altamente necesario que el Estado Argentino respete el Convenio 169 y sus apartados. Adicionalmente consideramos importante que se respeten las tres características fundamentales de consulta, conforme se desprende del Convenio 169.

Consulta Previa: Es imprescindible que la consulta a los pueblos originarios se realice en forma *previa* a cualquier medida legislativa o administrativa que pueda afectarlos. Para tal fin deberá tenerse en consideración los plazos que sean necesarios (para la producción, recopilación de información y para la traducción, en caso de ser necesaria) a fin de que la Comunidad implicada pueda decidir si acepta o no el proyecto u obra en cuestión, no pudiendo existir limitaciones temporales.

Consulta Libre: Se refiere a que debe ser sin ningún tipo de coerción, intimidación, manipulación de información, presión exterior, etc.

Consulta Informada: Este punto obliga a que se reflejen todas las opiniones y puntos de vista intervinientes en el proceso, incluyendo la información que se haya producido en las instancias gubernamentales, como en las comunidades y su visión tradicional. La información proporcionada por el Estado debe ser completa, adecuada y veraz sobre las consecuencias económicas, sociales y culturales a largo plazo de la medida consultada.⁶⁶

Es un deber del Estado, aun sin que exista el dictado de una norma reglamentaria en el derecho interno, garantizar que los tres requisitos de la consulta se verifiquen en toda su plenitud con arreglo a las circunstancias de cada caso, promoviendo una relación de confianza entre las partes intervinientes, a fin de considerar que existe cumplimiento de las obligaciones internacionales contenidas en el Convenio 169 de la OIT.

Por ende, a fin de evitar comprometer la responsabilidad del Estado argentino, sería recomendable que éste pueda acreditar una actitud de cooperación, en todos los niveles, para sortear toda clase de impedimentos (limitaciones materiales, institucionales y lingüísticas, entre otras) para garantizar la representatividad de los pueblos originarios en su opinión sobre aquellos proyectos que puedan vulnerar sus derechos fundamentales (incluyendo el ambiente).

⁶⁶ opsur.files.wordpress.com/2011/10/ceppas-derecho-a-la-consulta-previa-a-pueblos-indc3adgenas.pdf , pág. 5 y 7.

En la provincia del Chubut, la Cámara de Apelaciones de Comodoro Rivadavia resolvió en 2013, el caso que involucra a la empresa estatal YPF y al Estado de Chubut,⁶⁷ planteado por afectados locales del proyecto La Greta ubicado en Río Mayo Chubut. Los demandantes, representantes mapuches e integrantes del Lof Comarca Chubut, reclamaban el derecho de consulta indígena, que según los mismos, fue ignorado por el Estado y por la empresa. También se acusaba a las autoridades y a la empresa de falsificar información y por desproteger zonas arqueológicas. La decisión judicial reconoció la acción de amparo en contra de la empresa y del Estado, debiéndose suspender las actividades en La Greta.

En la provincia del Neuquén, el líder mapuche Jorge Nahuel, Werken de la Confederación Mapuche neuquina, en reiteradas oportunidades ha cuestionado la explotación hidrocarburífera en la Provincia, a la que catalogó de “ilegítima e ilegal”, denunciando que ningún organismo contempla el impacto cultural, además del ambiental, que se deriva de los emprendimientos hidrocarburíferos. En este orden, resalta la pérdida de las normas de convivencia en las comunidades, la imposición de un sistema económico ajeno, la destrucción de la medicina tradicional, la invasión de los lugares sagrados y los centros de debate y reflexión de la comunidad mapuche. En cuanto se refiere específicamente al *fracking*, denuncia, especialmente, la violación sistemática al derecho de consulta previa que les concede el Convenio 169 aludido supra.

