



UNA OPINION SOBRE EL FRACKING

Víctor Bravo
vbravo@fundacionbariloche.org.ar

Documento de Trabajo

Departamento de Economía Energética

Documento de Trabajo | Septiembre 2013

Este trabajo es fruto de investigaciones internas realizadas por el (los) autor(es). Las opiniones vertidas en este trabajo son, sin embargo, responsabilidad exclusiva del (de los) autor(es) y de ningún modo pretenden reflejar las de la Institución.

Copyright © (2013) Fundación Bariloche. Todos los derechos reservados. Pequeñas secciones de este trabajo, que no excedan de dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización previa de Fundación Bariloche, siempre y cuando se cite a plenitud la fuente, incluido el símbolo ©.

www.fundacionbariloche.org.ar

Av. Bustillo 9500 - (R8402AGP) S.C. de Bariloche - Río Negro - Argentina - Tel. / Fax: (54-294) 446-2500
Piedras 482 - Piso 2º H - (C1070AAJ) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires - Argentina - Tel. / Fax: (54-11) 4331-2021/23

INDICE

Pág.

1. ALGUNOS ELEMENTOS PREVIOS PARA ENTENDER MEJOR EL TEMA	1
2. LA EXPLOTACIÓN CONVENCIONAL DE LOS HIDROCARBUROS.....	2
3. EL FRACKING	4
4. ¿LAS RESERVAS O RECURSOS? DE HIDROCARBUROS “NO CONVENCIONALES”	8
5. ¿POR QUÉ EL FRACKING EN ARGENTINA?	10
6. PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES DEL FRACKING	11
7. ¿QUÉ PASA EN EL RESTO DEL MUNDO?	12
8. CONCLUSIONES	18
ANEXO: EL CONTRATO YPF-CHEVRON	19

1. ALGUNOS ELEMENTOS PREVIOS PARA ENTENDER MEJOR EL TEMA

Argentina alcanzó su autoabastecimiento de PE y GN a fines de los años 70 del siglo pasado por obra, casi exclusivamente, de YPF estatal.

Es decir que el PE y el GN que se consumían en Argentina eran producidos de los propios yacimientos argentinos.

Las exportaciones eran muy pequeñas y lo mismo las importaciones (se importaba una pequeña cantidad de GN desde Bolivia por razones geopolíticas).

En la empresa estatal se decía que Argentina era un país con petróleo pero no un país petrolero.

El GN iba sustituyendo al fuel oil en las centrales eléctricas térmicas. Lo mismo hacía el agua y los combustibles nucleares.

La idea era bajar el consumo de PE.

Incluso a comienzos de los años 80, recuperada la democracia, comienza a usarse alconafta (alcohol de caña mezclado con las naftas), en especial en la Zona Norte, NEA y Centro del País.

Pero llegados los 90, con el gobierno de Menem - Cavallo, cambia por completo la política energética y en especial las de PE y GN.

Se privatizan YPF, Gas del Estado y casi todas las Empresas Eléctricas, excepto las binacionales (Salto Grande y Yacretá y las nucleares Atucha y Embalse y algunas provinciales).

Se decía que el Estado era mal empresario y que con el sector energético en manos privadas se iba a tener mucha energía, más barata y a precios internacionales.

En materia de PE y GN las empresas extranjeras, en especial REPSOL, que había comprado muy barato a YPF, se lanzaron a incrementar fuertemente la producción y construyeron, incluso, gasoductos para exportar el abundante GN a Chile, por ejemplo.

Se dejó de explorar para reponer reservas y estas disminuyeron dramáticamente de casi 12 años, para el PE, al comienzo de los 90 a casi 10 actualmente (con una producción casi 30% menos) y de casi 20 años a menos de 8 para el GN.

YPF perforaba unos 120-150 pozos de exploración por año, cuando era estatal y después la totalidad de las empresas bajaron a 60-50 e incluso 30 pozos por año.

Sin exploración se terminaban las reservas y se debía importar cada vez más.

A fines de los años 90 se exportaba casi el 40% del PE producido y buena parte del GN.

Se exportaba a 22 U\$S el barril de PE y a menos de 3 dólares el millón de BTU de GN.

Hoy se debe importar PE (en forma de derivados) a casi 120 dólares y GN Licuado a casi 18.

Es decir entre 4 y 5 veces más caro.

Es que las empresas dedicaron casi todo su esfuerzo a exportar grandes cantidades para recuperar lo antes posible lo gastado en comprar YPF, para girar las ganancias al exterior y para aumentar los dividendos a sus accionistas. Es que las divisas obtenidas por las exportaciones no pasaban por el Banco Central y el petróleo era de libre disponibilidad (Esta situación duró hasta el año 2011).

El GN local, actualmente, no alcanza, para satisfacer las necesidades del consumo de las industrias, las centrales eléctricas e incluso, a veces, de los usuarios residenciales (pese a que más del 40% de la población carece de GN). Es que además se dejaron de construir centrales hidroeléctricas y nucleares.

Como tampoco se invirtió para ampliar la capacidad de las refinerías, hoy se debe importar gas oil, en parte en sustitución del Gas natural en las Centrales Eléctricas, y a veces naftas y fuel oil.

Estas importaciones provocan un importante déficit en la Balanza Comercial y esto sumado a los grandes subsidios que se dan al sector energético, esencialmente para comprar GNL, y por los muy bajos niveles de las tarifas de GN y EE, contribuye, también, a generar un déficit en el Presupuesto Nacional creando una situación muy difícil al país que en parte se refleja en las dificultades de los Presupuestos Provinciales, que a veces ni siquiera están en condiciones de pagar los sueldos de los empleados públicos.

Frente a esta situación, la de la caída de las reservas y producción de PE y GN, el gobierno decide, acertada y tardíamente, recuperar el manejo de YPF comprando a REPSOL el 51% de las acciones.

ENARSA que se había creado a principios de los años 2000 no pudo contribuir a la solución de este problema.

El otro problema, el de los subsidios a las tarifas de GN y EE, se sigue demorando (los derivados de PE por el contrario aumentan gradualmente su precio). Esto genera serios inconvenientes a Camessa, la empresa administradora del sistema Eléctrico, que compra la EE a las generadoras con esos subsidios del Estado ya que las distribuidoras, que a su vez compran la EE a CAMESSA, le deben a esta cada día más dinero por el congelamiento de las tarifas.

Ese es el CONTEXTO.

2. LA EXPLOTACIÓN CONVENCIONAL DE LOS HIDROCARBUROS

Primero se verá cómo se extraen el PE y el GN de los yacimientos convencionales.

Las estructuras que contienen PE y GN están en el subsuelo a profundidades mayores, generalmente, a los 1000 metros, aunque en algunos casos llegan casi a los 4000.

No se presentan como napas o ríos subterráneos de PE y GN sino que ambos están alojados en capilares, pequeños tubitos, a veces no conectados entre sí, en rocas sólidas, pero que tienen la propiedad de ser porosas (es decir hay espacios ocupados por los HC) y permeables (es decir los Hidrocarburos-HC- pueden fluir), es decir pueden moverse.

Están depositados en lo que se llama trampas (se puede imaginar la parte interior de un sombrero donde la parte superior es una roca impermeable que los contiene y evita se escapen). El GN ocupa la parte superior de los capilares, el PE la parte intermedia y el Agua la parte inferior.

Para extraerlos, como están contenidos a mucha presión (hay casi 1000 o 4000 metros de capas de roca por encima), hay que llegar al "sombrero" con un pozo vertical perforado desde la superficie. Este pozo se perfora con una pieza especial que se llama trepano, colocado en el extremo de una serie de barras articuladas. El pozo comienza con un diámetro de 50 -60 cm y termina, en la trampa, con 8 -10 cm

Cuando el trepano llega adonde están los HC, es decir perforando la tapa del sombrero, el PE sale por las tuberías del pozo vertical hacia la superficie arrastrado por el GN y empujado por el Agua.

Los pozos que se perforan son verticales y desde hace unos 20 años, en Argentina, también mediante tramos horizontales.

Es decir el pozo llega vertical a la zona donde están los HC y luego con una herramienta especial se lo hace horizontal. De esta manera puede sacar muchos más HC que si fuera vertical solamente.

Para que el agujero del pozo que se está perforando no se tape por los trocitos de roca triturada y para enfriar el trepano, se agrega por el centro de la tubería un fluido que se llama lodo, y que es un barro, formado con agua y con un mineral especial que se llama baritina, que no es contaminante, y a veces contiene productos químicos, dependiendo de la naturaleza del terreno a perfora. Estos productos químicos pueden ser, por ejemplo, gas oil.

El lodo recorre un circuito desde la boca del pozo hasta el trepano, en la profundidades y desde allí vuelve a la boca del pozo arrastrando los trocitos de roca triturada.

El lodo usado se recupera, sacando los trocitos de roca y se vuelve a inyectar.

Al final de la perforación el lodo sobrante se arroja a una pileta al lado del pozo.

Este lodo suele tener petróleo y si la pileta no se trata y se elimina el PE, se convierte en una zona contaminada que arruina el suelo y es muy dañina para las aves.

Hay técnicas para remediar.