13. LEGISLACIÓN ESPECÍFICA SOBRE *FRACKING* EN LA PROVINCIA DE NEUQUÉN

El Decreto Provincial de Neuquén N° 1483/2012, promulgado en agosto del 2012, es la única reglamentación específicamente dirigida a la fracturación hidráulica. El mismo complementa a la ley provincial 1875, que se refiere a las normas y procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales.

El artículo 3 del decreto expresa que todos los proyectos de exploración y explotación no convencionales deben contar con la Licencia Ambiental como paso previo a su ejecución y que además, en aquellos casos en que la autoridad de aplicación lo considere pertinente, puede exigirse un Análisis de Riesgo Ambiental. Asimismo, el artículo 4 se refiere al Informe Ambiental de pozos no convencionales (el cual se rige, según la misma norma, por el Anexo III, Capítulo II del Decreto Reglamentario 2656/99) estableciendo determinados requisitos que el mismo debe contener.

El artículo 4 del decreto establece que el Informe Ambiental deberá contener los requisitos siguientes:

- Descripción y proceso del sistema de tratamiento del retorno del agua utilizada en la estimulación hidráulica (*Flowback*) del pozo.
- Declaración jurada de la composición de los fluidos utilizados en la terminación de este tipo de pozos.
- El visado del proyecto por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos (o el organismo que institucionalmente le suceda).

⁶⁷ Caso Pintihueque, Marcelino Luis c/Provincia del Chubut s/Amparo

- Autorización de uso de aguas y vertidos de efluentes, emitidas por la autoridad de aplicación de la ley 899.

Finalmente, añade que la Subsecretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible establecerá los lineamientos y pautas para la elaboración del Análisis de Riesgo Ambiental para los casos que sea requerido.

Asimismo, el artículo 6 señala que no se dará curso a la evaluación de Informe Ambiental que no cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 4, conforme el procedimiento establecido en el Anexo II, Capítulo I, artículo 6 del Decreto Reglamentario 2656/99.⁶⁸

Por otro lado, los artículos 8 y 9 manifiestan que solamente se podrá autorizar para la perforación y terminación de pozos no convencionales el uso del agua conforme al Código de Aguas (ley 899 y su Decreto Reglamentario 790/99),⁶⁹ estando prohibida la utilización del agua subterránea con aptitud para satisfacer el abastecimiento de poblaciones e irrigación (conforme el artículo 5 de la ley decreto reglamentarios referidos ut supra).

En cuanto al agua de retorno (*Flowback*)—*en nuestro informe nos referimos a efluentes industriales*—debe ser en su totalidad sometida a un sistema de tratamiento que garantice su encuadre en los parámetros del vertido establecidos en el Código de Aguas y el decreto 790/99 y supletoria, ley nacional 24051 y su decreto reglamentario 831/93, para las siguientes alternativas de reutilización y disposición:

- reúso en la industria hidrocarburífera
- reúso en riego asociado a un proyecto productivo o de recomposición ambiental del área intervenida
- disposición final en pozo sumidero

Prohíbe rotundamente su vertimiento sobre cuerpos de aguas superficiales y su almacenamiento en receptáculos a cielo abierto, previo o durante su tratamiento. El decreto obliga además, a que las piletas de almacenamiento de agua para la terminación de pozos mediante estimulación hidráulica, sean impermeabilizadas.

Por otro lado, los concesionarios, permisionarios u operadores, deben presentar a la Autoridad Ambiental los análisis físico-químicos de las aguas de retorno (los efluentes industriales) a fin de informar sobre la cantidad y calidad de las mismas, también deben hacer lo posible para minimizar el desarrollo de locación múltiple en zonas aledañas a las obras, y en el caso en que esto no fuera posible, deberán minimizar los ruidos generados por las operaciones de perforación a fin de que no superen los 85 decibelios, fuera de la locación.

Finalmente, obliga a los sujetos mencionados a presentar semestralmente ante la Subsecretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, la planificación de las perforaciones no convencionales de cada área.