Pero la historia de la perforación de pozos en la Patagonia presenta miles de piletas abandonadas, sin tratar, que constituyen importantes pasivos ambientales. En la Provincia de Chubut se denuncian más de 5000.

Es que ha habido muy poco control de las empresas petroleras por parte del Estado.

Una característica de los yacimientos de HC es que su producción declina con el paso del tiempo. Pues se agota una de las principales fuerzas que permiten su extracción que es el GN que va perdiendo presión.

Por eso para prolongar la vida útil se suele inyectar Agua y Gas a presión desde e la superficie.

Por ejemplo en Argentina la media de producción de un pozo de PE es de unos 8-10 metros cúbicos por día cuando al comienzo de su producción puede estar en 80 o 100 y esta declinación suele ocurrir paulatinamente a lo largo 10 o 15 años.

Por ejemplo los grandes países productores del Medio Oriente producen unos 500 metros cúbicos por día por pozo, es decir casi 50 veces más que en Argentina.

Esta baja productividad de los pozos de Argentina, que apenas produce el 0,2% del PE del mundo, hace que Argentina se encuentre entre los 5 países que tienen mayor número de pozos perforados.

Es decir lo que en Arabia Saudita produce un pozo en Argentina requiera de 50 pozos.

3. EL FRACKING

El PE y el GN se originan en lo que se llama roca madre. Allí, en cientos de años, en lechos de antiguos mares, materia orgánica sepultada se descompuso y generó el PE y el GN.

Por eso se llama roca madre.

Pero desde la roca madre el PE y GN migran, se mueven hasta quedar atrapados en formaciones especiales que forman una barrera de rocas impermeables que les impide seguir subiendo en busca de la superficie,

Allí alojados forman un yacimiento.

Hoy la tecnología recupera entre el 30-50% del PE originado en la roca madre y el resto queda en el suelo. Razones técnicas y económicas impiden recuperar más.

En los yacimientos convencionales, a veces la roca donde está alojado el PE tiene los poros no comunicados entre sí y para aumentar la recuperación se realiza la llamada fractura hidráulica, que es casi tan vieja como la industria petrolera.

Esta técnica consiste en inyectar desde la cabeza del pozo agua, con alguna sustancia química, a presión que llega a la roca donde está el PE y aumenta la porosidad y permite o producir PE o aumentar su producción.

Es decir que la Fracturación Hidráulica es una técnica vieja.

¿Pero dónde se realiza hoy el Fracking, que es una fracturación múltiple?

Primero en la Figura 1 se esquematiza el proceso y sus impactos.

¿COMO FUNCIONA LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA?

1. Una mezcla de millones de litros de agua tratada químicamente, arena y productos químicos tóxicos se inyecta a alta presión en los pozos perforados.

2. Líquidos tóxicos usados en la fracturación se derraman de las tuberías, válvulas abiertas y vehículos de transporte contaminando los arroyos locales

3. El líquido de la fracturación se filtra por las fisuras y contamina los acuíferos.

4. El fluido de la fracturación es bombeado 2000 metros o más hacia abajo, y una distancia similar en horizontal para liberar el gas natural.

Formación rocosa contenedora de gas

Agentes de sostén, como la arena tratada químicamente y cerámica mantienen las fracturas abiertas.

5. El fluido inyectado a alta presión crea fracturas y libera el gas natural.

11. Los fluidos tóxicos resultado de la fracturación se vierten en balsas mal construidas, a veces sin aislamiento, y se filtran en los arroyos y acuíferos locales.

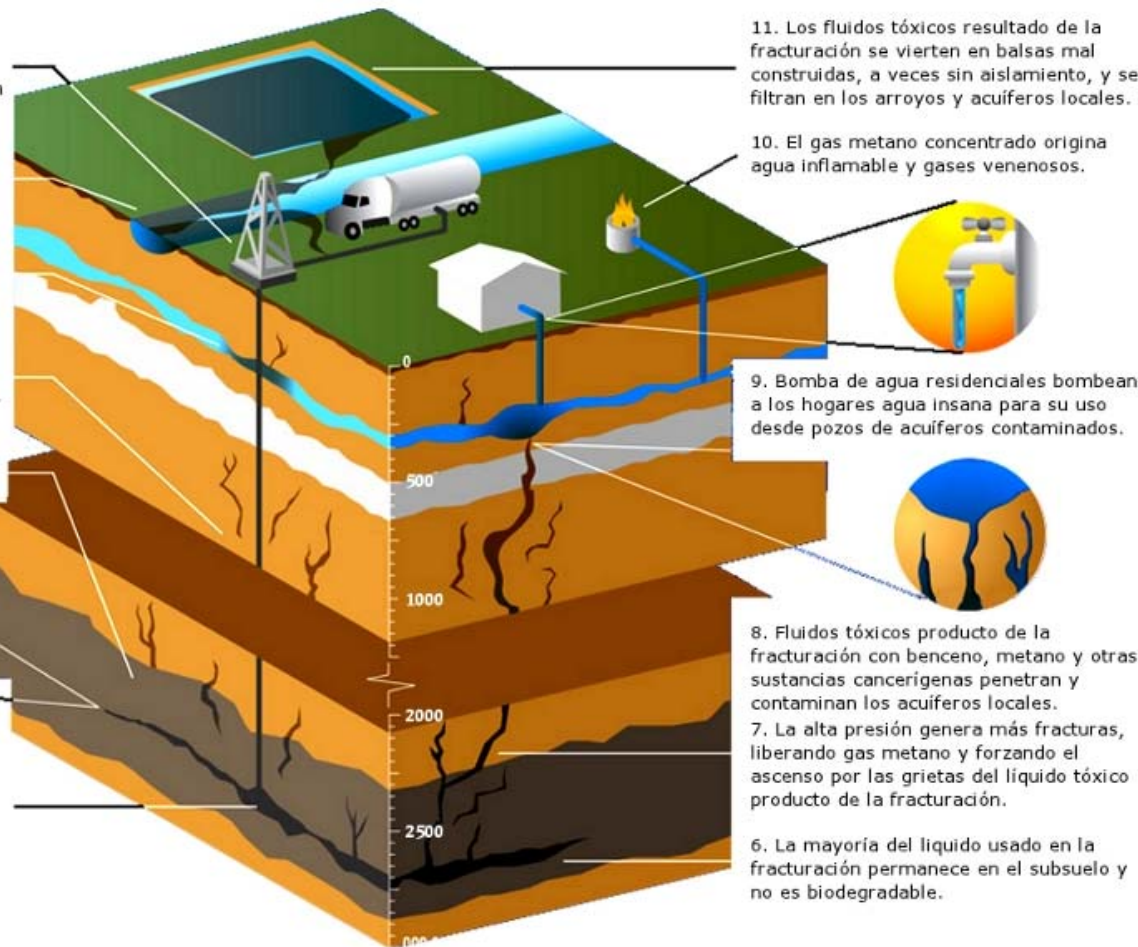
10. El gas metano concentrado origina agua inflamable y gases venenosos.

9. Bomba de agua residuales bombean a los hogares agua insana para su uso desde pozos de acuíferos contaminados.

8. Fluidos tóxicos producto de la fracturación con benceno, metano y otras sustancias cancerígenas penetran y contaminan los acuíferos locales.

7. La alta presión genera más fracturas, liberando gas metano y forzando el ascenso por las grietas del líquido tóxico producto de la fracturación.

6. La mayoría del líquido usado en la fracturación permanece en el subsuelo y no es biodegradable.



En las formaciones donde el PE y el GN están alojados en rocas de muy baja porosidad y permeabilidad, o en arcillas muy compactas, incluso en la misma roca madre, se las llama: Shale oil o Shale Gas (petróleo y Gas natural de arcillas) o Tigh oil o Tigh gas (petróleo y gas natural de arenas compactas).

El Fracking consiste en una inyección de agua, arena y productos químicos a gran presión pero no en la parte vertical sino en la parte horizontal del pozo.

El tramo horizontal puede tener 1000 metros y el vertical 2000 o 3000.

Las paredes del tramo horizontal deben perforar mediante explosiones controladas, que producen una serie de agujeros a lo largo del tramo horizontal.

Por estos agujeros pasará el agua con la arena y los productos químicos a muy alta presión provocando fracturas múltiples en la zona de la roca alrededor del tubo horizontal.

De esta manera se incrementa la porosidad y permeabilidad de estas rocas que no la tienen originalmente y esto hace posible que salgan por la tubería el PE y el GN.

Se consume mucha agua casi 20000 metros cúbicos por pozo con el agregado de unas 400 Toneladas de productos químicos diluidos en agua de manera que la solución tiene un 2% de productos químicos y un 98% de agua.

La arena impide que los agujeros en la cañería horizontal se cierren.

Las explotaciones de este tipo constan de baterías de pozos llamadas plataformas (2 o 3 por km²) y de cada una se perforan, muy juntos, entre 6 a 8 pozos. De manera que el número de pozos es enorme.

Luego se recoge la producción de cada pozo en la plataforma. Es decir los pozos confluyen a la plataforma.

En cada pozo se realizan cerca de 15 fracturas lo cual da una idea de la cantidad de agua y de productos químicos a usar.