⁶⁸ Artículo 6: Examen formal: La Autoridad de Aplicación previo a todo trámite y en un plazo no mayor de tres días examinará el cumplimiento de los requisitos formales de las presentaciones y si existieren omisiones intimará al proponente a subsanarlas en un plazo no superior a los tres días.

⁶⁹ www.habitatconsultora.com.ar/documentos/Ley_Aguas_899_NQ.pdf

14. NORMAS A NIVEL COMPARADO

Un estudio elaborado por el *Center for Global Energy, International Arbitration and Environmental Law* de la Universidad de Texas⁷⁰ a principios de 2012 da cuenta de los principales avances en materia regulatoria sobre *fracking* que se aprecian a nivel comparado dentro de los Estados Unidos.

A través de la revisión de la situación regulatoria en 12 Estados de la Unión, el estudio logra identificar los siguientes aspectos clave para una regulación:

- i. Necesidad de regular los aspectos inherentes a las condiciones de prospección, debiendo obtenerse licencias especiales, especialmente cuando se trata de prospección sísmica.
- ii. Necesidad de considerar la erosión y la sedimentación a lo largo del proceso de construcción, perforación y fractura hidráulica, reconociendo en particular los riesgos de fragmentación de hábitats identificados.
- iii. Definición de criterios para la localización de plataformas de perforación, perforaciones propiamente dichas, bombas y sitios de disposición final, tomando en consideración los retiros mínimos respecto de poblaciones, cuerpos hídricos y en general recursos protegidos.
- iv. Necesidad de contemplar los impactos causados por el transporte de equipamiento desde y hacia la plataforma de perforación. Son manifiestas en este sentido las evidencias de una ampliación de caminos y accesos para soportar el tránsito de camiones especiales. Ello debería reflejarse en el reconocimiento de aportes económicos a los municipios u otras entidades a cargo del mantenimiento y expansión de caminos existentes.
- v. Necesidad de prevenir la contaminación de agua durante la perforación y cementación de un pozo, previniendo y controlando posibles fugas de sustancias tóxicas a la superficie.
- vi. Necesidad de considerar las emisiones de gases durante la perforación y la fractura. Estas emisiones pueden comprender óxidos nitrosos, monóxido de carbono, compuestos volátiles orgánicos y contaminantes peligrosos como el benceno. Estas sustancias pueden provenir del venteo del pozo, de la fuga de gases durante el proceso de perforación y fractura, del equipo destinado a la perforación, fractura y deshidratación del gas, de las tuberías, de las fugas de tanques y pozos (flowback), o de las estaciones de compresión.
- vii. Consideración adecuada de los consumos de agua insumida por el proceso de fractura así como sus efectos sobre las reservas de recursos hídricos, los

⁷⁰ Wiseman, Hannah Jacobs and Gradijan, Francis, Regulation of Shale Gas Development, Including Hydraulic Fracturing (October 31, 2011). University of Tulsa Legal Studies Research Paper No. 2011-11; University of Tulsa Legal Studies Research Paper Forthcoming. Available at SSRN: <http://ssrn.com/abstract=1953547> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1953547>

caudales de los cuerpos de agua y la vida acuática.

- viii. Necesidad de regular el proceso de fractura en sí mismo. Esto comprende la necesidad de dar debida cuenta de las sustancias químicas aplicadas, las condiciones de transporte, las medidas de prevención en caso de emergencia, etc. En este aspecto corresponde considerar las competencias municipales en materia de mantenimientos de caminos y supervisión de tránsito por ciertos caminos.
- ix. Necesidad de establecer claramente los procedimientos preventivos de fugas y derrames así como los protocolos a emplear en caso de emergencia.
- x. Necesidad de regular con el mayor detalle los depósitos de efluentes de procesos de petróleo y gas, contemplando su debido aislamiento para evitar que las aves puedan abastecerse de estas fuentes tóxicas.
- xi. Necesidad de regular la disposición final de residuos asociados al proceso de fracking, contemplando el adecuado tratamiento para el agua producida a fin de poder reincorporarla a los cuerpos receptores. En algunos Estados se da cuenta del proceso de reinyección.