La composición de los productos químicos no es dada a conocer por las empresas, ya que dicen que es un secreto comercial, pero se supone que son unas 500 sustancias químicas:

- 17: tóxicas para los organismos acuáticos
- 38: tóxicos agudos
- 8: cancerígenos probados

Se trata en general de oxidantes, biocidas, aromáticos, sulfuro de carbono, piridinas, etc.

En síntesis gran cantidad de agua, químicos contaminantes y tóxicos y expulsión de GN a la atmósfera, pues no todo se recupera. Esta expulsión de Gas Natural incrementa el efecto invernadero, pues el poder de efecto invernadero del GN es 23 veces el del principal agente de este tipo que es el anhídrido carbónico.

Gran parte del fluido inyectado retorna a la superficie (entre el 30-50%) y este fluido es altamente contaminante.

El que queda en el subsuelo puede migrar hacia napas de agua y contaminarlas.

En Neuquén se va a exigir que se cemen los primeros 500 metros de la cañería vertical, para evitar la contaminación de las napas subyacentes de agua.

De todas maneras por las grietas generadas en las rocas por las inyecciones de agua, arena y químicos, el fluido contaminado puede ascender hasta esas napas.

Los pozos de petróleo y gas que pierden su integridad estructural también filtran metano y otros agentes contaminantes por los revestimientos y los liberan en la atmósfera y las fuentes de agua.

¿Por qué son tantos los pozos que tienen filtraciones? Las presiones subterráneas, los cambios de temperatura, el movimiento de la tierra producto de la perforación de pozos cercanos, así como el encogimiento, agrietan y dañan la delgada capa de cemento que se supone sella los pozos. Mantener el cemento en perfecto estado mientras la perforación avanza de forma horizontal en el esquisto es en extremo difícil. Una vez que el cemento se daña, repararlo miles de metros bajo tierra es caro y con frecuencia no tiene éxito. Las industrias de gas y petróleo llevan décadas tratando de solucionar ese problema ("Shale gas vía hacia un futuro más cálido"; Ingeniero Anthoni R. Ingraffe investigador y profesor de la Universidad de Cornell –USA, Fuente Diario Clarín, Bs. As. 09 de agosto 2013).

Para los fluidos que salen hay dos alternativas:

- Tratarlos en Plantas al pie de cada Plataforma, pero entonces los contaminantes separados a donde van ¿se cambian de lugar?
- Sacarlos en camiones y depositarlos en otros sitios y nuevamente se los cambia de lugar.

En las explotaciones convencionales hay en la Provincia de Chubut solamente, casi 5000 piletas contaminadas.

La vida útil de estos pozos no convencionales es muy baja y la producción se agota en 5 o 6 años. Luego esto intensifica la perforación.

Terminada la vida útil de los pozos hay que abandonarlos y sellarlos con tapones de cemento.

El transporte de agua y materiales e insumos provoca un tránsito enorme de camiones, entre ellos los cisternas, que circulan por caminos rurales.

En Neuquén se estima que el agua provendría del Lago Mari Menuco o de los ríos Colorado, Neuquén o Río Negro. El consumo de agua de las napas subterráneas estaría prohibido y sólo podrá usarse agua superficial.

Incluso hay anuncios por parte del gobierno neuquino de construir a cargo de la provincia una red de acueductos para abastecer las necesidades de las empresas petroleras.

El problema no sería el consumo de agua sino la contaminación del agua y la disposición de los lodos reciclados desde los pozos perforados.

De todas maneras existen técnicas de trabajo que pueden ahorrar el consumo de agua

Según la empresa de servicios petroleros Schlumberger las operaciones no convencionales de cinco operadoras que trabajan en la cuenca neuquina demandan un promedio anual de 1.800.000 de metros cúbicos (m³) de agua en una etapa de inicio de exploración o semidesarrollo. De esa cifra, unos 600.000 m³ regresan a la superficie (lo que se conoce como **flowback water**), volumen que debe tratarse y reinyectarse y en esto consiste precisamente el problema en el tratamiento y disposición de estas aguas.

Las empresas dicen que en lugar de 1.800.000 m³, se podría usar sólo 1 millón, o tal vez menos. Pero se trataría de un reto técnico considerable, que requeriría la ayuda de nuevos **software**. Es que habría que tener en cuenta que entre un 40% y un 50% de los pozos fracturados no terminan produciendo. Por ende, deberían hacerse más análisis de detalle a todo nivel hasta llegar a

completar la operación. Y todas esas variables deberían integrarse en una sola plataforma a fin de reducir los costos e incrementar la producción.

Según los empresarios ya es totalmente viable modelar las fracturas no convencionales (que son irregulares y presentan múltiples ramificaciones) para pronosticar mejor cuáles son los puntos con mayor potencial productivo. Al optimizar las fracturas, también se puede disminuir el consumo de agua.

La técnica a utilizar sería la de fractura con canales que fue creada en la Argentina y que ya se utiliza efectivamente en muchos países, incluyendo Estados Unidos. Así en lugar de inyectar arena continuamente durante toda la fractura, se harían pulsos intermitentes de arena y fluidos de fractura provocando el ahorro de esta materia prima.

En definitiva, las empresas afirman que es posible utilizar hasta un 60% menos agua en la industria del *shale*, combinando dos técnicas ya probadas y aprovechando la experiencia y los conocimientos disponibles en el país. Este ahorro lo lograrían, en un 20%, a través de la selección de las fracturas, integrando la información y usándola para tomar mejores decisiones y el 40% restante, mediante la citada técnica de fractura con canales, que además de impulsar el ahorro hídrico tendría otras ventajas, entre las cuales sobresaldría una mayor conductividad.

De todas maneras el volumen de aguas utilizadas, aún reducido en casi un 60%, debe tratarse y reinyectarse y en esto consiste precisamente el problema, en el tratamiento y disposición de estas aguas denominadas flowback.

Es decir que el problema principal no es el consumo de agua, que si se reduce será bienvenido, sino en la disposición final de las aguas contaminadas y esto ya deja de ser un problema de cantidad para convertirse en un problema de calidad.

4. ¿LAS RESERVAS O RECURSOS? DE HIDROCARBUROS “NO CONVENCIONALES”

Según la opinión de la Agencia Internacional de Energía (AIE) en un Documento de Junio del 2013.

Algunos países tienen unas enormes reservas de petróleo y de gas que hasta hace relativamente poco no podían aprovecharse, y ni siquiera entraba en sus planes hacerlo. Gracias a los avances tecnológicos estos hidrocarburos no convencionales ya pueden extraerse más fácilmente y a precios lo suficientemente razonables. El shale oil y el shale gas, sus nombres en inglés (en castellano reciben otros como arenas bituminosas, petróleo y gas de esquisto, gas pizarra...) pueden acabar revolucionando el mapa energético mundial. Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta con yacimientos que contienen unos 345.000 millones de barriles de petróleo no convencional, un 10% del total de las reservas de crudo del globo. Y también con casi 7.300 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales. Unas cifras que ya suponen un vuelco para la concepción del futuro de las energías fósiles (suponen incrementar las reservas globales un 11% en el caso del crudo y un 47% las de gas natural) y que, además, pueden quedarse muy cortas en relación a las reservas reales de shale con que cuenta el planeta. Y es que el informe de la Administración de Información de Energía de EEUU (EIA, por sus siglas en inglés) considera las reservas presentes únicamente en 42 países, sólo contempla los recursos que pueden ser extraídos mediante las tecnologías que actualmente ya se utilizan y, además, deja fuera otros yacimientos potenciales que se encontrarían bajo los grandes pozos de crudo de Oriente Medio y la región del Caspio, y que podrían llegar a ser sustancialmente mayores a los ya conocidos. Las nuevas técnicas de fracturación hidráulica (fracking) y de perforación horizontal están sirviendo para descubrir nuevos yacimientos de crudo y de gas atrapados en la roca. Pero podría haber mucho más. Las enormes reservas detectadas pueden ser la puerta para una revolución del sector energético, pero aún hay que acoger con cautela que todas ellas pueden ser realmente explotadas en el futuro. "El informe muestra un potencial

significativo a escala internacional del petróleo y el gas no convencionales. Pero aún no está claro en qué medida los recursos técnicamente recuperables también son aprovechables en términos económicos", apunta Adam Sieminski, director de la EIA.. Un nuevo mapa energético mundial Las nuevas reservas pueden impulsar un giro en el statu quo de la energía mundial. Hoy por hoy, tan sólo Estados Unidos y Canadá explotan sus reservas de gas y crudo no convencionales con volúmenes realmente comerciales. Y están llamados a ser protagonistas de este boom de los nuevos hidrocarburos. Estados Unidos parece que será el gran beneficiado. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ya pintó hace unos meses un nuevo escenario global en que gracias a sus reservas no convencionales EEUU se convertirá en 2015 en el mayor productor mundial de gas natural y en 2017 también sería líder en producción de petróleo. Pero otros países que aún no explotan todo el potencial de sus yacimientos no convencionales pueden convertirse también en gigantes globales en este nuevo negocio La gran potencia del crudo no convencional hoy es Estados Unidos, pero Rusia le supera ampliamente por sus reservas de petróleo de esquisto. El gigante ruso concentra una quinta parte de todas las reservas mundiales técnicamente recuperables de crudo no convencional (con 75.000 millones de barriles), le sigue Estados Unidos (58.000 millones) y a más distancia China (32.000 millones), Argentina (27.000 millones) y Libia (26.000 millones). Estos cinco países reúnen más del 60% de todas las reservas de shale oil del planeta.