A pesar de estas regulaciones identificadas, el estudio analizado considera que siguen existiendo ciertos gaps regulatorios en torno a las siguientes cuestiones:

- i. Necesidad de dictar mejores prácticas respecto al transporte de sustancias tóxicas (normalmente todas las sustancias asociadas al proceso de *fracking*).
- ii. Necesidad de mejorar la regulación para encamisar y cementar las perforaciones, evitando fugas de agua. También es necesario mejorar la regulación sobre disposición final de residuos.
- iii. Necesidad de regular adecuadamente la nueva categoría de residuos que estaría dada por el agua de retorno (flowback wáter).

Otro estudio comparativo al que tuvimos acceso es el elaborado por el *Water Research Commission* de Sudáfrica⁷¹ entre cuyas principales recomendaciones se mencionan las siguientes:

- i. No deben inyectarse sustancias químicas a través de las perforaciones sin una completa desagregación de los compuestos usados.
- ii. Deben evitarse la realización de cavas de desechos ya que esto puede significar un riesgo para las aguas subterráneas de la región.

⁷¹ STEYL, G – van TONDER G.L. – CHEVALLIER, L.: “State of the art. Fracking for shale gas exploration in South Africa and the impact on water resources”, Water Research Commission Report N° KV 294/2011 available at: www.wrc.org.za

- iii. Las perforaciones deben realizarse al menos a 10 km de distancia del área residencial más cercana, para evitar exposición a sustancias químicas (atmosféricas, a través del agua o por contacto directo).
- iv. Los registros de perforaciones deben mantenerse ante la Autoridad de Aguas correspondiente y la Autoridad Ambiental, y deberían estar disponibles hasta 6 meses posteriores a la terminación de la perforación para asegurar el mejor monitoreo de gas en el área.
- v. Deberían desarrollarse o incorporarse en la legislación guías de buenas prácticas para realizar las perforaciones de la mejor manera.
- vi. Un estudio piloto debería tener lugar al menos con un (1) año de anticipación a través de una red de pozos de monitoreo, a diferentes profundidades a los efectos de comprender cabalmente el impacto de la fractura hidráulica en un área espacial bien determinada.
- vii. Debe ser establecida una *Línea de Base* antes que tenga lugar cualquier perforación a fin de poder afrontar reclamos por responsabilidad que se puedan presentar contra los contratistas. Esta línea de base debería incluir registros atmosféricos, suelo, agua superficial y subterránea.
- viii. Todas las consecuencias de la perforación deben ser completamente remediadas antes que el contratista sea habilitado a dejar el área.
- ix. Deben establecerse fuertes restricciones para el otorgamiento de las licencias de operación, de tal manera que un (1) sólo incidente permita adoptar medidas legales inmediatas de conformidad con el principios contaminador-pagador.
- x. Por último debe contemplarse la posibilidad de que en ciertos casos pueda concluirse luego de los estudios una prohibición de la explotación a fin de asegurar que no se produzcan daños irreparables para el ambiente, por ejemplo, en caso de acuíferos altamente vulnerables, como es el Karoo.

15. CONCLUSIONES

Como hemos podido advertir a lo largo de este capítulo, Argentina cuenta con un vasto marco regulatorio que resulta aplicable al *fracking*, ya sea por tener como objeto al ambiente en general o por referirse a los hidrocarburos en particular, o incluso también por regular los diferentes recursos que se encuentran en riesgo en este tipo de prácticas.