La batalla por el liderazgo mundial del gas natural no convencional será mucho más apretada. Las estimaciones de la Administración de Información de Energía de EEUU reconoce a China como el país con mayores reservas de gas pizarra (con 1.115 billones de pies cúbicos), a la que seguirían Argentina (802) y Argelia (707). Los datos oficiales del Gobierno norteamericano contemplan que las reservas estadounidenses se quedan en los 665 billones de pies cúbicos de gas, lo que le dejaría en cuarta posición. Pero las magnitudes que manejan algunas consultoras disparan los volúmenes de Estados Unidos hasta colocarlo en cabeza del ránking mundial. El grupo Advanced Resources International fija las reservas estadounidenses en los 1.161 billones de pies cúbicos, con lo que superaría a China como gran potencia del gas de esquisto.

De todas maneras otras opiniones, especialmente en Europa, y en algunos Estados de EEUU y Canadá manifiestan inquietudes bien fundadas respecto de los negativos impactos ambientales de la explotación de estos hidrocarburos "No Convencionales".

Finalmente, salvo en EEUU y Canadá, donde ya se están produciendo comercialmente, en los restantes países, las cifras suministradas se parecen más a Recursos que a Reservas, pues aún falta mucha tarea de exploración y comprobación del comportamiento, en régimen de explotación, de estas estructuras.

EL NUEVO MAPA DE LA ENERGÍA MUNDIAL



Ránking de países con reservas de petróleo no convencional

		Miles de millones de barriles
1	Rusia	75
2	EEUU	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Venezuela	13
7	México	13
8	Pakistán	9
9	Canadá	9
10	Indonesia	8
Total Mundial		345

Ránking de países con reservas de gas pizarra

		Billones de pies cúbicos
1	China	1.115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	EEUU	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
Total Mundial		7.299

5. ¿POR QUÉ EL FRACKING EN ARGENTINA?

- Porque se está importando cada vez más Petróleo y Gas Natural y esto afecta la balanza comercial y prácticamente se corre el peligro de que las mencionadas importaciones absorban el superávit comercial. Y entonces ¿de donde saldría el dinero para las importaciones que necesita hacer el país, por ejemplo, para el funcionamiento del sector industrial y para pagar la deuda externa? Es que las reservas del Banco Central no son infinitas y en parte están comprometidas.
- Porque los subsidios al sector energético (al Gas Natural y a la Electricidad) junto con los destinados al sector transportes son una de las causas principales del déficit del Presupuesto y el gobierno demora inexplicablemente un cambio en la política de tarifas. (Por ejemplo si se aplicar subsidios cruzados en las escalas tarifarias, para que los usuarios residenciales que consumen más y el sector de servicio, pagaran más por unidad consumida que los residenciales de menores ingresos y el sector industrial, y haciendo

esto paulatinamente, las empresas podrían tener una tarifa media que cubriera sus costos y una adecuada expansión de sus inversiones).

- iii) Porque se dejó de explorar en busca de petróleo y GN convencionales y un informe de la Agencia Internacional de Energía coloca a Argentina en tercer lugar, detrás de EEUU y China como el país como mayores recursos de GN no Convencional. Recursos que equivaldrían a casi 70 veces las actuales reservas comprobadas de GN. Los recursos estarían localizados en: la Cuenca Neuquina (en las formaciones Los Moles y Vaca Muerta hay 14 yacimientos que están investigando: YPF; Petrobras; Pluspetrol; Pan American Energy; Apache; Exxon; Shell; y la empresa provincial); En la Cuenca del Golfo San Jorge (Aguada Bandera); en la Cuenca Magallánica-Austral y en la Cuenca Chaco Paranaense. Actualmente se está explotando Vaca Muerta y la empresa Apache ha producido unos 1000 m³ / día de petróleo, equivalentes al 1,4% de la producción total de petróleo del País. En el resto de la estructura Vaca Muerta YPF tiene depositadas sus mayores esperanzas y con la producción obtenida estima que alcanzaría en 4 a 6 años el autoabastecimiento de petróleo y así se dejaría de importar GNL. Uno de los inconvenientes más graves, desde el punto de vista empresario (YPF) es la magnitud de las inversiones requeridas para explorar (hay que convertir los recursos en reservas) y explotar estas estructuras. Es que un pozo con fracking cuesta entre 12 y 18 millones de dólares cuando un pozo de exploración convencional no supera, exagerando, los 4 millones. Es decir que las necesidades de inversión son cuantiosas mencionándose no menos de 7000 millones de dólares / año durante no menos de 5 años y actualmente YPF no dispone de esas cifras. En cuanto a la disponibilidad de tecnología, sin minimizar, si bien YPF no cuenta con la experiencia necesaria, la puede obtener rápidamente, pues los dos elementos esenciales de la misma, la perforación horizontal y la fracturación hidráulica, los maneja desde hace muchos años.

6. PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES DEL FRACKING

Este punto está tomado textualmente del Documento: "Fracking: una fractura que pasa factura" de Aitor Utresti y Florent Marcellesi de septiembre 2012.

Riesgos durante la perforación

Como ya se ha comentado, es necesario emplear técnicas de perforación especiales para poder proceder posteriormente a la fracturación hidráulica. Por todo ello, a los riesgos habituales de un sondeo de hidrocarburos, se unen los específicos de los sondeos desviados. Hablamos por lo tanto, de riesgos de explosión, escapes de gas, escapes de ácido sulfhídrico (muy tóxico en bajas concentraciones), y derrumbes de la formación sobre la tubería. Este último es mucho más habitual en el caso de sondeos desviados como los que se realizan en este caso. Recordemos que se están perforando una media de 6-8 pozos por plataforma, y entre 1.5 y 3.5 plataformas por km², con lo que aunque a priori el riesgo de que ocurra un accidente de este tipo por pozo es baja, al aumentar el número de pozos a realizar el riesgo aumenta de forma alarmante.

Contaminación de agua

Una de las mayores preocupaciones de la fracturación hidráulica es la afección a los acuíferos subterráneos. Al fracturar el subsuelo, existe la posibilidad de que una de las fracturas inducidas alcance un acuífero, contaminando el agua con los fluidos de fracturación y con el propio gas de la formación. Además de este riesgo, existe también la posibilidad de que durante la fracturación se conecte con un pozo antiguo, mal abandonado, y de ahí el gas se comuniquen bien con un acuífero, como con la superficie. Este tipo de accidente ya ha sucedido con antelación, contaminándose un acuífero a través de un pozo abandonado en la década de los 40.

Riesgo químico de los aditivos

Como comentado, en cada perforación es necesario emplear unas 400 toneladas de productos químicos, la mayoría de ellos altamente contaminantes. Al diluirse a un 2% en agua, su nivel de toxicidad se ve fuertemente reducido. De todos modos, estos productos químicos llegan a la plataforma sin mezclar. El riesgo de accidente durante el traslado debe tenerse en cuenta. La

cantidad de trasiegos de camiones a realizar para la densidad de pozos que se perforan es elevada (lo que provoca por su cierto a su vez contaminación acústica e inseguridad vial). Para cada plataforma se estima que el movimiento de camiones mínimo es de 4000, una gran cantidad de ellas para el trasiego de productos químicos. De nuevo, aunque el riesgo de producirse un accidente con derrame del producto químico sea bajo, el gran número de operaciones a realizar lo convierte en un riesgo importante.

Contaminación del aire

Durante todo el proceso de perforación y fracturación, se utilizan una gran cantidad de aditivos, muchos de los cuales son compuestos volátiles. Lo mismo sucede posteriormente en la etapa de producción, en la que es necesario acondicionar el gas extraído para inyectarlo en el gasoducto. Todos estos compuestos pasan en mayor o menor grado a la atmósfera, pudiendo generar ozono, o BTX (Benceno, Tolueno, xileno) entre otros.

Terremotos

En aquellas zonas donde el desarrollo del fracking está más avanzado, se ha constatado un aumento de la sismicidad coincido con los periodos de fracturación hidráulica. Hay que tener en cuenta que durante las operaciones de fracking se presuriza el subsuelo en más de 100 ocasiones. Este sobreesfuerzo al que se le somete puede ser suficiente como para provocar desplazamientos de fallas subterráneas, y por lo tanto terremotos, como ha pasado en Lancashire en Reino Unido donde la empresa Cuadrilla Ressources ha reconocido que su perforación era la causa de dos terremotos locales.

Efecto invernadero

El gas no convencional, por las condiciones en las que se encuentra, suele estar formado casi en su totalidad por metano. Este es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el propio CO₂, en concreto, 23 veces más potente. Esto quiere decir que cualquier escape del mismo durante la perforación, fracturación, y producción, es mucho más nociva que los gases que se generan posteriormente durante su combustión.

El problema añadido de las técnicas de fracking con respecto a los escapes de gas, es el agua de fracturación en su retorno. Al haber estado en contacto con el gas en subsuelo, absorbe una cantidad de gas, que al retornar a superficie es emitido a la atmósfera. Se ha estimado que en un pozo en el que se ha realizado fracturación hidráulica, el aumento de emisiones de metano es del 2%. Un informe de la Universidad de Cornell estima por lo tanto que el gas de pizarra suponen un aumento de emisiones de gases de efecto invernadero de entre un 30% y un 100% comparado con el carbón.

Ocupación de terreno

Un problema añadido es la gran ocupación de terreno de este tipo de explotación. Como se ha comentado anteriormente, es necesario realizar un gran número de pozos para aprovechar correctamente los recursos. Se suelen perforar de 1.5 a 3.5 plataformas por km², con una ocupación de 2 hectáreas por cada una. El impacto visual de esta acumulación de sondeos es muy grande.

7. ¿QUÉ PASA EN EL RESTO DEL MUNDO?

Este punto está basado en el Documento: “Fracking: una fractura que pasa factura” de Aitor Utresti y Florent Marcellesi de septiembre 2012.

Los yacimientos de gas no convencional están distribuidos a todo lo largo del planeta con un carácter novedoso: abundan en países históricamente más pobres en hidrocarburos (Baccheta, 2012). Mientras en la geopolítica del gas convencional —y de la (in)dependencia energética— Rusia, Irán, Qatar y Arabia Saudita concentran más del 50% de las reservas mundiales, en la geopolítica del gas no convencional encabezan la lista la China, Estados Unidos, Argentina, México, Sudáfrica, Australia, India y juegan un papel importante Europa (zona central y este,

Francia, Reino Unido, etc.) y Norte África. Mientras tanto, en América del Sur, además de Argentina, son Brasil, Chile, Paraguay e incluso Bolivia, quienes van muy por delante del tradicional gigante en hidrocarburos, Venezuela.. Puesto que por un lado la explotación de hidrocarburos no convencionales es un negocio potencialmente muy rentable y además con un carácter geopolítico central, y que por otro lado conlleva graves afecciones al medio ambiente y a la salud, no es de extrañar que estén surgiendo cada vez más conflictos socio-ecológicos en todos los puntos de extracción donde se aplican esta técnica de fracturación hidráulica.

i) *Estados-Unidos, el conejillo de indias del fracking*

Las primeras alertas llegan desde hace años de Estados-Unidos donde, según datos de la Agencia de Energía estadounidense, la producción de gas no convencional ha pasado de suponer el 1,4% del suministro total de gas de EE UU en 1990 al 14,3% en 2009, pudiendo alcanzar un 24% para 2035. Esta experiencia previa permite tener más perspectiva a la hora de analizar lo ocurrido, puesto que los primeros pozos se iniciaron en los ochenta, con un boom en los años 2000, y hay en la actualidad 500.000 pozos perforados, y un ritmo previsto de más de 30.000 pozos nuevos al año.

Es evidente que ante tal despliegue, el movimiento antifracking ha hecho oír su voz: **documentales como Gasland –realizado por el activista medioambientalista estadounidense Josh Fox, que se puede bajar de internet,—o como Fracking Hell y plataformas ciudadanas organizadas como “No Fracking”** dejan constancia del complejo político-comercial escondido detrás de la explotación de gas no convencional y sus consecuencias ambientales y de salud en Estados-Unidos.

Está en preparación “The Promised Land”, una película anti-fracking co-escrita por Matt Damon y John Krasinski, y dirigida por Gus Van Sant: http://www.huffingtonpost.com/2012/04/06/promised-land-matt-damon-fracking_n_1408501.html (es bastante mala pese a las buenas intenciones).

Las principales conclusiones que se pueden sacar de la experiencia estadounidense recuerdan una vez más sin duda las pautas clásicas de los conflictos socio-ecológicos convencionales:

La connivencia entre poderes políticos y económicos: bajo la administración Bush Junior y tras una labor incesante de lobby de las transnacionales de la energía, provocó la derogación de varias de las leyes de protección ambiental más importantes de EEUU, entre ellas la de la Ley del Agua Potable Segura, para que dicha ley no se aplicara al fracking. Esta disposición se ha llegado a llamar el “vacío legal” o la “enmienda Halliburton”, puesto que la multinacional Halliburton es una de las pioneras y una las mayores proveedoras de servicios de fracturación hidráulica en EEUU, y cuyo anterior director ejecutivo no fue otro que Dick Cheney, entonces Vicepresidente de EEUU cuando se aprobó esta exención legal específica.

La potencia económica de las multinacionales de la energía con cheques para comprar las tierras; con promesas de nuevas fuentes de empleo en torno a los pozos. Por otra parte las campañas de publicidad muy agresivas, consiguen el beneplácito tanto de los propietarios de los terrenos, donde está el gas, como de los actores económicos, políticos y legislativos. También generan sus propios informes de expertos donde se auto-exculpan de cualquier contaminación ambiental o efecto sobre la salud. De hecho, debido al débil papel de la Agencia de Protección Ambiental federal, los Estados federados, con presupuestos ajustados, se encuentran indefensos para hacer frente a intereses y presupuestos millonarios, lo que explica a su vez que “21 estados de 30, donde hay pozos, no tengan regulaciones específicas y ninguno exija a las empresas que informen sobre la cantidad de fluido tóxico que queda bajo tierra” (Goodman, 2010).

Los efectos nocivos sobre el medio ambiente y la salud: además de comprobar los riesgos medioambientales arriba mencionados, se han dado casos de cáncer, problemas respiratorios, daños cerebrales, desórdenes neurológicos, hipersensibilidad a químicos, debido principalmente a la contaminación del agua y del aire. Como recoge Grandoso (2011), la Universidad de Duke ha

realizado un estudio que demuestra que los pozos de agua potable cercanos a los lugares de extracción tienen concentraciones muy elevadas de metano, “un asfixiante en espacios cerrados y un peligro de fuego y explosión”, mientras que en la localidad tejana de Dish rodeada de pozos, el 61% de las enfermedades registradas estaban asociadas a los contaminantes empleados por el fracking. En noviembre del 2010, un estudio de la Agencia de Protección Ambiental en Wyoming relacionó la contaminación de pozos de agua potable con el fracking.

Tras quince años de pruebas, luchas y lobby variopintos, los enfrentamientos entre movimientos antifracking y transnacionales de la energía han dado lugar, por un lado, a la **suspensión temporal en Nueva Jersey, Nueva York y Pensilvania** de la fractura hidráulica hasta conocer mejor los riesgos de contaminación del agua potable, mientras que 16 municipios han aprobado prohibiciones locales (pero sin tener capacidad regulatoria sobre la industria del gas y del petróleo), y **Vermont** se ha convertido en el primer estado federado en aprobar la prohibición en mayo del 2012. Además, en septiembre del 2010, la Agencia de Protección Ambiental federal (EPA) solicitó información sobre los productos químicos empleados por las empresas extractivistas: respondieron ocho y, para que Halliburton contestara, se necesitó una citación judicial (Fracking Hell, 2011). Como símbolo de esta lucha —entre otras menos mediatizadas—, Josh Fox se encuentra hoy en la “Terror Watch List” del gobierno de EEUU y, hecho denunciado por la Unión americana de libertades civiles, fue detenido en febrero del 2012 cuando asistía con su cámara a una audiencia pública de una comisión del Congreso de EEUU dominada por los republicanos y donde se analizaba las duras conclusiones de la EPA sobre el fracking.

Un nuevo estudio revela la contaminación de pozos de agua potable cercanos a sitios de extracción de gas de esquisto en Estados Unidos, lo que podría reactivar el debate sobre el impacto ambiental de esta controvertida técnica.

Investigadores de la Universidad de Duke, de Carolina de Norte (este), analizaron muestras de agua de 141 pozos privados que proveen a casas ubicadas en la cuenca de gas de esquisto de Marcellus, en el noreste de Pensilvania y el sur del estado de Nueva York.

Las concentraciones de metano en el agua potable de las viviendas ubicadas a menos de un kilómetro de los sitios de perforación eran, en promedio, seis veces mayores a las del agua de las casas que se encontraban a más distancia, en tanto las concentraciones de etano eran 23 veces superiores

La cantidad de metano sobrepasaba ampliamente, en la mayoría de estos pozos, los 10 miligramos por litro de agua, el máximo nivel aceptado por las autoridades sanitarias de Estados Unidos.

También se detectó propano en diez muestras de agua de los pozos de las casas ubicadas a menos de un kilómetro de los sitios de extracción.

“Los resultados sobre metano, etano y propano, así como nuevas indicaciones de rastros de isótopos de hidrocarburo y de helio, nos llevan a pensar que la extracción de gas de esquisto ha afectado las fuentes de agua potable de los hogares” más cercanos, dijo Robert Jackson, profesor de ciencias ambientales en la Universidad Duke y autor principal de este trabajo publicado en las Actas de la Academia Nacional de Ciencias de Estados Unidos (PNAS) del 24 al 28 de junio.

Los datos sobre la contaminación etano y propano “son nuevos y difíciles de refutar”, insistió.

“No hay ninguna fuente biológica de etano y propano en la región y la cuenca de gas de esquisto Marcellus es rica en estos dos gases”, remarcó el investigador.

Estos científicos han considerado todos los factores que podrían explicar la contaminación, incluidas la topografía y las características geológicas del sitio.

"Nuestra investigación muestra que la distancia con los sitios de extracción, así como las variaciones en la geología local y regional, son los principales factores para determinar el posible riesgo de contaminación de las aguas subterráneas que deben ser considerados antes de la perforación", explicó Avner Vengosh, profesor de geoquímica y de calidad del agua, y coautor del trabajo.

Estudios anteriores realizados por investigadores de la misma universidad habían encontrado indicios de contaminación de metano en los pozos de agua situados cerca de los sitios de perforación en el noreste de Pensilvania. (Fuente AFP-Terra.com del 26 de junio 2013).

Sin embargo, un tercer estudio, realizado por científicos del Instituto Nacional de Geofísica de Estados Unidos, no había encontrado evidencia de contaminación en el agua potable a causa de la extracción de gas de esquisto en Arkansas (centro).

Ninguna de estas investigaciones han detectado contaminación por los fluidos -una mezcla de agua y productos químicos- que se inyectan con fuerte presión para fracturar la roca y liberar el gas de esquisto.

Europa y resto del mundo

Después del ensayo estadounidense, el fracking ha desembarcado en Europa y muchas otras partes del mundo donde, al igual que en EEUU, se han ido generando varios conflictos socio-ecológicos enfrentándose los poderes económicos y políticos dominantes con grupos vecinales, sociales y ecologistas que denuncian los riesgos inherentes a la explotación de gas no convencional.

A nivel de la **Unión europea**, donde la Agencia Internacional de la Energía estima que las reservas europeas de gas no convencional son de 35 trillones de metros cúbicos, lo que equivale a cuarenta años de importaciones de gas según los parámetros actuales, su complejidad legislativa se hace de nuevo notar. Hasta el momento, **se oponen las recomendaciones del Parlamento europeo** que indicaba en julio del 2011 que "los riesgos y cargas medioambientales [del fracking] no son compensadas por su correspondiente beneficio potencial", recomienda su regulación y que se hagan públicos los componentes que se emplean en los pozos de perforación, y las de la **Comisión Europea**, con capacidad de impulsar una directiva al respecto, que considera que la legislación existente puede aplicarse tanto al gas convencional como al no convencional. Además, la batalla sigue dándose en el Parlamento europeo donde por un lado, a iniciativa de un eurodiputado polaco, se ha discutido en la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad un informe que promueve la expansión del gas de fracking en Europa. Por otro lado el comité de peticiones de la Unión europea ha estudiado a finales de abril 2012 a 8.000 firmas en torno a los riesgos asociados a esta técnica. Por su parte, el movimiento antifracking, mediante una coalición de 36 organizaciones no gubernamentales especializadas en los ámbitos del medio ambiente y la salud principalmente de Europa pero también de EE. UU., Australia y Sudáfrica han pedido a la Unión europea que "hasta que estos problemas no se aborden debidamente mediante una evaluación científica exhaustiva (...) no deberían proseguir las actividades relacionadas con la extracción de gas y de petróleo de esquistos, ni de metano procedente de vetas de carbón." Instan a los Estados miembro a "suspender todas las actividades en curso, derogar los permisos y prohibir todos los proyectos nuevos de prospección y explotación". Por último, en mayo del 2012 el Partido Verde europeo, muy activo en el Parlamento europeo, y las movilizaciones sociales con el eurodiputado y altermundialista José Bové, se ha pronunciado para toda Europa en contra la explotación de gas no convencional mediante la fractura hidráulica.

iii) La situación en Europa a nivel de País

Alemania

Moratoria en el Estado de Renania del Norte Westfalia desde marzo del 2011.

Bulgaria

El Parlamento Búlgaro aprobó una resolución prohibiendo la fractura hidráulica en su territorio en enero del 2012 y prevé multa de unos 50 millones de euros y la confiscación de los equipos utilizados a aquellas entidades que la practican.

Previamente Bulgaria retiró a Chevron la primera licencia concedida para la extracción de gas de pizarra en el Noreste de Bulgaria.

Los opositores al fracking piden que la resolución se convierta en ley.

Chequia

El ministro de Medio Ambiente propone una prohibición temporal por unos dos años para que se elaboren nuevas leyes que regulen las reglas de los sondeos en los que se han interesado distintas compañías extranjeras.

Francia

Explotación de hidrocarburos mediante fracking prohibida por ley desde julio 2011 por inyectar “productos extremadamente agresivos” y cuyo resultado son “paisajes destruidos, agua contaminada” y una “seguridad dudosa”.

Existe una “Coordinación nacional de los colectivos contra el gas y el aceite de pizarra”.

El nuevo presidente francés, François Hollande, si bien se opone a la explotación de gas no convencional, no se opone a la investigación, exploración o retiro de las licencias o permisos de perforación.

Irlanda del Norte

A fines de 2011 declaró la moratoria hasta que no se realicen estudios ambientales.

Países Bajos

Moratoria nacional hasta el verano de 2012 hasta conocer los efectos de la técnica.

Polonia

Ninguna regulación específica.

Denominado el “cielo del fracking”, el yacimiento polaco tendría una importancia geopolítica central para contrarrestar la dependencia del gas ruso y de los intereses de Gazprom.

Después de haber publicitado una estimación de reservas que los situaban como el mayor yacimiento de toda Europa, las últimas noticias informan de un volumen de gas 10 veces inferior al predicho.

Siete personas, entre funcionarios del gobierno y empresarios vinculados a Petrol Invest, han sido acusadas de ofrecer o aceptar sobornos en la concesión de licencias para buscar gas no convencional en 2011.

Reino Unido

Ninguna regulación específica

Se ha suspendido alguna explotación de la empresa Cuadrilla Ressources en Lancashire tras la aparición de movimientos sísmicos.

Rumanía

A pesar del apoyo del Presidente rumano, el gobierno recién elegido está preparando una moratoria sobre el fracking.

Tras la prohibición en Bulgaria, Rumanía representaba la nueva esperanza de Chevron.

Suecia

Suecia permitiría el fracking a pequeña escala y bajo un marco regulatorio adecuado.

Suiza

El cantón de Friburgo suspendió en abril de 2011 todas las autorizaciones para buscar gas de pizarra en su territorio.

Ucrania

Ninguna regulación específica.

Aunque divergen las estimaciones, tendría potencialmente con Polonia las reservas más importantes de Europa.

Han empezado las subastas para otorgar los primeros permisos de exploración y explotación.

Ucrania quiere reducir su dependencia de las importaciones de gas de Rusia.

Exxon, Chevron, Shell, BP, ENI han hecho ofertas para los primeros lotes.

España

Debido a la gran falta de transparencia o de información por parte de los poderes públicos, no es fácil conocer exactamente la realidad de la explotación de gas no convencional en España y saber qué permisos o concesiones vigentes o solicitados son para hidrocarburos convencionales y no convencionales. En cuanto al gas no convencional, las zonas de mayor interés para los intereses político-económicos y de mayor conflictividad social se encuentran hoy en día en la llamada cuenca vasco-cantábrica (lo que incluye principalmente yacimientos en Cantabria, Álava, Burgos y en menor medida Bizkaia, Navarra, La Rioja) y, de cara al futuro, también en Aragón, Sevilla y Jaén. Mientras que en Cantabria existe un permiso con varios pozos bajo el nombre Arquetu y que en Burgos unos 20 pozos de investigación previstos, el yacimiento más importante se encuentra en Álava en el permiso Gran Enara donde, según el Ente Vasco de la Energía (EVE), se calculan 184.500 Mm3 de reservas, lo que supondría, haciendo caso omiso del techo de extracción de los pozos, el consumo del País Vasco de 60 años y de España durante 5 años

Por ello, y aunque no exista en la actualidad una plataforma estatal que vinculen las diferentes luchas locales contra el fracking, se han organizado diferentes movimientos antifracking en cada zona afectada. Ya sea en Cantabria, donde se dieron a conocer los primeros permisos y pusieron en marcha una página web con la mayor información en España sobre fracking, en Euskadi (principalmente en Álava y luego en Bizkaia) o en Burgos y Navarra más recientemente, la lucha social y política ha alcanzado un grado de conflictividad importante dificultando por un lado el rodillo político-económico y permitiendo por otro lado un mayor grado de concienciación e información de la sociedad. Además, gracias a esta labor, más de 15 municipios alaveses se han declarado libre de fracking, mientras que Vitoria-Gasteiz (¡capital verde europea 2012!) reclaman un Estudio de Impacto Ambiental para todos los pozos o que en Cantabria varios ayuntamientos han recurrido los permisos en la zona de Arquetu.

Es también de gran interés de cara a la construcción de alternativas más globales que la lucha anti-fracking demuestre de nuevo la confluencia y unidad de acción cada vez más normal y potente entre movimientos de justicia ambiental, social y democrática. Por ejemplo, en Euskadi participan en el colectivo anti-fracking asociaciones ecologistas (Ekologistak Martxan, Eguzki, Gaia, Mendialdetik, etc.), partidos políticos (Bildu, Equo, Izquierda Unida, Aralar), movimiento del

15M y personas a nivel particular, o en Cantabria donde cuentan con personas afectadas y organizaciones preocupadas por el tema como el movimiento del 15M, Democracia Real Ya, Ecologistas en acción, ARCA, Asamblea contra el TAV, Agitación Rural o Regüelta. (se puede ver la situación de España en el documental “La sombra del Fracking” que puede bajarse de internet <http://vimeo.com/46871495#t=4>)

iv) En el Resto del Mundo

En el resto del mundo, ya sea por ejemplo en **Sudáfrica, Quebec, Australia**, las movilizaciones ciudadanas han logrado moratorias. En cambio en **China**, donde por la falta de oposición, el gobierno chino firmó en 2009 un acuerdo con EEUU y ya ha comenzado a hacer perforaciones con la promesa de que sus reservas sean las más importantes del mundo (Manrique, 2011).

8. CONCLUSIONES

- i) A nivel mundial hay que bajar el consumo de hidrocarburos mediante el cambio en las pautas consumistas de la sociedad actual, utilizando el ahorro de energía y sustituyendo estos energéticos por otros renovables (hidroeléctrica; solar, eólica) y nuclear en forma paulatina, sabiendo que de todas maneras no van a desaparecer.
- ii) Para Argentina, además de lo expresado en el párrafo anterior, habría que:
 - o insistir en la búsqueda de petróleo y gas natural convencionales, ya que desde hace casi 15 años prácticamente no se explora en las cuencas maduras y en el territorio continental
 - o explorar la plataforma continental cuyo potencial se desconoce
 - o incrementar la producción de los yacimientos maduros, los viejos yacimientos. Un ejemplo es la larga vida de Cerro Dragón en Chubut.
- iii) Dados los impactos ambientales que genera la explotación de los hidrocarburos no convencionales mediante el uso de la técnica del fracking, **declarar una moratoria** mientras los especialistas correspondientes analicen detenidamente y con el tiempo necesario todas las implicancias que trae aparejada esta tecnología y luego conseguir la licencia social otorgada por los habitantes de las regiones afectadas, así como de los que en ellas realizan actividades productivas.

ANEXO: EL CONTRATO YPF-CHEVRON

En primer lugar debe decirse que el contenido del Acuerdo es secreto de manera que lo que se conoce son realmente trascendidos de autoridades que se supone dicen la verdad.

1. Contenido Sucinto

Se firma entre YPF y la empresa internacional CHEVRON.

CHEVRON es una de las principales empresas petroleras del mundo, de capital privado, de origen norteamericano y que ha tenido un mal comportamiento en materia de respeto por la naturaleza y por los derechos de los pueblos originarios (En realidad podría decirse lo mismo de las grandes empresas petroleras internacionales).

En el caso argentino la YPF Estatal, si bien no fue un ejemplo en cuanto al cuidado del ambiente, si fue creadora de pueblos que siguieron existiendo aún con menores producciones de PE.

INVERSIONES Y TAREAS DEL CONVENIO

<i>Monto CHEVRON</i>	<i>Monto TPF</i>	<i>Período</i>	<i>Superficie</i>	<i>Pozos</i>
10 ⁶ U\$S	10 ⁶ U\$S	Años	Km ²	Nº
1240	260	1,5	20	100
4500	4500	5	375	900
8250	8250	33,5	375	1677
13990	13010	35	375	2677

10 millones de dólares por pozo

Fuente: Trascendidos del Convenio

Se da una concesión, es decir se entrega una superficie determinada de la Provincia de Neuquén, 395 Kilómetros cuadrados para sacar los HC por 35 años.

A cambio CHEVRON invierte 1240 Millones de dólares en 18 meses para perforar, en 20 kilómetros cuadrados, 100 pozos, en lo que llaman un trabajo "piloto".

Si las cosas van bien, es decir si los pozos producen cantidades interesantes para las empresas, las otras inversiones para desarrollar el Yacimiento en los 375 Kilómetros cuadrados restantes los pondrían en partes iguales YPF y CHEVRON. En los siguientes 5 años pondrían 4500 millones de dólares, cada una, para perforar 900 pozos, y en los años que queden hasta completar los 35 años, pondrían 8250 millones de dólares, cada una, para perforar 1677 pozos más.

YPF es la que opera el área, es decir se encarga de la responsabilidad de los trabajos con el aporte de los conocimientos técnicos de la gente de CHEVRON.

El PE y el GN que se saquen se reparte en partes iguales.

Cuando el país alcance a producir lo suficiente para que no tengan que importarse PE y GN, CHEVRON, luego del quinto año de operación, podrá exportar el PE o el GN teniendo la libertad de enviar libremente al exterior hasta el 20 por ciento de los dólares producto de esa venta.

Si el país siguiera importando CHEVRON puede vender al país ese 20 por ciento como si lo exportara y enviar los dólares correspondientes al exterior.

Para que el Convenio sea efectivo debe dar su aprobación la dueña de los HC de Vaca Muerta que es Neuquén. El gobernador dio su conformidad con un Decreto que debe aprobar la Legislatura de esa Provincia. Este Decreto, esencialmente, extiende la concesión, en una de las áreas, para que venza también en el año 2048. A cambio Neuquén parece recibirá algunos beneficios especiales. Estos son: un canon y algo que llaman Responsabilidad que suman 65 millones de dólares; además se quita del subsidio al GN para una planta de Metanol, de lo que se

hará cargo el gobierno Nacional, que también entregará 1000 millones de pesos para obras en varias localidades cercanas a Vaca Muerta. Adicionalmente Neuquén recibirá el 5 % de la utilidades que deje la asociación YPF-CHEVRON después del 2027. Para cubrirse el Decreto provincial incluye una cláusula de reaseguro que declara nula la concesión, y el área vuelve a la Provincia, si las empresas no cumplen con su plan de inversiones. Es decir recibe promesas concretas en dinero si es que el proyecto, motivo del Convenio, llega a feliz término.

Para que no se pensara que este convenio era sólo para beneficio de CHEVRON el Ejecutivo nacional promulgó el Decreto 929 del 15 de Julio del 2013, que da cabida a condiciones similares para empresas que inviertan no menos de 1000 millones de dólares durante los 5 primeros años de operación.

2. Observaciones y Comentarios

i) En primer lugar los potenciales **daños ambientales** que implica el tipo de operación, la "fractura hidráulica múltiple". Esta tecnología es muy cuestionada en Estados de Norte América (país donde más se ha aplicado), ha sido prohibida en algunos países de Europa y ha merecido una Declaración negativa por parte de la Comisión de Ambiente del Comunidad Económica Europea. Los daños ambientales, se refieren, esencialmente, a la contaminación del agua usada para las operaciones (tiene algunos agregados de productos químicos peligrosos para la salud de los seres vivos), mas que a la cantidad de agua usada. Una parte de la cual vuelve a superficie y no está definido donde se depositará y como se la tratará en la superficie para que quede "limpia". Además de la posible contaminación, el agua usada, a mucha presión, para realizar las fracturas hidráulicas, puede escapar por las grietas de las rocas del subsuelo hacia napas de agua dulce subterránea aunque estas estén muy alejadas del lugar donde se hicieron las fracturas. También puede escapar GN al exterior, ha ocurrido en Norte América, y esto es muy dañino para el ambiente pues hace subir la temperatura del Planeta. Por supuesto las empresas tienen sus respuestas diciendo que pueden solucionar estos problemas.

Es decir que el problema principal no es el consumo de agua, que si se reduce será bienvenido, sino en la disposición final de las aguas contaminadas y esto ya deja de ser un problema de cantidad para convertirse en un problema de calidad.

ii) Productividades de los pozos "no convencionales" y "Convencionales"

PETROLEO

Concepto	PE No Convencional	PE CONVENCIONAL
Producción inicial	350 Bl/día	350 Bl/día
Producción a los 5 años	50	205
Pozos adicionales	4 veces	
Inversión por pozo	10-12 millones U\$S	1- 4 millones U\$S

Fuente: Tecpetrol, Views & Strategies for Long-Term Development of Unconventionl Resources in Argentina julio 17 del 2013. Para Convencionales estimaciones propias.

GAS NATURAL

Concepto	GN No Convencional	GN Convencional
Producción Inicial	255000 m ³ /día	255000 m ³ /día
Producción a los 5 años	11300 m ³ /día	180000
Pozos adicionales	15 veces	

Fuente: Tecpetrol, Views & Strategies for Long-Term Development of Unconventionl Resources in Argentina julio 17 del 2013. Para Convencionales estimaciones propias.

ii) **La falta de consulta seria y con la correspondiente información a los pueblos** que habitan en las zonas donde se realizarán las explotaciones, según lo que indica la Organización Internacional del Trabajo (Convenio 169 junio 1989) y la Ley Ambiental Argentina. (Ley 25675 noviembre 2002).

iii) El hecho de que el **Convenio sea secreto** y no de conocimiento público, al menos de los legisladores, abre interrogantes respecto de que cláusulas no beneficiosas para el País puede contener. Dicen que es por el secreto comercial.

iv) **La asociación de empresas Estatales con Empresas privadas internacionales o nacionales es hoy práctica común** en casi todos los países (incluso Venezuela, Ecuador y Bolivia) todo depende de cómo se hacen esas asociaciones y como se resguarda el interés nacional. Es que los objetivos de las empresas petroleras privadas (prima la ganancia, es la base del sistema capitalista) no son similares a los de las Empresas Estatales (donde debería primar el brindar el mejor servicio al menos costo pensando en las generaciones presentes y futuras).

v) El que las empresa se puedan quedar con el 20 % (en este caso, después del quinto año de operación) es mejor que **lo que ocurría en los años 90 con el decreto 1589** de 1989 que permitía el giro al exterior del 70 % de las divisas obtenidas y no respetaba la condición de que antes e de exportar el país estuviera autoabastecido de PE:

vi) Si lo que se quiere es dejar de importar aumentando la producción hay que tener en cuenta que **hoy YPF no tiene la totalidad de los yacimientos del país** sino sólo produce el 36 por ciento del PE del País y el 24 por ciento del GN

vii) Con este convenio, suponiendo que el plan piloto sobre la superficie de 20 Kilómetros cuadrados, satisfaga a las empresa, en el año 2048 se produciría una cantidad de PE (10000 metros cúbicos por día) que **no alcanzaría a compensar la caída normal de la producción de PE entre el año 2013 y el año 2048** que sería, (siendo muy conservadores) de 16000 o 20000 metros cúbicos día. Es decir lo que generaría esta inversión de casi 28000 millones de dólares entre 2013 y 2048 no alcanzaría siquiera para cubrir la declinación natural de los yacimientos de YPF actuales.

viii) Por otra parte en los yacimientos de PE "No convencional" la producción disminuye año tras año (por ejemplo los pozos comienzan produciendo 350 barriles por día y a los 5 años producen 50 y en los de GN comienzan produciendo 255000 M³ /día y a los 5 años producen 11300) y esto obliga, como ocurre en Norte América, a perforar anualmente muchos pozos y a gastar mucho dinero. En cambio los yacimientos "Convencionales" de PE comienzan produciendo 350 barriles por día y a los 5 años producen 205 y los de GN comienzan produciendo 255000 m³ /día y a los 5 años producen 180000. Esto requiere gastar menos dinero y perforar menos pozos.

ix) Este es un Acuerdo **fundamentalmente para producir PE** y adicionalmente algo de GN, cuando el combustible que más necesita el País es el GN y que representa, entre lo que se compra a Bolivia por gasoducto y lo que se trae licuado por barco, casi 7 de cada 10 dólares que se gastan en importar combustibles.

x) **La inversión que se propone no estaría lejos de las posibilidades del País y de YPF**, si es que fuera conveniente explotar hoy Vaca Muerta, pues implicaría 620 millones de dólares al año hasta el 2015; 1800 millones por año entre el 2016 y el 2020 y 600 millones de dólares por año entre el 2021 y el 2048.

xi) **Los conocimientos** para realizar la explotación hoy no se tienen pero se pueden "comprar", contratando y pagando especialistas extranjeros hasta que los nuestros la aprendan.

xii) A mi juicio, dadas las características de este tipo de explotaciones, y esto va mas allá del Convenio CHEVRON-YPF, los que realmente ganan son las empresas vendedoras de equipos y de servicios especializados, todas extranjeras.

3. Por Qué se hace este Convenio

i) El marco "ideológico"

En Argentina a través de la historia, desde principios de siglo XX, hubo, simplificando groseramente, dos tipos de políticas con respecto a los Hidrocarburos (PE y GN). Una de contenido nacional (gobiernos de Irigoyen, Alvear, Illia; primera y tercera presidencia de Perón y en parte de Alfonsín) que pensó en el país y en el uso de los recursos naturales para el bienestar del pueblo antes que en la ganancia privada.

Otra de contenido favorable al capital privado nacional y extranjero que enajenaba esta riqueza (todos los otros gobiernos) y que era desfavorable para las empresas energéticas del Estado.

En el año 2012 pareció, con la expropiación del 51 % de las acciones de REPSOL, que reaparecería la YPF del Estado, pero quedan muchas dudas y el Convenio YPF- CHEVRON no contribuye a aclararlas

ii) **La producción** de PE y de GN en Argentina viene cayendo año tras año, mientras el consumo crece.

Las causas principales de esta situación son

La reducción de la capacidad productiva de la YPF Estatal primero y después la venta a precio bastante bajo de YPF Estatal a REPSOL, empresa española.

Esta empresa se dedicó a producir fuertemente PE y GN, ya descubierto por YPF Estatal, para exportarlo y recuperar lo antes posible el dinero de la compra de YPF Estatal.

REPSOL dejó de invertir, es decir dedicar dinero a explorar, para reponer el PE que exportaba y el país se fue quedando sin Reservas de PE y GN. El PE y el GN se vendieron al exterior en una época en que los precios eran casi cuatro veces menores que lo que cuesta hoy traerlos del exterior.

iii) En consecuencia hoy el país debe gastar muchos dólares para **importar** el PE y GN que hacen falta para el consumo. Las importaciones de combustibles, principalmente el GN, se llevan 15 de cada 100 dólares que ingresan por exportaciones y queda menos dinero para comprar afuera cosas que el País necesita para que funcionen por ejemplo las industrias y el campo.

Los otros combustibles que se importan son el Fuel oil y el Gas Oil que se consumen para producir electricidad y para las Industrial y que antes usaban GN.

Además tampoco en los últimos 20 años se invirtió lo necesario para construir nuevas refinerías que convierten el PE en Naftas, Gas oil y Fuel oil por lo que hay que importar cada vez mas de los dos últimos, por no tener suficiente GN que los reemplaza, especialmente para producir Electricidad. Tampoco se usa el abundante viento, ni centrales hidroeléctricas nuevas, ni centrales nucleares, que evitarían consumir más GN.

iv) La tercera causa que se menciona, para firmar el Convenio con CHEVRON, es que, según los expertos internacionales Argentina tiene mucho PE y GN en yacimientos llamados "No Convencionales" Dicen que las **Reservas** (es decir lo que se puede sacar de lo que está en las rocas) pueden ser, y sólo en la zona de Vaca Muerta; 10 veces mayores que las reservas de PE y 70 GN que hoy tiene el país. Esta es sólo una hipótesis que no esta verificada todavía.

v) Pero sacar ese PE y GN no convencionales de las rocas del subsuelo es muy caro (casi 3 o 4 veces más que el PE y GN que se saca hoy de otros lugares en el país) y se dice que YPF no sabe sacarlo, no dispone de los conocimientos para hacerlo, lo que se llama tecnología.

Es decir, se dice, **no se tiene ni el dinero ni la tecnología** para producir este PE y GN “No Convencionales” sin el aporte y los conocimientos de empresas extranjeras.

vi) **En síntesis** las causas aducidas para firmar el Convenio son: la caída de la producción, el aumento de las importaciones, la falta en YPF del dinero para invertir y de la tecnología para producir en la zona de Vaca Muerta.

4. Posibles alternativas

- **El problema energético del País** no es sólo de PE y GN sino del conjunto de todas las formas de energía que se pueden utilizar (Electricidad producida por el agua, por los combustibles nucleares, por el viento, por el sol; y lo que puede obtenerse con un buen manejo de los vegetales) Es decir que primero antes de hacer convenios para el PE y el GN hay que elaborar un Plan Energético que tenga en cuenta a todas las energías para que sea útil para el país futuro que queremos . O sea que tenemos que ver que País tendremos dentro de 30 años.
- Hay que **modificar la estructura de las tarifas de electricidad y Gas Natural** y aumentarlas poco a poco para los consumidores familiares de altos y medios ingresos y para el sector comercial y en menor medida para las industrias, De esta manera se podrán hacer más parecidos los precios del gas en Garrafas con el Gas Natural y disminuirá el monto, hoy muy grande, de los subsidios a la energía que en buena medida reciben los ricos que pueden pagar tarifas más altas.
- En lugar de poner casi todos los huevos en la canasta del PE y GN de yacimientos como el de Vaca Muerta, destinar una cantidad de dinero, unos 1000 millones de dólares por año, para hacer entre 200 y 250 pozos de **exploración en zonas donde se puedan encontrar PE y GN “Convencionales”**. Es que el costo de perforar pozos en áreas “No Convencionales”, tipo Vaca Muerta, es entre 3 y 4 veces mayor que en áreas convencionales. Además en los últimos 20 años, desde la privatización de YPF Estatal, es casi nulo el esfuerzo exploratorio. Si no se explora es imposible descubrir PE y GN. Pero hay que encontrar más PE y GN “Convencional” y en cambio el “ No Convencional” (Tipo Vaca Muerta) ya se ha “descubierto” y la gran duda es cuanto PE y GN se sacará finalmente y a que costo ambiental, social y monetario. Sobre esto se tendrá mayor información después de invertir 1240 millones de dólares en la primera etapa de Vaca Muerta y verificar cuanto bajan las producciones de GN y PE anualmente.
- Lo ideal habría sido que un grupo de especialistas, estudiara los aspectos energéticos, ambientales, sociales, económicos que trae aparejado explotar zonas como Vaca Muerta, antes de lanzarse a un Plan masivo de perforaciones. Luego se comunicaría a la población los resultados y en especial a los pueblos originarios que viven en la zona y recién entonces se tomarían medidas como la firma de Contratos con empresas privadas o si puede hacerlo la Estatal por si sola. Es decir decretar una moratoria para el desarrollo de estas áreas como Vaca Muerta hasta que se tenga toda la información requerida para afrontar o no las explotaciones.