Las diferentes leyes que hemos analizado y que resultan de aplicación en la materia, establecen determinadas obligaciones respecto a aquellos que deseen desarrollar la extracción de hidrocarburos no-convencionales mediante la fracturación hidráulica en el país. Estas obligaciones van desde la participación ciudadana, la realización de EIAs, la obtención de permisos por ante la autoridad de aplicación provincial, hasta la consulta previa, libre e informada a los pueblos originarios que puedan habitar el territorio en donde se desarrollará la actividad, entre otras. Estas obligaciones y derechos surgen de tratados internacionales aplicables en la materia, de leyes nacionales de presupuestos mínimos, de leyes nacionales de hidrocarburos y de la legislación provincial y municipal que resulte de aplicación territorial.

Sin embargo, como también hemos señalado, a excepción de la norma de Neuquén que hemos comentado, carecemos de normas que regulen específicamente la fracturación hidráulica. Tratándose de una actividad que involucra tantos aspectos socio-ambientales, no podemos contentarnos con normas genéricas o leyes que indirectamente regulen la actividad. Al respecto, podemos concluir que consideramos de vital importancia, ante los avances de proyectos de *fracking* en el país, contar con una ley especial a nivel nacional que regule la actividad.

Para la elaboración de esta ley, recomendamos adoptar como práctica el procedimiento de elaboración participativa de normas. Dentro de la legislación comparada que analizamos en el punto 14 del presente capítulo encontramos ciertos modelos que sería de interés revisar para evaluar su incorporación. Finalmente, en el punto 16 a continuación, se elaboran recomendaciones concretas a tener en cuenta para la codificación de la actividad.

Es importante aclarar que con esto, no pretendemos poner trabas al desarrollo de nuevas fuentes de energía, sino exigir de manera clara y contundente que estas nuevas prácticas, se encuentren adecuadamente reguladas para proteger al ambiente y a la población de los daños que pudieran ocurrir en consecuencia.

Como reflexión final, que nos parece necesaria, de nada servirá contar con una norma, ni con miles de normas, si estas no se aplican. Tener una buena norma ayuda a su cumplimiento, pero no es suficiente. Por eso resulta esencial el rol de las autoridades correspondientes, a través de controles periódicos, de la exigencia de informes, así como de la efectiva aplicación de sanciones a los incumplidores.

16. RECOMENDACIONES SOBRE EL RÉGIMEN REGULATORIO PARA LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

De cuanto se lleva dicho en esta sección, podemos desprender algunos elementos normativos recomendables para el diseño eventual de nuevas regulaciones o leyes relativas a la actividad de la extracción de hidrocarburos no-convencionales mediante la fracturación hidráulica.

- i. Considerando la pormenorizada relación de riesgos y posibles impactos sobre los recursos naturales, resultaría necesario diseñar sistemáticamente una regulación autónoma que tome como punto de partida las vulnerabilidades identificadas y asigne soluciones de prevención, mitigación, o compensación según sean las circunstancias.
- ii. Asimismo, la regulación debería poder identificar los criterios preliminares para definir en qué casos puede considerarse posible la aplicación de esta técnica. En otras palabras, una parte esencial de la regulación es asumir que bajo ciertas circunstancias (normalmente asociadas a la localización espacial del emprendimiento) podría no ser admisible la ejecución de un proyecto determinado.
- iii. Resultaría de buena práctica que la norma trace un camino crítico, a través de un procedimiento administrativo, destinado a que se pueda hacer valer, cumplir y promover la consulta previa, libre e informada en los términos previstos por el Convenio 169.
- iv. En el interés de todos los actores, resultaría altamente recomendable que la nueva regulación sea sumamente clara en cuanto a las instituciones, competencias y plazos establecidos para el ejercicio de atribuciones y cumplimiento de obligaciones, de tal manera de dotar al régimen de la mayor previsibilidad y el menor índice de conflictividad.
- v. En particular, tratándose de reservorios de hidrocarburos no convencionales con un emplazamientos multi-jurisdiccional, o de aguas subterráneas con análogo emplazamiento, resultaría pertinente la adecuada articulación entre las distintas jurisdicciones a través de los organismos administrativos pertinentes, a fin de evitar cualquier imprecisión en la tramitación del proceso de aprobación, control durante la ejecución, cierre y post-cierre.
- vi. Desde el punto de vista política institucional, no cabe duda que las provincias gozan de competencias adecuadas para dictar regulaciones autónomas. Así y todo, podría ser oportuno considerar la conveniencia de dictar presupuestos mínimos con criterios mínimos de explotación.
- vii. Finalmente, resulta de la esencia de una materia tan sensible como la preocupación de la población sobre la preservación de sus vitales recursos hídricos, que exista una adecuada participación con motivo de la elaboración de las posibles regulaciones, de tal manera de asegurar una legitimidad ab initio de todo nuevo régimen sobre la materia.

BIBLIOGRAFÍA

- ALL Consulting (2003):** Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives. United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: www.gwpc.org/e-library/documents/general/Coalbed%20Methane%20Produced%20Water%20Management%20and%20Beneficial%20Use%20Alternatives.pdf, 322 pp
- Allen, David et.a.:** Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. (in PNAS, early edition - www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1304880110) 2013.
- Arthur, J.D., Bohm, B. & Layne, M. (2008):** Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale.- The Ground Water Protection Council 2008 Annual Forum, Cincinnati, OH, September 21–24, 2008, 16 pp
- Boyer, C., Clark, B., Jochen, V. & Miller, R. (2011):** Shale Gas: A Global Resource. *Oilfield review*, 23 (3): 1-12
- Colborn, T (2011):** Natural Gas Operations from a Public Health Perspective, Human and Ecological Risk Assessment: an International Journal, vol. 17 (2011) 1040; 25; 1042; 1039; 1053; 1054-55
- Consejo Superior de Colegios de Ingenieros en Minas:** Gas No Convencional en España, Una Oportunidad de Futuro.
- Clark, C.E. & Veil J.A. (2009):** Produced Water Volumes and Management Practices in the United States.- United States Department of Energy, Argonne National Laboratory ANL/EVS/R-09/1: www.evs.anl.gov/pub/doc/ANL_EVS__R09_produced_water_volume_report_2437.pdf
- Cline, J.T., Kimball, B.J., Klinko, K.A., Nolen, C.H. (2009):** Advances in Water Treatment Technology and Potential Affect on Application of USDW. GWPC: 2009 Underground Injection Control Conference, Antonio, TX, January 26–29, 2009
- Doran, G. & Leong, L.Y.C. (2000):** Developing a Cost Effective Solution for Produced Water and Creating a 'New' Water Resource. United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory DOE/MT/95008-4
- Environment and Human Rights Advisory (EHRA):** A Human Rights Assessment of Hydraulic Fracturing for Natural Gas. 2011
- Fontevicchia, A. (2012):** "Shale Gas Wars: Argentina Fracks Repsol, Kirchner Takes YPF", *Forbes.com*, April 17, 2012, available at <http://www.forbes.com/sites/afontevicchia/2012/04/17/shale-gas-wars-on-argentinanationalization-of-repsol-ypf/>
- GasFrac (2012):** LPG gel fracking.- www.gasfrac.com
- GD NRW (2012):** Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Nordrhein-Westfalen.- GD NRW, 1-32
- Gregory, K.B., Vidic, R.D. & Dzombak, D.A. (2011):** Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing.-*Elements*, vol. 7, 181-186
- Ground Water Protection Council (2009):** Ground Water Protection Council & ALL Consulting, prepared for the United States Department of Energy, Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer (2009) 21, 61, 62, 63, ES-1, ES-2-ES-3
- IEA (2009):** Annual Energy Outlook 2009: With Projections to 2030 – EIA, 16.11.2012, [www.eia.gov/oiaf/aeo/pdf/0383\(2009\).pdf](http://www.eia.gov/oiaf/aeo/pdf/0383(2009).pdf)
- Instituto Argentino de Gas y Petróleo (IAPG):** El Abece de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. 2013
- Krauss, C. (2011):** Argentina Hopes for a Big Payoff in Its Shale Oil Field Discovery", *New York Times*, July 4, 2011, available at <http://www.nytimes.com/2011/07/05/business/global/05shale.html?pagewanted=all> [hereinafter Krauss].
- Kuuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuwen, T. & Moodhe, K. (2011):** World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Washington DC, US DOE EIA, April 2011
- McGrath, Angus:** Fate and Transport of Select Compounds of Interest in Fracing Fluids. 2011
- McKenzie, Lisa et.al. (2012):** Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional gas resources. *Science of the Total Environment*
- Meiners, H. (2001):** Oberflächenausgasung und Gasverwertung in Stillstandsbereichen. – In *Grubengas: Entstehung, Gefahren, Nutzung.*- Schr.-R. GDMB, 91: 21 – 32; Clausthal- Zellerfeld.

Nicholson, B. & Blanson, K. (2011): Tracking Fracking Case Law: Hydraulic Fracturing Litigation, American Bar Association Section of Environment, Energy, and Resources, Natural Resources & Environment, vol. 26:2 (2011) 25; 26

Seattle Times (2010): Shale oil drill in the Neuquén Province of Argentina, 13.12.2010, <http://seattletimes.nwsourc.com/ABPub/2011/12/27/2016796998.jpg>.

Stevens, P. (2010):The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality. A Chatham House Report (London)

STEYL, G – van TONDER G.L. – CHEVALLIER, L. (2011): "State of the art. Fracking for shale gas exploration in South Africa and the impact on water resources", Water Research Commission Report N° KV 294/2011 available at: www.wrc.org.za

Suárez, A.A. (2012): The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane), Advances in Natural Gas Technology, Dr. Hamid Al-Megren (Ed.), ISBN: 978-953-51-0507-7, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gastechnology/the-expansion-of-unconventional-production-of-natural-gas-tight-gas-gas-shale-and-coal-bedmethane>

Summit County Voice (2011): Hydraulic fracturing process, 11.11.2011, http://summitcountyvoice.com/2011/11/11/fracking-epa-finds-toxic-chemicals-in-wyoming-aquifer/fracking_diagram/

TEDX: The Endocrine Disruption Exchange. 2010. See: <http://frack.mixplex.com/content/tedx-endocrine-disruption-exchange>

Thielmann, Th. (2000): Der Methanhaushalt über kohleführenden Sedimentbecken: Das Ruhrbecken und die Niederrheinische Bucht. Methanbildung, -migration und -austausch mit der Atmosphäre. – Ber. Forsch.-Zentr. Jülich, 3792: 350 S., zahlr. Abb. u. Tab.; Jülich.

United States Energy Information Administration (2011): World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, April 2011, 4

United States Energy Information Administration (2011): World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.

United States Energy Information Administration (2013): Annual Energy Outlook 2013 – with Projections to 2040.

US Department of Energy: Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. 2009

What is fracking (2012): What is Fracking?, 16.11.2012, <http://www.what-is-fracking.com/>

What is fracking (2012a): ProPublica, 16.11.2012, <http://www.propublica.org/special/what-the-frack-is-in-that-water>

Wiseman, Hannah Jacobs and Gradijan, Francis 2011): , Regulation of Shale Gas Development, Including Hydraulic Fracturing (October 31, 2011). University of Tulsa Legal Studies Research Paper No. 2011-11; University of Tulsa Legal Studies Research Paper Forthcoming. Available at SSRN: <http://ssrn.com/abstract=1953547> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1953547>

Zittel, W. (2010): Kurzstudie „Unkonventionelles Erdgas“ – Informationspapier für ASPO Deutschland und Energy Watch Group: 33 S.- http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf