

Petróleo y gas no convencional en México y Argentina

Dos estudios de caso



Petróleo y gas no convencional El caso Argentina

FARN

CONTENIDO

Introducción	5
1 Panorama de producción y uso de hidrocarburos, incluyendo proyecciones futuras.	7
2 Políticas energéticas: El discurso de la soberanía energética.	10
3 Proyectos de Shale Oil y Shale Gas en estudio	11
4 Rol del Estado en la industria Petrolera: YPF S.A.	12
5 Marco Institucional y Legal en la República Argentina	13
5.1 La Constitución Nacional y el reparto de competencias	14
5.2 Los presupuestos mínimos de protección ambiental: La Ley General del Ambiente (LGA) 25.675.	15
5.3 Las leyes sectoriales de presupuestos mínimos	16
5.4 Normas Nacionales: Códigos de fondo y leyes en materia de residuos peligrosos y contaminación atmosférica.	17
5.5 Normativa específica en materia de hidrocarburos	18
5.6 Normativa aplicable en materia de evaluación de impacto ambiental	21
5.7 El Decreto 1483/12 de la provincia de Neuquén.	22
6 Análisis sistémico de los impactos de la producción de Shale oil/gas	24

7	Impactos ambientales de la explotación de hidrocarburos no convencionales.	33
7.1	Hidrocarburos no convencionales desde la perspectiva del impacto ambiental.	35
7.2	Impactos ambientales del proceso de exploración y explotación de petróleo y gas a nivel de sitio.	40
7.3	Impactos de los no convencionales a nivel nacional.	44
7.4	La producción de no convencionales, la contaminación atmosférica y el cambio climático.	46
8	El rol de las comunidades afectadas. Derechos a la información, participación y consulta.	49
9	Impacto en la transición energética global	58
10	Alternativas	60
10.1	Composición de la Matriz Energética Nacional: Participación de las energías renovables.	60
10.2	El Programa GENREN.	61
10.3	Costos asociados a la inversión en energías renovables vs no convencionales	63
	Conclusiones	90

Introducción

El inicio del plan de operaciones propuesto por la empresa YPF S.A. -en alineación con la política energética nacional-, ha impulsado la necesidad de generar un proceso de conocimiento y análisis de las actividades que conforman la explotación de hidrocarburos no convencionales, particularmente con la técnica denominada fractura hidráulica o “fracking”, de tal manera de constituir una base de conocimientos que permita enfrentar los dilemas institucionales, técnicos y ambientales de la mejor manera posible.

El presente informe aborda el análisis de las potencialidades y desafíos que implican los proyectos de explotación de hidrocarburos no convencionales vigentes en la República Argentina, desde una perspectiva institucional, legal, económico y ambiental.

1. Panorama de producción y uso de hidrocarburos, incluyendo proyecciones futuras.

La disminución de las reservas de petróleo y gas en Estados Unidos (EUA) desde los años '70, dio lugar a políticas y proyectos dirigidos a desarrollar tecnologías que permitieran la extracción de hidrocarburos de esquistos¹. En el año 1997 se consiguió la primera fractura hidráulica, combinando la técnica del fracking (inyección de agua a presión, arenas y aditivos) y pozos horizontales. Si bien, ambas técnicas ya eran conocidas y aplicadas por separado en la industria, nunca se habían aplicado de manera conjunta en la explotación de esquistos. En el año 2005 comenzó la producción comercial del primer yacimiento llamado Barnett Shale en Texas, dando así inicio a este tipo de extracción de hidrocarburos en Estados Unidos.

La producción de gas y petróleo no convencional se desarrolló rápidamente a partir del avance tecnológico en las técnicas de perforación (particularmente de los pozos horizontales), en la estimulación de pozos (equipos con mayores presiones de trabajo), mejores técnicas de cementación y el desarrollo de una nueva generación de aditivos. La fracturación hidráulica de las rocas es una técnica que se realiza desde 1949 a nivel comercial. Las fracturas simples fueron comunes en las décadas del '70 y '80, mientras que en la década del '90 comenzaron a realizarse fracturaciones en múltiples etapas, y para el inicio del siglo XXI fueron más comunes los pozos horizontales con fracturación hidráulica multi-etapa, lo que completó el ciclo de innovación tecnológica.

Todos los estudios publicados a la fecha, apuntan a la existencia de recursos no probados de tamaño considerablemente mayor a las reservas probadas de gas en Argentina si bien con alto grado de incertidumbre en el factor de éxito y el factor de recuperación. Hay consenso en que la posibilidad de transformar al país en un gran exportador de gas natural depende aun de mejorar el conocimiento de los yacimientos de gas de esquistos ya que para establecer la curva de aprendizaje se requiere de mayor experiencia en exploración. Información en base a datos locales sobre las máximas reservas, las tasas de recuperación, los niveles de producción inicial de los pozos y las tasas de declinación de los mismos, los impactos ambientales y su gestión solo se obtendrán con grandes inversiones como la del proyecto piloto Chevron-YPF.

En el año 2011, la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (*Energy Information Administration* - EIA) publicó datos sobre los recursos de *shale* gas en regiones fuera de Estados Unidos².

- 1 Dentro de los llamados hidrocarburos no convencionales hay un conjunto de sustancias que comparten la dificultad de su extracción (baja o nula permeabilidad) que según el tipo y características de las formaciones se pueden subdividir en shale gas o shale oil (el ubicado en formaciones de lutita, pizarra o esquisto), el tigh gas y otros como el metano en capas de carbón (coal bed methane), los petróleos pesados y extra pesados como los de la faja del Orinoco (Venezuela) y los hidratos de metano.
- 2 Obtuvo los recursos in-situ con ajuste por riesgo, multiplicando la cantidad de gas in-situ por un factor de éxito. Esto es, la probabilidad

Según este trabajo, muy difundido por entonces, Argentina tendría 774 Tcf de recursos no convencionales (HCNC) de gas natural técnicamente recuperables. La actualización en junio de 2013 por parte de la EIA estimó los HCNC en 41 países con información discriminada para gas natural y petróleo. La EIA consignó en éste informe que Argentina poseería 802 Tcf de recursos no probados pero técnicamente recuperables de gas natural (equivalentes a 21.654 miles de millones de m³) y 27.000 millones de barriles de petróleo (equivalente a 4.293 millones de m³). Esto representaría 67 veces la cantidad de reservas probadas de gas³ y 11 veces las reservas probadas de petróleo⁴. La EIA analizó cada una de las cuencas sedimentarias arrojando los siguientes datos:

- Shale Gas:

a) Cuenca Neuquina: Recursos de Gas in-situ con ajuste por riesgo (formaciones Los Molles y Vaca Muerta): 2.184 TCF (93.083 miles de millones de m³). Recursos no probados técnicamente recuperables utilizando un factor de recuperación del 27: 583 TCF (15.741 miles de millones de m³ o 49 veces las reservas probadas de gas). El 53% de este volumen se halla en Vaca Muerta (8.308 miles de millones de m³);

b) Cuenca San Jorge: Recursos de Gas in-situ con ajuste por riesgo en las formaciones Aguada Bandera y Pozo D-129: 438 TCF (11.831 miles de millones de m³). De este valor los Recursos no probados técnicamente recuperables con factor de recuperación del 20%: 86 TCF (2.322 miles de millones de m³ o 7,2 veces las reservas probadas de gas del país);

c) Cuenca Austral Magallanes Argentina: Recursos de Gas in-situ con ajuste por riesgo de las formaciones Inoceramus y Magnas Verdes: 606 TCF (16.348 miles de millones de m³). De este valor los Recursos no probados técnicamente recuperables con factor de recuperación del 21%: 130 TCF (3.510 miles de millones de m³ u, 11 veces las reservas probadas de gas del país); d) Cuenca Paraná-Chaco Argentina: Recursos de Gas in-situ con ajuste por riesgo de la formación Ponta Grossa: 16 TCF (440 miles de millones de m³). De este valor los Recursos no probados técnicamente recuperables (obtenidos a partir de un factor de recuperación del 20%), daría un total de: 3,2 TCF (86,4 miles de millones de m³ o 0,3 veces las reservas probadas actuales de gas del país).

El valor total para Argentina resulta: recursos de shale gas in-situ con ajuste por riesgo: a) Cuenca Neuquina: 2.184 TCF (58.968 miles de millones de m³); b) Cuenca San Jorge: 438 TCF (11.831 miles de millones de m³); c) Cuenca Austral Magallanes: 606 TCF (16.348 miles de millones de m³); Cuenca Paraná-Chaco: 16 TCF (440 miles de millones de m³).

de que una formación posea tasas de producciones atractivas de gas natural o petróleo. Este factor se determinó para cada caso por analogía con formaciones geológicas similares a las conocidas en dicho país. Además se presentaron recursos no probados técnicamente recuperables al multiplicar a los recursos in-situ con ajuste por riesgo por un factor de recuperación, que considera la posibilidad técnica pero no la económica de su extracción. Este factor se halla en el caso del gas natural entre el 20 y el 30% y en el caso del petróleo entre el 3 y el 7%.

3 323 miles de millones de m³ de gas natural.

4 394 millones de m³ de petróleo.

Así el recurso en total llegaría a 3.244 TCF (87.587 miles de millones de m³) y los recursos no probados técnicamente recuperables de shale gas serían: a) Cuenca Neuquina: 583 TCF (15.741 miles de millones de m³) (72,6%); b) Cuenca San Jorge: 86 TCF (2.322 miles de millones de m³) (11%); c) Cuenca Austral Magallanes: 130 TCF (3.510 miles de millones de m³) (16%); d) Cuenca Paraná-Chaco: 3,2 TCF (86,4 miles de millones de m³) (0,4%).

A la cantidad final de 802 TCF (21.659 miles de millones de m³) se llega con un factor de recuperación próximo al 25%. Así los recursos no probados técnicamente recuperables de shale gas serían 67 veces las reservas probadas de gas convencional del país.

Se ha objetado que las tasas de recuperación reales en yacimientos similares a Vaca Muerta en EUA arrojan valores muy inferiores y que por lo tanto este estudio habría sobreestimado el potencial. Por oposición, Schlumberger da valores aún mayores que los de los estudios de EUA para la evaluación de recursos.

La cifra oficial de YPF sólo para Vaca Muerta alcanza a 1181 TCF para el total y 117 TCF para el recuperable. Según la estimación de la empresa, el yacimiento de Vaca Muerta contaría con 105.000 millones de m³ de petróleo in situ, y 33,4 billones de m³ de gas in situ⁵.

El yacimiento de Vaca Muerta fue un factor relevante para la expropiación parcial de YPF por parte del Estado Nacional Argentino, dando inicio a una nueva etapa en la búsqueda de la exploración y explotación de hidrocarburos. El dictado del Decreto N° 929 en el año 2013 es un claro ejemplo del impulso que el gobierno nacional quiere brindar a la actividad, en un contexto de fuerte necesidad de bajar la dependencia de los recursos en el mercado internacional. Por su parte, lo sucedido en la provincia de Neuquén, vinculado al acuerdo firmado con la empresa Chevron y la represión seguida, mientras tenía lugar el debate en la legislatura provincial, no ofrecen lugar a dudas sobre la posición que tomará el gobierno provincial.

Argentina tiene dos áreas que cumplen con condiciones geológicas apropiadas y que además poseen capacidad de transporte por vía de los gaseoductos. La cuenca Neuquina es la mejor en ambos aspectos, mientras que la de San Jorge, entre Chubut y Santa Cruz, posee menos ductos disponibles. Ambas son apropiadas para la extracción de líquidos y en ambas hay proyectos en marcha con apoyo del gobierno provincial y del nacional a partir de pozos exploratorios exitosos.

El resto de las cuencas todavía deben demostrar que son adecuadas para el desarrollo intensivo que optimiza los costos, a pesar de algunos buenos resultados en los indicadores de calidad y volumen de recursos.

5 Los valores presentados a principios de 2012 por Repsol en base al estudio de Ryder Scott eran sensiblemente más modestos. En el caso del gas natural, las reservas, denominadas "3P", alcanzan el 0.2%, los recursos contingentes el 9.8% y los recursos prospectivos el 90% indicando este trabajo una muy alta incertidumbre sobre el potencial del yacimiento.

2. Políticas energéticas: El discurso de la soberanía energética.

La ley 26.741 es clara en cuanto a la declaración de interés público nacional para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y la vinculación que posee la empresa YPF SA en el logro de tal cometido. Esto resulta de la simple lectura del texto legal en donde en el propio título destinado al logro de la soberanía hidrocarburífera para la República Argentina, se fijan los principios que regirán la actividad entre los cuales se encuentran: *“la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; la incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto y, la promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado”*.

Dicha norma declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51 % del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. Para el desarrollo de su actividad, YPF S.A. y Repsol YPF GAS S.A. continuarán operando como sociedades anónimas abiertas, en los términos de la ley de sociedades. La ley enfatiza además, que la gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado nacional y las provincias, se efectuará con arreglo a los siguientes principios: “a) La contribución estratégica de YPF S.A. al cumplimiento de los objetivos de la ley; b) La administración de YPF S.A. conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos; c) El gerenciamiento de YPF S.A. a través de una gestión profesionalizada”.

A fin de cumplir con su objeto y los fines de la ley, YPF S.A. acudirá a fuentes de financiamiento externas e internas y a la concertación de asociaciones estratégicas, *joint ventures*, uniones transitorias de empresas y todo tipo de acuerdos de asociación y colaboración empresarial con otras empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.

3. Proyectos de Shale Oil y Shale Gas en estudio

Se podría decir que en Argentina a partir de junio de 2010 comenzó la explotación de los hidrocarburos no convencionales mediante la perforación llevada a cabo por la empresa YPF Repsol del primer pozo de esquistos en Loma de La Lata. Se sabía del recurso desde los `60 y los `70, cuando YPF estatal -en los yacimientos de Puesto Hernández y Loma La Lata había estudiado en las formaciones de Vaca Muerta y los Molles los hidrocarburos no convencionales presentes, pero se carecía de las capacidades y condiciones tecno - económicas para explotarlos por entonces.

El contrato YPF – Chevron en 2012⁶ marcó el inicio en la serie de asociaciones estratégicas que haría el Estado con empresas internacionales. Este proceso debiera estar ya en marcha, a juzgar por las inversiones planificadas por varios actores internacionales, pero no es posible saber cuánto tiempo llevará hasta su madurez técnica y económica, a pesar de las afirmaciones oficiales en sentido contrario. En EUA, el único mercado desarrollado en el mundo hasta hoy, la curva de aprendizaje ha sido muy distinta en yacimientos que parecían similares en cuanto a su potencial. Observadores locales estiman entre 5 y 10 años para llegar a la cantidad de pozos que permitan, a partir de la interpretación de la información obtenida, obtener conclusiones útiles sobre las ventajas de apostar masivamente a la explotación en esquistos desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

El monto que se comprometió invertir Chevron para la perforación piloto de 20 km² en Loma Campana es de 1.240 millones de dólares, monto que iguala el impuesto de sellos a pagar según la ley 2687 del 2013 de la provincia de Neuquén. Asimismo, este monto ronda la inversión mínima establecida en el decreto 929/2013 para ser beneficiario del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Se encuentra en evaluación la posibilidad de una segunda etapa con una inversión total, a 35 años, de 16.500 millones de dólares.

Entre las empresas extranjeras que ya se encuentran trabajando en el área hay varias con experiencia directa en esquistos en EUA y Canadá, entre ellas, Chevron, Exxon, Shell, BP y Apache - Petrogás. Otras como PEMEX y Petrobras, controladas por los Estados, podrían tener asociaciones especiales con el Estado Argentino, para ganar experiencia en lo que aparece como el primer país fuera de América del Norte con un proyecto en gran escala en esquistos⁷.

6 Cabe destacar que con relación a este contrato y al decreto que le sirvió de base, el n° 929/13, se encuentra tramitando en la actualidad una denuncia penal contra la Presidenta de la Nación Argentina. En tal sentido, la Cámara Federal ordenó investigar a la presidenta de la Nación, Cristina Kirchner con motivo del dictado del decreto 929/13 que avaló el acuerdo entre las empresas YPF y Chevron. por los delitos de abuso de autoridad, incumplimiento de deberes de funcionario público y daño ambiental en grado de tentativa. Para mayor información: http://www.clarin.com/politica/Ordenan-investigar-Cristina-acuerdo-YPF-Chevron_0_1137486618.html

7 TOTAL y Wintershall, francesa y alemana, tienen ya acuerdos con la provincia de Neuquén, al igual que Pan American Energy. Los grupos locales Bidas y Eurnekian también comparten este tipo de inversiones en Vaca Muerta. Para más información ver: <http://>

Esto adquiere relevancia cuando se tiene en cuenta que la previsión de HCNC que hace la AIE para Argentina en 2035 es similar a la de GN convencional actual en este país, muy por detrás de varios otros que habrían empezado más tarde con recursos geológicos de menor relevancia.

En la actualidad, hay 30 empresas petroleras trabajando en Vaca Muerta y otras 40 aguardando el aval oficial antes de realizar las inversiones. Sin embargo, según estimaciones de la gobernación neuquina, son necesarias más de 200 empresas con una inversión total entre 90 a 100 mil millones de dólares en los próximos 10 años.

4. Rol del Estado en la industria Petrolera: YPF S.A.

Como se adelantara, la empresa YPF S.A. surge como el principal jugador dentro de la agenda de HCNC en Argentina, ello por la participación en el negocio y por ser el centro donde se origina la política oficial para el desarrollo de lo HCNC.

Su conducción se planteó tres grandes objetivos hasta 2017:

1. Aumentar 29% la producción de crudo: prevé perforar un promedio de 50 pozos exploratorios nuevos por año. En tal sentido, YPF se puso como meta llegar a producir 100.000 barriles diarios de petróleo no convencional (51% de los nuevos proyectos).
2. Aumentar 23% la producción de gas natural para alcanzar la meta de eliminar totalmente las importaciones de fuel oil y gas licuado de petróleo, que hoy alcanzaron unos 10.000 millones de dólares (57% de los nuevos proyectos).
3. Aguas abajo se propone aumentar 37% la producción de combustibles vía la plena utilización de la capacidad de refinamiento. En el desagregado, se estipuló un 24% más de naftas y 44% más de gasoil. Esto indica que en un futuro próximo para aumentar su capacidad de refinación deberá hacerlo en base a onerosas inversiones.

5. Marco Institucional y Legal en la República Argentina

En lo que hace al marco legal, la República Argentina no cuenta aún con un marco regulatorio aplicable a la industria de la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, la ley 26.741 de 2012 que declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento y el Decreto 929 del año 2013 sientan principios e incentivos aplicables a la actividad.

A nivel provincial encontramos que sólo la provincia de Neuquén ha regulado a través de un decreto las actividades de fractura hidráulica, estableciendo determinados requerimientos tendientes a impedir o minimizar la generación de impactos negativos para el ambiente.

Sin perjuicio de ello, y mientras la actividad no sea particularmente regulada, se encuentran vigentes las regulaciones en materia ambiental, tanto a nivel general como sectorial, que son de aplicación y deben ser observados por los proyectos vinculados a la fractura hidráulica.

Es así que en este apartado comenzaremos por hacer referencia a la normativa ambiental de aplicación en la República Argentina, destacando el marco constitucional, los mandatos allí establecidos y la distribución de competencias entre Nación y Provincias allí sentados, como así también los tratados internacionales por los cuales nuestro país ha asumido obligaciones de orden interno e internacional.

Luego, continuaremos por la normativa existente en materia de presupuestos mínimos de protección ambiental, las reglas que surgen de los códigos de fondo tanto en materia civil como penal y normas nacionales que resultan de especial aplicación como es la ley de residuos peligrosos.

En cuanto a la normativa propia de la industria de hidrocarburos se señalarán los principales aspectos que se relacionan con el marco jurídico de aplicación, para luego en particular, abordar los requerimientos respecto del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, y así finalizar con la norma sancionada hoy en materia de hidrocarburos no convencionales, en este caso de la provincia de Neuquén, el Decreto Provincial nº 1483/12.

5.1 La Constitución Nacional y el reparto de competencias

El art. 41 de la Constitución Nacional, reformada en el año 1994, consagra el derecho de toda persona a un ambiente sano y equilibrado en aras del logro de un desarrollo sustentable, junto al deber correlativo de preservarlo. Determina también claros mandatos en relación a las autoridades y fija criterios para la distribución de las competencias en el interior del estado federal que son abordados luego en el tratamiento de la relación Nación- Provincias.

Asimismo, la Constitución Nacional, hace referencia a los tratados internacionales aprobados por el Congreso Nacional, confiriéndoles jerarquía constitucional a los tratados de derechos humanos, como es la Convención Americana de Derechos Humanos, más conocida como Pacto de San José de Costa Rica, y el Protocolo de San Salvador. Asimismo, la Carta Magna otorga categoría superior a la de las leyes, al resto de los instrumentos jurídico internacionales. En tal sentido, es dable destacar la importancia que otorga el sistema jurídico a los diversos tratados internacionales relativos al ambiente aprobados por el Congreso Nacional, tales como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kyoto a la Convención, la Convención de Viena para la protección de la Capa de Ozono y el Protocolo de Montreal, relativo a las sustancias agotadoras de la capa de ozono, la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, el Convenio sobre la Diversidad Biológica y, la Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, entre otros. En relación a los tratados de integración aprobados por el Congreso como el Mercosur, la Constitución Nacional también le asigna un status superior al de las leyes, incluyendo también en dicha categoría a la normativa de integración que sea producto de dicho tratado.

La Constitución Nacional también atribuye al Congreso Nacional la facultad de dictar los códigos de fondo, entre los cuales podemos considerar a los códigos penal, civil y de minería. Dichos códigos, contienen en muchos casos normativa que directa o indirectamente se aplican a cuestiones ambientales. Un ejemplo es la responsabilidad civil y penal relativa a actividades realizadas con residuos peligrosos. En esta materia las provincias pueden dictar normativa procedimental para aplicar los códigos de fondo sancionados por el Congreso Nacional, pero nunca regular aspectos sustantivos.

En cuanto a la distribución de competencias ambientales, la República Argentina posee una organización federal con cuatro niveles jurisdiccionales: Nación, provincias, municipios y la Ciudad de Buenos Aires. De conformidad a la Constitución Nacional de 1853/60, la materia ambiental era una competencia no delegada por los gobiernos provinciales al nacional. En 1994, la reforma constitucional abreva un nuevo concepto: los presupuestos mínimos de protección ambiental que debe establecer la Nación y que pueden complementar las provincias. En este sentido, ha sido sancionada la Ley General del Ambiente⁸ que crea el Sistema Federal Ambiental, y las leyes de

8 Ley N° 25.675 (B.O. 21/11/2002) General del Medio Ambiente.

presupuestos mínimos sobre residuos industriales⁹, aguas¹⁰, de acceso a la información pública ambiental¹¹ y glaciares¹², entre otras.

Por otra parte, el ejercicio del poder de policía ambiental se encuentra compartido entre los distintos niveles de gobierno, de acuerdo a lo establecido en la Constitución Nacional, existiendo un importante rol de las provincias. Lamentablemente los mecanismos formales de coordinación interjurisdiccional han estado ausentes del marco institucional tradicional ambiental de la Argentina. Sin embargo, es menester mencionar al Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA), que nuclea a las autoridades ambientales provinciales, de la Nación y de la Ciudad de Buenos Aires. Este organismo fue creado frente a la necesidad de las autoridades ambientales de intercambiar información y coordinar políticas ambientales en el país.

Cabe destacar que el art. 124 de la Constitución Nacional establece el dominio originario de las provincias de los recursos naturales existentes en su territorio.

5.2 Los presupuestos mínimos de protección ambiental: La Ley General del Ambiente (LGA) 25.675.

Las leyes de presupuestos mínimos de protección ambiental son de particular importancia para la política ambiental del país, ya que deben ser aplicadas y cumplidas por las autoridades de los distintos niveles jurisdiccionales (nacional, provincial, municipal y de Ciudad Autónoma de Buenos Aires) y pueden ser complementadas mediante normas más exigentes pero nunca más laxas.

La LGA es considerada la ley de presupuestos mínimos de mayor envergadura ya que contiene principios (entre los cuales se encuentran el principio preventivo y el precautorio), objetivos de la política ambiental nacional, instrumentos de gestión ambiental y así también, como ya se ha señalado, crea el Sistema Federal Ambiental, otorgándole un importante rol al COFEMA. Asimismo, la ley presenta un capítulo específico dedicado a la temática del daño ambiental.

Forman parte de las obligaciones que presenta la LGA, la sujeción al procedimiento de evaluación de impacto ambiental previo a su 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, el derecho de libre acceso a la información y así también la obligación de las personas físicas y jurídicas,

9 Ley N° 25.612 (B.O. 20/07/2002) Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios.

10 Ley N° 25.688 (B.O. 03/01/2003) Régimen de Gestión Ambiental de Aguas.

11 Ley N° 25.831 (B.O. 07/01/2004) Acceso a la Información Pública Ambiental.

12 Ley N° 26.639 (B.O. 28/10/2010). Preservación de los glaciares y del ambiente periglacial.

públicas y privadas, de proporcionar la información que esté relacionada con la calidad ambiental y referida a las actividades que desarrollan, y la obligación de asegurar la participación ciudadana principalmente, en los procedimientos de evaluación de impacto ambiental y en los planes y programas de ordenamiento ambiental del territorio, en particular, en las etapas de planificación y evaluación de resultados.

5.3 Las leyes sectoriales de presupuestos mínimos

En este apartado se hará sólo mención específica a las leyes sectoriales de presupuestos mínimos en materia de residuos industriales y de actividades de servicio, de agua y de glaciares, por la relación que guardan con la temática en estudio.

La ley de residuos industriales y de actividades de servicios nº 25.612 (LRI) no ha sido aún reglamentada, pero sus disposiciones generales se encuentran vigentes y han sido aplicadas por la justicia¹³. La norma define qué entiende por residuo industrial y de servicio, teniendo en cuenta la actividad de la cual provienen, y es aplicable a residuos sólidos, semisólidos, líquidos y gaseosos. Esta ley es complementada por la ley nacional de residuos peligrosos 24.051 que luego abordaremos.

La ley de gestión ambiental de aguas (LGAA) nº 25.688, si bien es una norma escueta, presenta definiciones, tales como la de agua y cuenca hídrica superficial, constituyéndose esta última como su concepto central. Asimismo establece que para proceder a la utilización de las aguas, la autoridad competente debe conferir un permiso al interesado e incluye en un listado las actividades sometidas a dicho requerimiento. Cabe destacar que esta ley dispone en su régimen cláusulas de responsabilidad civil.

Respecto de las cuencas interjurisdiccionales, la LGAA crea la entidad comité de cuencas. Asimismo determina la intervención de dicho comité en el supuesto en el cual la utilización de aguas pretendida pueda causar un impacto ambiental significativo sobre alguna de las otras jurisdicciones¹⁴. Esta norma tampoco se encuentra reglamentada, al igual que la ley de gestión integral de los residuos industriales y de servicios, y por ende, esto dificulta su implementación.

La Ley 26.639 establece los presupuestos mínimos para la protección de los glaciares y del ambiente periglacial con el objeto de preservarlos como reservas estratégicas de recursos hídricos para el consumo humano; para la agricultura y como proveedores de agua para la recarga de cuencas hidrográficas; para la protección de la

13 "Figueroa Eusebio Sebastián y otros s/amparo" resuelta en la Provincia de Río Negro, Cipolletti, el 8 de julio de 2004, por la Cámara Laboral, de Apelaciones y en lo Contencioso Administrativo, sala Civil y Contencioso Administrativa, de la IVta Circunscripción Judicial

14 Art. 6.

biodiversidad; como fuente de información científica y como atractivo turístico. La ley declara que los glaciares constituyen bienes de carácter público¹⁵.

Un punto clave de la ley es la prohibición que fija en relación a un conjunto de actividades en zona glaciar, entre las cuales incluye: la instalación de industrias o desarrollo de obras o actividades industriales, y la construcción de obras de arquitectura o infraestructura con excepción de aquellas necesarias para la investigación científica y las prevenciones de riesgos. Asimismo prohíbe tanto en zona glaciar como periglacial: la liberación, dispersión o disposición de sustancias o elementos contaminantes, productos químicos o residuos de cualquier naturaleza o volumen, como así también la exploración y explotación minera e hidrocarburífera.

5.4 Normas Nacionales: Códigos de fondo y leyes en materia de residuos peligrosos y contaminación atmosférica.

El art. 2340 del Código Civil establece que son bienes públicos, entre otros, los ríos, sus cauces, las demás aguas que corren por cauces naturales y toda otra agua que tenga o adquiera la aptitud de satisfacer usos de interés general, comprendiéndose las aguas subterráneas, sin perjuicio del ejercicio regular del derecho del propietario del fundo de extraer las aguas subterráneas en la medida de su interés y con sujeción a la reglamentación y los lagos navegables y sus lechos.

Conforme al art. 2341 las personas particulares tienen el uso y goce de los bienes públicos del Estado o de los Estados, estando sujetas a las disposiciones del código y a las ordenanzas generales o locales. Por su parte, el Código Civil dispone en su art. 2342 que son bienes privados del Estado general o de los Estados particulares 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.

A su vez, el código establece en sus art. 2513 y 2514 que es inherente a la propiedad el derecho de poseer la cosa, disponer o servirse de ella, usarla y gozarla conforme a un ejercicio regular. El ejercicio de estas facultades no puede ser restringido en tanto no fuere abusivo, aunque privare a terceros de ventajas o comodidades.

El Código Penal castiga en su art. 200 al 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.

15 Ver Canziani, P. y Nosedá, P. (2012). "Los glaciares en Argentina. Cambio Climático, Vulnerabilidad y Protección Jurídica". (pp. 353 y ss). Informe Ambiental Anual 2012, Buenos Aires. FARN. Dicho autor destaca que los glaciares y las nieves de la Cordillera de los Andes representan la principal fuente de agua para alrededor del 70 % del territorio nacional

Cabe destacar, a su vez, que la ley nacional de residuos peligrosos 24.051 contiene cláusulas de responsabilidad penal aplicables en todo el territorio de la República, y en tal sentido debe ser tenida en cuenta, en los casos de contaminación del aire, suelo, agua y/o del ambiente en general que pueda causarse con residuos peligrosos.

Por su parte, en el plano administrativo, y como consecuencia de que aún no ha sido reglamentada la LRI a nivel nacional el régimen que actualmente continúa vigente es el dispuesto por esta ley. Es importante tener en cuenta que la ley 24.051 no es una ley de presupuestos mínimos, y para ser aplicable dentro de una provincia debe recibir la adhesión de la misma a menos que se encuentre dentro de los presupuestos establecidos por su propio ámbito de aplicación, como es el caso del transporte de residuos peligrosos de una provincia a otra, o afectación del ambiente con residuos peligrosos en más de una jurisdicción. Sin embargo, y como se expusiera, la ley 24.051 es una ley mixta, por lo que contiene cláusulas de responsabilidad aplicables en todo el territorio de la República¹⁶

En materia de aire no ha sido sancionada aún una ley de presupuestos mínimos. Se cuenta con una antigua norma, la Ley Nacional 20.284, que requiere la adhesión de las provincias para su aplicación dentro de los territorios provinciales. No obstante ello, es susceptible de ser aplicada si existe contaminación atmosférica interjurisdiccional.

5.5. Normativa específica en materia de hidrocarburos.

En materia de hidrocarburos líquidos y gaseosos rige la ley 17.319 del año 1967 que regula las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos. La ley destaca que es el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) quien fija la política nacional con respecto a dichas actividades teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

La ley 24.145 del año 1992 transfirió el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base reconocidas por la legislación vigente. Cabe destacar que esta modificación fue precedente a la reforma constitucional del año 1994 en donde se estableció en el art. 124 del texto constitucional el dominio originario de las provincias de los recursos existentes en su territorio.

¹⁶ La LRP continúa vigente. Ahora bien, la LRI (que sí es de presupuestos mínimos) aún no fue reglamentada pero sí está vigente y en su artículo 60 dice que “Hasta tanto la reglamentación establezca la creación de los diferentes registros determinados por la presente, se mantendrán vigentes los anexos y registros contenidos en dicha ley (la LRP)” En consecuencia, en la actualidad debe aplicarse la LRP avizorando el cambio que ocasionará la reglamentación de la Ley de Residuos Industriales, ya que aún cuando se considere que la LRP continúa vigente, habrá una serie de circunstancias alcanzadas por ambas normas en las cuales deberá aplicarse la ley posterior, esto es, la LRI. Asimismo, en el proceso de transición, no sólo influirá el nivel de reglamentación a nivel nacional, sino también el estado de avance de la normativa complementaria de cada una de las provincias.

A fines del año 2006, se sancionaría la ley 26.197. Esta ley establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

La ley establece que las provincias asumen en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares. Las regalías hidrocarburíferas correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en vigor al momento de entrada en vigencia de la ley, se calcularán conforme lo disponen los respectivos títulos (permisos, concesiones o derechos) y se abonarán a las jurisdicciones a las que pertenezcan los yacimientos.

A su vez expresa que el ejercicio de las facultades como Autoridad Concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la Ley N° 17.319 y su reglamentación y de conformidad a lo previsto en el Acuerdo Federal de los Hidrocarburos. El diseño de las políticas energéticas a nivel federal es responsabilidad del PEN.

En materia de transporte, la ley dispone que el PEN y las provincias acordarán la transferencia a las jurisdicciones locales, de todas aquellas concesiones de transporte asociadas a las concesiones de explotación de hidrocarburos que se transfieren en virtud de la ley. El PEN será Autoridad Concedente, de todas aquellas facilidades de transporte de hidrocarburos, que abarquen dos (2) o más provincias o que tengan como destino directo la exportación. Deberán transferirse a las provincias todas aquellas concesiones de transporte, cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no tengan como destino directo la exportación.

Además la ley señala que el Estado nacional, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las provincias, en su carácter de Autoridades Concedentes, determinarán, mediante los instrumentos que resulten necesarios y suficientes en cada jurisdicción, sus respectivas Autoridades de Aplicación, a las que se asignará la totalidad de lo recaudado en concepto de cánones de exploración y explotación, aranceles, multas y tasas.

Por su parte, la ley establece que el Estado nacional y las provincias productoras llevarán a cabo las acciones tendientes a lograr un Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera.

Es importante señalar que la ley dispone 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, estando facultadas, entre otras materias, para: (I) 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 y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional; (II) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías; (III) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales; y (IV) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley N° 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).

Finalmente, la ley 26.741 declara de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina 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.

El PEN, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de la ley con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

La ley establece como principios de política hidrocarburífera de la República Argentina los siguientes: *a)* La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; *b)* La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; *c)* La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; *d)* La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; *e)* La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto; *f)* La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; *g)* La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos; *h)* 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.

Asimismo, la ley crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, cuyas funciones serán: *a)* Promover la actuación coordinada del Estado nacional y los Estados provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de ley; *b)* Expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de sus objetivos y a la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el PEN someta a su consideración. Finalmente, la ley establece las pautas ya comentadas sobre declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de YPF S.A..

5.6 Normativa aplicable en materia de evaluación de impacto ambiental

A nivel nacional, la obligación de realizar los estudios y evaluaciones de impacto ambiental surge, a modo general, de la ley de presupuestos mínimos de protección ambiental 25.675 que sujeta a la realización de dicho instrumento de gestión y previo a su ejecución a 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.

Por su parte, la ley 24.354 sobre inversión pública nacional, observada por el decreto nacional 1427/94, sujeta a la realización de estudios de prefactibilidad e impacto ambiental a todos los proyectos de inversión de los organismos integrantes del sector público nacional así como los de las organizaciones privadas o públicas que requieran para su realización de transferencias, subsidios, aportes, avales, créditos y/o cualquier tipo de beneficios que afecten en forma directa o indirecta al patrimonio público nacional, con repercusión presupuestaria presente o futura, cierta o contingente que se encuentran mencionados en el Anexo I de la ley¹⁷. La ley a su vez establece que dichos proyectos requerirán obligatoriamente la intervención de la autoridad ambiental que corresponda.

Además, en el plano nacional rigen las normas dictadas por la Secretaría de Energía de la Nación (SE). En tal sentido, la Res. SE 105/92 aprueba las normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos, la Res. SE 252/03, las guías y recomendaciones para la ejecución de los estudios ambientales y monitoreo de obras y tareas exigidos por la Res. SE 105/92, y la Disposición 56/07 de la Subsecretaría de Combustibles, aprueba las normas para la protección ambiental durante la construcción de oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias, su operación y abandono. A ello se agregan las normas propias de las jurisdicciones locales que establecen la obligación en la realización de dicha evaluación ante obras y/o actividades que pudieran afectar su jurisdicción.

17 En el Anexo I fija cuáles serán los proyectos que deberán ajustarse a dicho régimen entre los cuales se encuentran: 1. Grandes represas (Embalses superiores a las cincuenta hectáreas de espejo); 2. Plantas siderúrgicas integradas; 3. Instalaciones químicas integradas (Papeleras, curtiembres, etcétera); 4. Instalaciones destinadas a la eliminación de residuos peligrosos o de eliminación de tóxicos peligrosos por: a) Incineración; b) Tratamiento químico de transformación; c) Almacenamiento de tierras; 5. Explotaciones a cielo abierto de carbón, hulla, tignito y otros minerales; 6. Centrales térmicas de generación eléctrica, otras instalaciones de combustión, cuya potencia térmica supere los doscientos (200) megavatios; 7. Instalaciones destinadas a la extracción, tratamiento y/o transformación del amianto. Para las fábricas de los llamados fibrocementos con producción anual superior a las veinte mil (20.000) toneladas métricas de productos terminados. Para las fábricas de guarniciones de fricción (cintas y bloques para frenos de automotores u otras máquinas, discos de embrague, etc.) con producción anual superior a las cuarenta y cinco (45) toneladas métricas de productos terminados. Para instalaciones que utilizan el amianto (blindajes térmicos, vestimentas, producción de hilados, empaquetaduras industriales de fibra o planchas conteniendo amianto, juntas para automotores, etc.) que impliquen el procesamiento de amianto superior a las ciento veinte (120) toneladas métricas anuales; 8. Construcciones de líneas ferroviarias, terraplenes, autopistas para medios de transporte y aeropuertos no comerciales; 9. Aeropuertos comerciales, con pista de despegue y aterrizaje superiores a dos (2) kilómetros; 10. Puertos comerciales, vías de navegación y puertos que permitan el acceso de embarcaciones de porte superior a las mil doscientas (1200) toneladas, como así también, puertos deportivos; 11. Refinerías de petróleo bruto, con exclusión de las empresas que produzcan únicamente lubricantes a partir del petróleo bruto; 12. Instalaciones para la gasificación licuefacción de residuos petroleros que procesen cantidades superiores a las trescientas (300) toneladas métricas de residuos bituminosos por día; 13. Instalaciones poblacionales masivas, cuando entrañen riesgos para ellas o para el ambiente (riesgos e inundaciones, aluviones, sismos o volcanes):

5.7 El Decreto 1483/12 de la provincia de Neuquén.

El decreto provincial 1483/12 establece que todos los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales deben contar con licencia ambiental previa a su ejecución. En aquellos casos en que la Autoridad de Aplicación lo crea pertinente, podrá exigir adicionalmente un análisis de riesgo ambiental.

Dicho informe debe contener: a) descripción y proceso de tratamiento del retorno de agua utilizada (flowback) del pozo ; b) declaración jurada de los fluidos utilizados en la terminación de este tipo de pozos, mediante estimulación hidráulica, que se utilizarán en el proceso con la hoja de seguridad de cada producto o sustancia química. Se indica que los productos deben estar aprobados por la ley 24.051 de residuos peligrosos y su Dec. Regl. 831/93; c) el visado del proyecto por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, y; d) autorización del uso de agua y vertido de efluentes emitido por la autoridad provincial competente.

El permisionario, concesionario u operador deben presentar, ante la autoridad, una declaración jurada con la información sobre el volumen estimado y la fuente de provisión de agua a utilizar durante las etapas de perforación y terminación del pozo y acreditar el pago del canon por uso industrial.

El decreto prohíbe, durante las etapas de perforación y terminación de pozos no convencionales, la utilización del agua subterránea con aptitud para satisfacer los usos de abastecimiento de poblaciones e irrigación. En cuanto al agua de retorno, esta debe ser sometida a un sistema de tratamiento que garantice su encuadre a los parámetros de vertido exigidos por la normativa local, siendo que asimismo prohíbe que esta pueda ser vertida sobre cuerpo de aguas superficiales, bajo ninguna condición, ni ser almacenada previa y durante su tratamiento en receptáculos a cielo abierto.

Asimismo la norma establece disposiciones referentes al diseño de los pozos, requerimientos de las piletas de almacenamiento, presentación ante la autoridad de análisis físico-químicos del agua de retorno, y niveles de ruidos permitidos en el caso de actividades realizadas en proximidades a poblaciones aledañas.

Como se expondrá en el apartado de impactos ambientales, es de señalar que en el caso de proyectos de no convencionales hay que tener en cuenta que cada proyecto de exploración/explotación es distinto del otro, no sólo por las complejidades geológicas, las propiedades químicas y mecánicas del reservorio, el factor humano y el clima, sino también por los proveedores, los controles ambientales, los equipos disponibles al momento de la perforación, los aditivos disponibles al momento de la fracturación, etc., siendo altamente probable que aparezcan factores no contemplados al momento de evaluación por la autoridad administrativa. En tal sentido, si bien es altamente auspicioso contar con una norma que recepte aspectos técnicos propios de la actividad, lo cierto es que un aspecto fundamental en la prevención de impactos socio-ambientales, es el efectivo control, responsabilidad y monitoreo de las autoridades con competencia en los distintos aspectos involucrados. De allí que los factores institucionales y la capacidad de contralor, devengan clave en el cuidado ambiental y la protección de la sociedad.

Por su parte, la regulación debería no sólo tener en cuenta aspectos técnicos concretos, sino también su articulación con las preocupaciones y alertas de las poblaciones involucradas, haciendo eco de las normativas generales que propician el consenso social y participación de la ciudadanía en las autorizaciones respectivas.

6. Análisis sistémico de los impactos de la producción de Shale oil/gas

El precio de los hidrocarburos no está relacionado estrictamente a su oferta (producción) y su demanda (niveles de consumo), sino que se ve afectado por el descubrimiento de nuevas reservas, así como también por la especulación y la coyuntura imperante en los países productores, que ejercen posición de dominio en el mercado mundial.

Ante la baja expectativa en el hallazgo de yacimientos convencionales, la nueva meta mundial son los hidrocarburos no convencionales. Se espera que estos tengan una productividad menor a los convencionales, por lo cual la rentabilidad de su explotación dependerá del costo de la inversión y del precio de los hidrocarburos, así como a otros factores vinculados al sitio específico, como la proximidad a canales de distribución del producto y la cercanía a los consumidores.

En el nivel internacional se han dado sucesivos hallazgos en formaciones conteniendo HCNC, razón por la cual las reservas que fueran pronosticadas para 60 años, actualmente se ampliaron a 200 años. Estos hallazgos fueron impulsados por los avances en las tecnologías de extracción así como por el sostenido incremento del valor del petróleo.

En lo que respecta a los hidrocarburos no convencionales, existen cuestiones vinculadas a la estructura de la actividad (elevados costos de transporte y/o de extracción, estado actual de la tecnología) que hacen que no sean comparables a los convencionales, y, por ello, carezcan de un precio homogéneo a nivel internacional.

Si bien el producto final es igual o equivalente al hidrocarburo convencional (gases y/o petróleo), los aspectos señalados hacen que difieran en su precio. Por su parte, cada mercado tiene un mecanismo para la fijación de precio y ello hace que el mismo varíe en distintas zonas¹⁸ Asimismo al tratarse de una industria incipiente, se carecen de datos y tan sólo 16 empresas a nivel internacional han logrado alcanzar volúmenes comerciales¹⁹

Las estimaciones de reservas se basan en los primeros años de explotación, ya que la producción luego cae rápidamente. Las tecnologías para incrementar la tasa de recuperación son todavía un área de intensa investigación en las empresas y por lo tanto aún no se puede hacer previsiones sobre el impacto de los resultados de las mismas.. En suma la escasez de datos dificulta la estimación de la producción total así como la rentabilidad de la explotación en el largo plazo.

18 Biani, J. (2013): "Shale Gas... ¿nuevo factor clave para un cambio de paradigma?" Centro de Agronegocios PwC Argentina. Disponible en: http://www.pwc.com.ar/es_AR/ar/agribusiness/publicaciones/assets/articulo_8_on_24_shale_gas_noviembre_2012.pdf

19 Estrada, J. (2013): "Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México. Reflexiones para Centroamérica" CEPAL - Cooperación alemana (GIZ). Octubre 2013. 119 págs. Disponible en: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/8/51438/Desarrollodelgaslutita.pdf>

En lo que respecta a la competitividad, la experiencia hasta hoy en América del Norte indica que la producción de shale gas ha sido rentable allí solo con precios superiores a los 3,30 US\$ por millón de BTU a boca de pozo²⁰.

Como en toda actividad económica existe un nexo directo entre los costos de producción, y los precios. Los costos incluyen operación, arrendamientos y equipos, entre otros, y se incrementaron entre 2002 y 2008 entre un 60 y un 65%. Los costos de perforación representan un 40% de los gastos totales. Así, durante los próximos años, cabe esperar tan sólo un lento aumento de los precios, asociado al aumento de los costes de producción.

Cabe destacar, que la firma YPF logró bajar los costos de producción. Es así que en 2011 cada pozo construido costaba 11 millones de dólares aproximadamente, cifra que hoy se redujo a 7,6 millones y en 2015 se estima que rondará los 6 millones de dólares²¹.

Otra estimación es que con el incremento de la producción de petróleo proveniente de yacimientos no convencionales, el precio del petróleo podría situarse en un rango entre 33 US\$/50 US\$ por debajo de las estimaciones (133 US\$/barril en el 2035). Dicho descenso del precio del petróleo se justifica en el incremento de la oferta total de petróleo al incorporarse la producción de shale oil. Sin embargo, esto no provocaría un incremento de la demanda de petróleo, debido a que ésta es relativamente inelástica a las variaciones de precio²². Por otro lado, y en lo que hace a la oferta, se debe tener en cuenta que la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) es un cartel que controla el 40% de la producción mundial de crudo y puede responder limitando su oferta, para provocar modificaciones en el precio del petróleo.

Por su parte, en el plano nacional, el gobierno controla los precios por medio de la estructura de las tarifas y los impuestos, por lo que las empresas que trabajan en los pozos en operación tienen establecido un límite que pueden cobrar cuando los precios suben. Sin embargo, cuando los precios caen no hay un piso, por tanto el precio medio a largo plazo será menor en Argentina que en otros países. Cuando el gas se vende para el consumo residencial se limita a un precio próximo a los 60 céntimos por millón de BTU, lo que representa 1/5 del precio que las compañías de gas pagan por el gas destinado a las grandes industriales.

En nuestro país YPF estimó que el precio que impondrá al shale gas rondará los 7,5 US\$ por millón de BTU, un valor medio entre el importado desde Bolivia (10 US\$ por millón de BTU) y el previsto en el programa Gas Plus (entre 4 y 7 US\$ por millón de BTU). Por ello, se considera que debido al mayor valor de este tipo de gas, este será insumo para el sector industrial. Asimismo se anunció que para la producción del gas no convencional ten-

20 Estrada, J. (2013): "Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México. Reflexiones para Centroamérica" CEPAL - Cooperación alemana (GIZ). Octubre 2013. 119 págs. Disponible en: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/8/51438/Desarrollodelgaslutita.pdf>

21 El Inversor Energético y Minero (2013) En marzo culmina el piloto inicial de YPF – Chevron. 3/12/2013. Disponible en: <http://www.inversorenergetico.com.ar/en-marzo-culmina-el-piloto-inicial-de-ypf-chevron/>

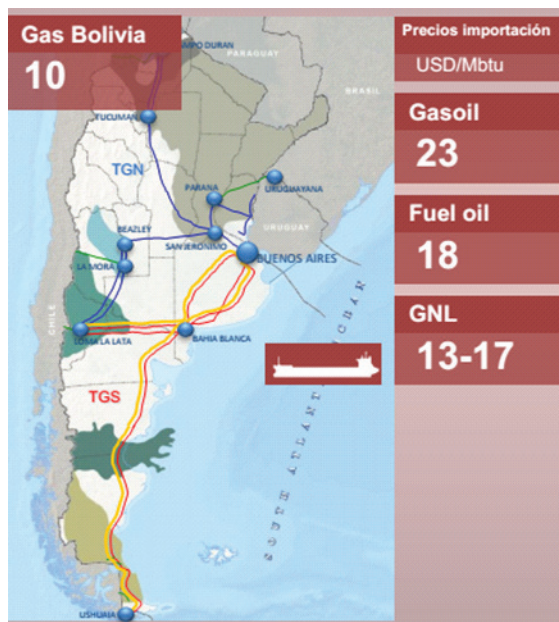
22 Se estima que con el incremento de la producción de petróleo proveniente de yacimientos no convencionales el precio del petróleo podría situarse en un rango entre 33 US\$ / 50 US\$ por debajo de las estimaciones (136US\$/barril en el 2035).

drá un precio estímulo no regulado y no direccionado a diferencia del estipulado en el Programa Gas Plus. Este valor, 7,5 U\$/MBTU, es casi el doble al pagado en Estados Unidos (4 US\$ por millón de BTU) y muy por encima de los 2,5 US\$ por millón de BTU que se pagan por el gas natural convencional.

Respecto al petróleo, en el nivel interno se considera un valor de entre 10 y 13 dólares por millón de BTU (55 y 70 US\$ por barril), mientras que un promedio de diversos valores a nivel internacional arroja un valor de casi 17 US\$ por millón de BTU (90 US\$ por barril).

A continuación se expone una figura que da cuenta de los precios pagados por la importación de combustibles en Argentina:

Figura 1: Precios pagados por la importación de combustibles en Argentina²³



En las presentaciones oficiales de YPF se señala que en los próximos años los precios de los combustibles mantendrán una tendencia alcista, pasando el barril de crudo de 70 a 103 US\$. Asimismo, en estas presentaciones se estima que el valor del gas natural en boca pasará de los 2,5 a los 7,5 US\$ por millón de BTU. En base a estas estimaciones, se pronostica que el precio de la nafta súper pasará de 8 \$/litro a 12 \$/litro en 2014 con un aumento sostenido al 2018 alcanzando valores cercanos a los 39 \$/litro²⁴. Respecto al gas, teniendo en cuenta los subsidios y la devaluación de la moneda nacional, el impacto pareciera aún mayor. Su valor en la actualidad es de 0,24 \$/m3, si se eliminan los subsidios se estima que su valor será de 1,90 \$/m3 en 2014 y podría subir hasta 4,94 \$/m3 en 2018²⁵.

23 YPF (2012): "Estrategia de gestión 2013-2017. Plan de los 100 días." 30 de Agosto de 2012. 59 págs.

24 Llorens, J. y Cafiero, M. (2013): "La ecuación económica-financiera del convenio entre YPF y Chevron".

25 Llorens, J. y Cafiero, M. (2013): "La ecuación económica-financiera del convenio entre YPF y Chevron".

En el nivel nacional se puede inferir que con el actual precio de los combustibles fósiles será muy difícil desarrollar los recursos de esquistos. Por ejemplo, en Estados Unidos la estructura de costos es menor y más simplificada, costos que en Argentina son difíciles de reducir, además de los bajos precios a nivel interno. Entre los costos diferenciales se pueden mencionar: acceso a los insumos, a la tecnología, al know how y condiciones sindicales²⁶.

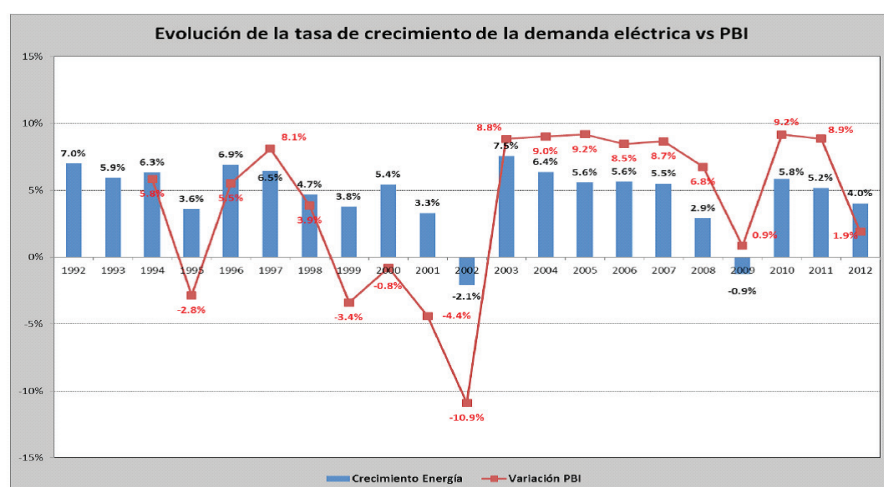
Es importante mencionar que estas estimaciones no realizan una internalización de las externalidades negativas que implican riesgos de aumento de costos como contaminación de las napas de aguas, uso de productos químicos de impacto en la población y en el ambiente, movimientos sísmicos, alto consumo energético, etc.

Por su parte, frente a una coyuntura de riesgo para soberanía energética, con un crecimiento de la demanda y una caída de las reservas, el gobierno nacional ha dilatado desde 2011 la presentación de un Plan Energético hacia 2030. Desde FARN se ha solicitado información al respecto pero las respuestas han sido poco satisfactorias, estableciendo que el mismo se encontraba en elaboración y que en función de la adquisición de YPF iba a ser revisado²⁷.

Se destaca, que el aumento de la demanda de energía no deviene de una mera relación aritmética con el crecimiento del PBI²⁸ sino que tiene que ver con la calidad y no sólo la cantidad de ese crecimiento²⁹.

En tal sentido, a continuación se expone un gráfico que da cuenta de la evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs PBI.

Figura 2: Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs. PBI³⁰



26 <http://www1.rionegro.com.ar/diario/tools/imprimir.php?id=27312>

27 Pedidos presentados en junio de 2011 <http://www.farn.org.ar/archives/11578> y en enero de 2013 <http://www.farn.org.ar/archives/14509>

28 Se estima en 1,5% de aumento en el consumo de energía por cada punto de crecimiento del PBI.

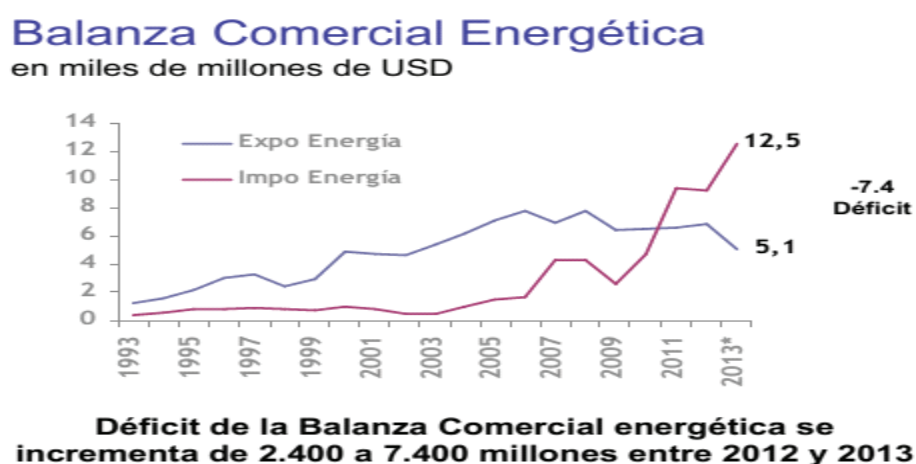
29 Aronoff, L. (2007): "Una matriz energética no sustentable" Industrializar Argentina. Diciembre 2007. Págs 18-19.

30 CAMMESA (2012): "Informe anual 2012" Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Documentos%20compartidos/VAnual12.pdf>

La falta de abastecimiento de combustibles líquidos, gas natural y electricidad, evidenciada por los cortes de suministros primero a las industrias y luego a la ciudadanía, fueron solucionados con medidas coyunturales como la importación de fuel-oil de Venezuela, gas natural de Bolivia y electricidad de Brasil, debiendo nuestro país asumir en estas transacciones costos superiores a los de nuestro mercado interno.

A fin de ilustrar dicha situación, se expone a modo de gráfico, la balanza comercial energética (en millones de US\$).

Figura 3: Balanza comercial energética (en millones de US\$)³¹



Las compras al exterior por parte del sector energético totalizaron US\$ 9.367 millones incrementándose en relación al 2010 en un 107% anual, un dato relevante teniendo en cuenta que el saldo de la balanza comercial de nuestro país fue en 2012 de US\$ 12.690 millones³².

Las compras al exterior han representado un incremento del déficit de la balanza comercial energética de US\$ 5.000 millones entre 2012 y 2013, pasando de 2.400 millones a 7.400 millones. De hecho, esta salida de divisas para la compra de energía ha representado el principal factor de la caída del saldo comercial desde 2010.

La importación de energía eléctrica representa hoy un 2% de los valores totales demandados en el país, pero con tendencia alcista, demostrando que nuestro país requiere de mayor capacidad instalada.

Es así que para el año 2014 se estima que se erogarán entre 14.000 y 15.000 millones de US\$ en importaciones

31 Castiñera, R. (2013): "Déficit energético y su impacto macroeconómico" UCA. 08 de Septiembre 2013.

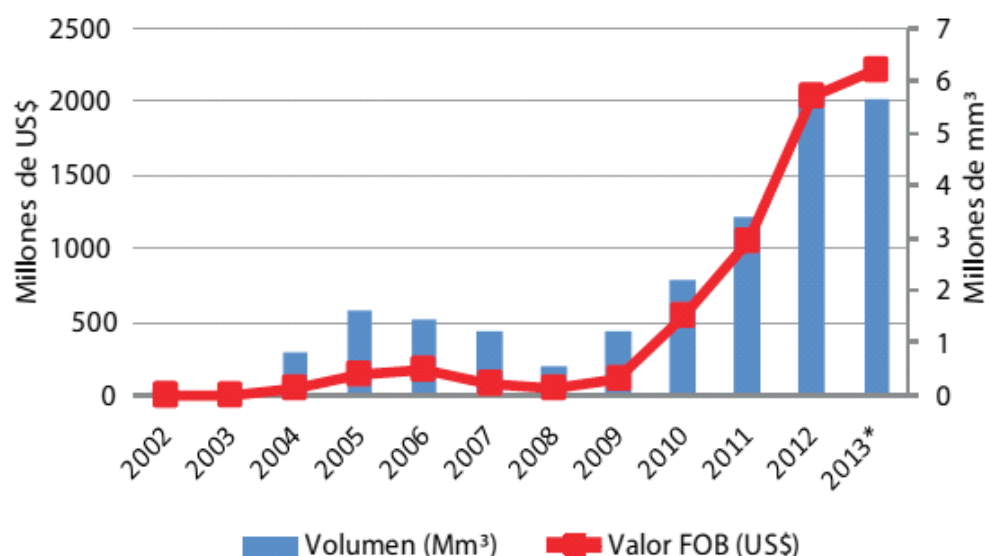
32 AGN (2013): "Una década al cuidado de los fondos públicos. Informe sectorial del Presidente de la Auditoría General de la Nación. Energía" Disponible en: <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/12/Libro-Energia-AGN.pdf>

de energía. Estos montos equivalen a la mitad de las reservas del Banco Central, a la construcción de 10 centrales eléctricas de gran porte, 12 veces la inversión de Chevron en Vaca Muerta o 7 veces el presupuesto inicial de 2013 para la asignación universal por hijo³³.

La importación de Gas Natural Licuado (GNL), que comenzó en 2008 como una medida transitoria con sólo 8 cargas anuales, ya se ha convertido en la herramienta más cara para cubrir la caída de la producción local y poder atender la demanda interna durante el año. La importación desde Bolivia se incrementó desde el primer envío, pasando de 4,73 millones de metros cúbicos por día a 12,40 en 2012, incremento previsto en la adenda del contrato entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Energía Argentina S.A (ENARSA)³⁴. El valor de las importaciones pasó de US\$ 3,1 millones en 2006 a US\$ 2032,3 millones en 2012. El incremento del valor resulta no sólo del incremento del volumen importado, sino también de precios más elevados que llegarían a duplicar los precios pagados a los productores nacionales. Según la AGN³⁵, a pesar del incremento de los costos de importación, esta operación es más rentable económicamente que explorar nuevas fuentes para la generación de energía.

A modo de ejemplo, se inserta en el presente trabajo una figura que da cuenta las importaciones al país de gas natural de Bolivia;

Figura 4: Importaciones de gas natural de Bolivia³⁶



33 Para mayor información acceder a: <http://www.inversorenergetico.com.ar/el-ano-proximo-la-crisis-de-energia-costara-us-2000-millones-mas/>

34 Según la memoria de YPFB, tendrá una duración de quince años, es decir, hasta el 31 de diciembre de 2026. La capacidad de transporte tendrá como límite máximo volúmenes de hasta 2,7 millones de metros cúbicos por día para el 2012 y para el año 2013 un volumen de hasta 3,3.

35 AGN (2013): "Una década al cuidado de los fondos públicos. Informe sectorial del Presidente de la Auditoría General de la Nación. Energía" Disponible en: <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/12/Libro-Energia-AGN.pdf>

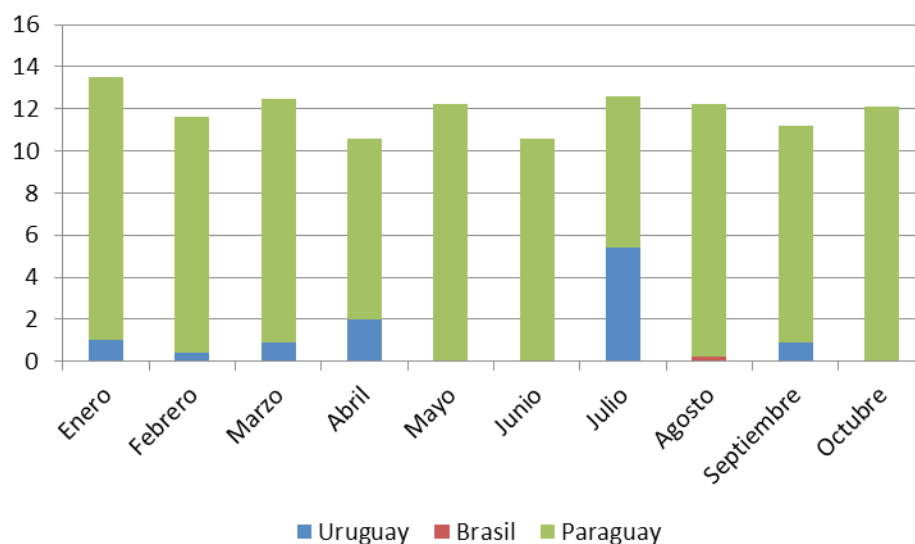
36 AGN (2013): "Una década al cuidado de los fondos públicos. Informe sectorial del Presidente de la Auditoría General de la Nación. Energía" Disponible en: <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/12/Libro-Energia-AGN.pdf>

Argentina compra a Venezuela, a través de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), combustibles (principalmente petróleo y sus derivados) por un monto de entre 800 y 1000 millones de dólares. Para evitar los altos costos de flete, PDVSA adquiere los buques en Brasil y de ahí, se abastece a las centrales eléctricas de nuestro país. Hasta 2011, sólo 2 millones de los 24,6 millones de barriles diarios provinieron de Venezuela. El precio que se paga es el de mercado pero financiado: el 20% se abona al contado y el resto, en 12 cuotas mensuales, con una tasa de interés Libor (de referencia entre los bancos) más 2%³⁷. Por estas compras, Argentina ha acumulado una deuda con la empresa venezolana que asciende a los US\$ 1.800 millones, la que ha sido renegociada al menos dos veces desde 2008. Dichas adquisiciones han sido cuestionadas ante la ausencia de proceso licitatorio, la falta de control respecto a la calidad del producto adquirido y los sobrepuestos de las compras estimados en US\$ 4,69 por barril³⁸. Además se prevé que para este año, se importarán cargamentos de petróleo crudo (compras que no se realizan desde hace más de 20 años) por alrededor de US\$ 2.200 millones, a fin de reducir importaciones de naftas y gasoil por más de US\$ 2.500 millones³⁹.

Asimismo, en 2011 el Gobierno firmó el borrador de acuerdo con Qatargas para la provisión de 5 millones de toneladas anuales de GNL, equivalente a un 18% del total de la demanda actual de ese combustible. El contrato tiene un plazo de duración de 20 años y se ejecutará a partir de 2014.⁴⁰

A continuación se inserta una figura que ilustra la importación de energía desde países limítrofes (en GWH):

Figura 5: Importación de energía desde países limítrofes (en GWH)⁴¹



37 <http://www.lanacion.com.ar/1514537-el-comercio-con-la-argentina-cada-vez-mas-amplio>

38 Dicho precio surge si se consideran sólo los barriles comprados hasta 2011 el monto abonado por sobrepuestos es de US\$ 115.374.000.

39 Para mayor información ir a: <http://elinversoronline.com/2014/01/despues-de-20-anos-la-argentina-volvera-a-importar-petroleo-por-us-2200-millones/>

40 El acuerdo se gestó sin licitación. El comunicado no explicitó el precio por el que se pagará el GNL. Dichas compras se realizarían a través de buques metaneros que arribarían a puertos en Bahía Blanca o Escobar, en la provincia de Buenos Aires.

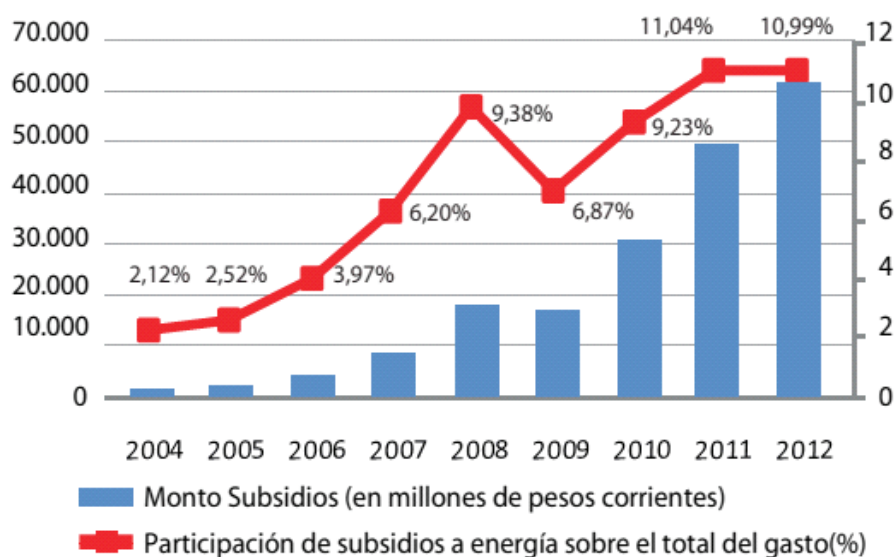
41 CNEA (2013): "Síntesis del mercado eléctrico de la República Argentina" Octubre 2013.

La energía importada desde Paraguay proviene de la central hidroeléctrica Yacyretá, que se corresponden al pago de la deuda por la construcción de esa represa de Paraguay con Argentina. El pago se realiza a través de electricidad, con un convenio firmado a partir de 2006 por un plazo de 40 años y con una entrega aproximada de 8.000 GWh/año.

La importación desde Uruguay suele ser estacional y durante los picos de mayor demanda, por situaciones de emergencia⁴². Es así que por ejemplo, a fines de 2013, se solicitó la importación desde Uruguay de aquella electricidad que sobrara. El costo generado por las centrales que envían a nuestro país es de US\$ 245,70 y 261,90 / MWh.

En materia de subsidios, el incremento de consumo energético de los últimos años se basó en energía barata proveniente del crudo y del gas natural, ambos con subsidios del Estado Nacional. Estos subsidios fueron una herramienta cortoplacista para compensar los atrasos tarifarios, la inflación y la falta de inversión. Sin embargo, los mismos fomentaron un uso poco racional de la energía, demandando recursos fiscales de manera creciente. La siguiente figura da cuenta de la participación de los subsidios al sector energético:

Figura 6: Subsidios al sector energético⁴³



En 2004 los subsidios al sector representaban el 2% del gasto público total (0,31% del PBI), siendo que en 2012 representaron el 11% del gasto público (2,85% del PBI). La variación anual del monto de los subsidios se incrementó 95% en 2008, 69% en 2010, 60% en 2011, 31% en 2012 y 63% en el acumulado a junio de 2013. Además, en los últimos dos años los subsidios energéticos erogados superaron a los presupuestados: 130% en 2011 y 160% en 2012. A septiembre de 2013 se erogó el 85% de lo presupuestado por lo que se estima que en 2013 también se superará al presupuesto.

42 ADME (2012): "Informe anual 2012". Disponible en: <http://www.adme.com.uy/mmee/pdf/informes/anual/InformeAnual2012.pdf>

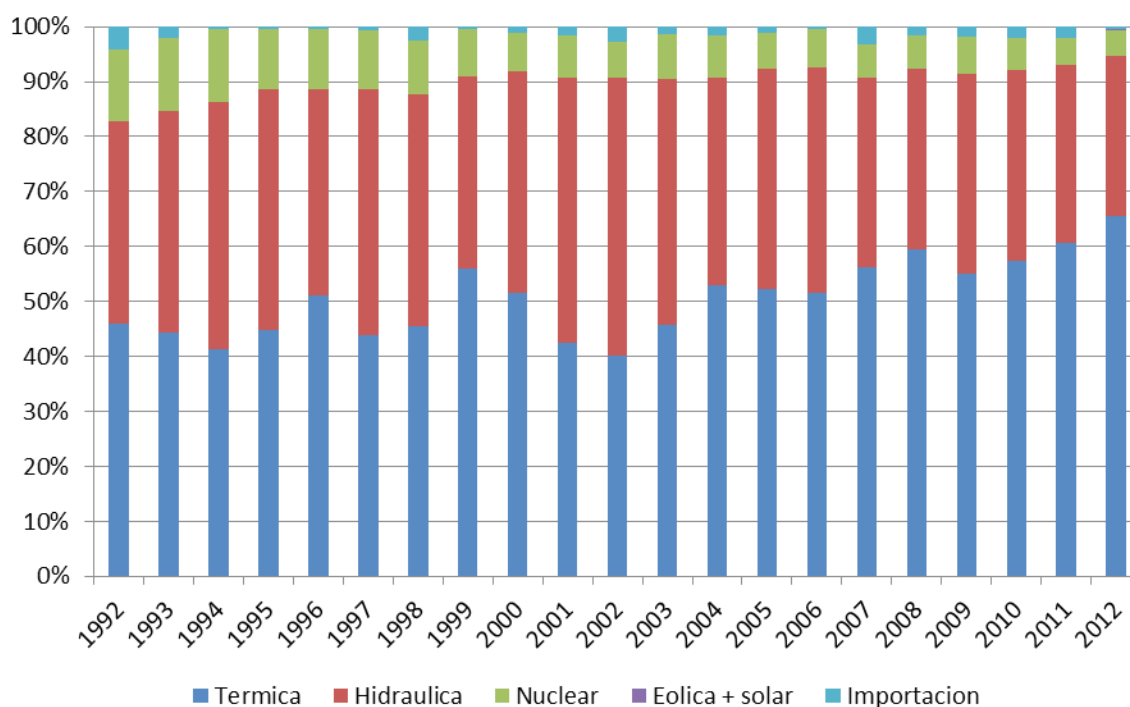
43 AGN (2013): "Una década al cuidado de los fondos públicos. Informe sectorial del Presidente de la Auditoría General de la Nación. Energía" Disponible en: <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/12/Libro-Energia-AGN.pdf>

Estos subsidios posicionan a Argentina como uno de los países con las menores tarifas eléctricas en la región. Según datos del Banco de Desarrollo Para el Desarrollo de América (otrora CAF), el costo promedio de la factura eléctrica en América Latina es de US\$ 29 mensuales, mientras que para la Ciudad de Buenos Aires este monto alcanza casi la mitad, con US\$ 15 mensuales. En la misma línea, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) destaca que mientras la tarifa residencial promedio de la región se ubicaba en torno a los US\$ 0,16 por kWh, en Argentina el valor era menor a un quinto de ese valor, ubicándose por debajo de los US\$ 0,03 por kWh.

Cabe destacar que los valores tan bajos de las tarifas eléctricas repercuten a su vez en las empresas eléctricas, las cuales se encuentran en situación de quebrando debido al congelamiento de las mismas.

La siguiente figura refleja la generación eléctrica por tipo de energía (en % sobre el total):

Figura 7: Generación eléctrica por tipo de energía (en % sobre el total)⁴⁴



Por otro lado, la generación eléctrica en Argentina ha pasado de cerca de 82.000 GWh en el año 2000, a los ya mencionados 121.000 GWh en 2012. Este crecimiento superior al 40%, en un país sin acceso a financiamiento externo desde el default de 2001, explica en parte las dificultades con las que se ha topado el Gobierno argentino a la hora de abastecer el mercado, sobre todo en los meses de consumo.

⁴⁴ Elaboración propia en base a CAMMESA (2012).

7. Impactos ambientales de la explotación de hidrocarburos no convencionales.

En este capítulo se analizan los principales aspectos de la actividad vinculados con los efectos sobre el ambiente, se revisan los argumentos de las partes y la literatura que favorece una identificación y valoración adecuada de los impactos ambientales⁴⁵.

La idea de identificar y valorar los impactos ambientales de la explotación de petróleo y gas no convencional nos remite inmediatamente a un conjunto de actividades de sitio, ubicadas principalmente sobre el área de explotación y particularmente en la locación donde se ha perforado para extraer los hidrocarburos; sin embargo, existe un área de influencia indirecta mucho mayor, que incluye la cuenca hídrica desde la perspectiva geográfica, las provincias a nivel jurisdiccional-territorial y también hay una dimensión nacional y global que debe ser considerada. Es decir, que la evaluación del impacto ambiental excede por lejos el área del yacimiento e involucra otros territorios y tópicos temáticos que frecuentemente escapan a los estudios de impacto ambiental.

Asimismo, el enfoque de sitio o por proyecto de explotación, no nos permite evaluar adecuadamente los impactos acumulativos y sinérgicos del desarrollo regional de la explotación hidrocarburífera, por lo cual desde todo punto de vista es recomendable analizar la actividad desde la integralidad antes que la particularidad, y desde la complejidad antes que la singularidad, para adquirir una visión más comprehensiva de la misma que refleje de manera más clara su funcionamiento y las interacciones con el resto del sistema. La herramienta más adecuada para el abordaje de esta cuestión se llama Evaluación Ambiental Estratégica.

45 Se ha elegido como alcance temporal el período 2004-2014, tomando como antecedente el boom de la extracción de no convencionales registrada en los Estados Unidos, que es interpretada como indicador de los procesos que probablemente transcurran en nuestro país en el futuro cercano, y fundamentalmente porque en ese país se ha desarrollado la principal experiencia técnica, que ha sido tomada como referencia para muchos países que buscan explotar sus propios recursos, con el fin de aportar datos relevantes para el debate, a la espera de que el desarrollo de la actividad a nivel nacional genere los datos locales necesarios para ajustar los pronósticos.

El alcance espacial del estudio se remite a la República Argentina, enfocado en las áreas actualmente en explotación (formación Vaca Muerta), y extrapolando conclusiones a otras áreas con potencial para el desarrollo de los no convencionales. Hay que destacar que si bien se han iniciado proyectos de perforación en Neuquén y se analizan los resultados de perforaciones en el Golfo San Jorge (Chubut/Santa Cruz), otras áreas revisten interés para la industria, con lo cual es necesario poner en valor las diferencias en cuanto a factores ambientales en juego, legislaciones provinciales y sobre todo la actitud social respecto de la actividad, lo que está fuera del alcance general de este trabajo.

La principal limitación ha sido la escasez de datos sobre las operaciones de extracción de hidrocarburos no convencionales en el país, por lo que en muchos casos para realizar un análisis comparativo se ha optado por presentar datos provenientes de explotaciones de los principales reservorios en los Estados Unidos, país que tiene una gran experiencia en este tema, y de organismos internacionales relacionados a la energía y el ambiente. Se han tomado fuentes diversas, que van desde publicaciones científicas y estudios de impacto ambiental hasta trabajos de divulgación e información, tratando de conservar la máxima rigurosidad en su selección e inclusión en el presente trabajo.

El debate social y académico, ni bien iniciado, se concentró casi exclusivamente en los efectos de la actividad sobre la calidad del agua subterránea y la posibilidad de que la inyección de fluidos o el escape incontrolado de gases a través de las fracturas del terreno pudiera inducir sismos a nivel local. Sin embargo, hay muchos aspectos que no han sido suficientemente tratados y que esperamos abordar en este trabajo, tales como la capacidad de gestión de los efluentes, las sustancias que se agregarían a los pozos para mejorar el desempeño de la fractura hidráulica, los impactos sociales y sobre la institucionalidad provocados por la resistencia ciudadana, y otros que buscan dilucidar aspectos esenciales para abordar un proceso de toma de decisiones informado, que lleve a la sociedad al mejor camino posible dentro de las circunstancias coyunturales y estructurales en la que estamos inmersos.

Es imprescindible aclarar que la identificación de los impactos ambientales negativos de la actividad es solo una pequeña parte de un proceso integral que involucra la valoración cuali-cuantitativa de dichos impactos, la generación de un conjunto de medidas preventivas, mitigadoras y compensatorias que permitan la mejor gestión ambiental posible, y el establecimiento de un plan de vigilancia y control que asigne responsables a las actividades programadas que hubieren surgido como más adecuadas para gestionar los impactos negativos generados⁴⁶. Este informe se concentra solo en la identificación de los impactos ambientales con énfasis en los impactos sobre la naturaleza, la salud pública, aspectos sociales e institucionales.

Si bien estamos hablando de soluciones técnicas aplicadas para resolver un eventual problema ambiental, no debemos olvidarnos que hay conflicto social en torno a la actividad^{47 48 49 50 51 52}. Por ende, este tipo de soluciones normalmente resultan insuficientes para abordar todas las dimensiones de la conflictividad ambiental. La fractura hidráulica ha pasado de ser una mera técnica de explotación de hidrocarburos a convertirse en el centro del debate social, energético y político, temas que exceden los alcances de este trabajo.

46 Conesa Fernandez-Vítora, M. Guía metodológica para la Evaluación de Impacto Ambiental. Mundi-Prensa. Madrid. 1997.

47 <http://www.theguardian.com/environment/gallery/2014/jan/13/fracking-protest-barton-moss-in-pictures>.

48 <http://www.lanacion.com.ar/1615759-mapuches-bloquearon-una-planta-de-ypf>

49 <http://panamaon.com/noticias/ultima-hora/1136853-activistas-contra-el-fracking-irrupen-en-el-campamento-de-chevron-en-rumania.html>

50 http://www.diariodecadiz.es/article/provincia/1678226/cadiz/libre/fracking/saluda/la/_____extincion/dos/permisos/investigacion/hidrocarburos.html

51 http://www.huffingtonpost.com/2014/01/02/colorado-fracking-amendment_n_4533077.html?utm_hp_ref=fracking

52 <http://www.theguardian.com/environment/2014/jan/12/anti-fracking-protests-corporation-interest>

7.1. Hidrocarburos no convencionales desde la perspectiva del impacto ambiental.

Para empezar con el análisis, vamos a decir que la extracción de hidrocarburos no convencionales posee muchas actividades en común con la extracción de los convencionales. La apertura de caminos, el desmonte para instalar las locaciones⁵³, el traslado del hidrocarburo líquido o gaseoso y parte de la logística relacionada a la perforación, son muy similares. Incluso, la fracturación hidráulica es una técnica conocida desde hace varios años y utilizada en la extracción de hidrocarburos convencionales⁵⁴.

La SPE (Society of Petroleum Engineers) calcula que desde los años '50 a la fecha se han realizado más de 2,5 millones de fracturas en todo el planeta, correspondiendo un millón solo a los Estados Unidos⁵⁵, la mayoría de ellas respondiendo a procesos de extracción de hidrocarburos convencionales. Sin embargo, la diferencia principal radica en la complejidad que plantea la geología para liberar los hidrocarburos, los volúmenes de agua y sustancias químicas utilizados en relación a la explotación convencional, y las características de las sustancias químicas que se inyectan para mejorar el desempeño del proceso, además de las posibles consecuencias en la calidad del agua subterránea y la posibilidad de que la inyección de fluidos a gran escala induzca a la sismicidad local o regional. Este trabajo se enfocará en aquellas actividades distintivas en la extracción de los recursos hidrocarburíferos no convencionales.

La gestión de desechos de perforación es uno de los desafíos más importantes de la industria petrolera (Morrison *et al.*, 2002). El lodo y los recortes generados durante el proceso de perforación (llamado "cutting") son el mayor problema⁵⁶ para el caso de los hidrocarburos convencionales. En algunos pozos se suelen generar hasta 500 toneladas de cutting, los que hay que disponer en forma adecuada⁵⁷. A estos dos tipos de desechos debemos agregar –para el caso de los no convencionales- grandes volúmenes de la llamada "agua de retorno" o flowback, que no es sino el fluido de fractura que regresa a la boca del pozo –una vez que cedió la presión que fracturó la roca de esquisto-, traída por la presión de salida del hidrocarburo, que arrastra además otros elementos químicos removidos de la roca fracturada.

El desafío de la gestión ambiental es procesar todos estos residuos y efluentes de la manera más rápida, económica y amigable con el ambiente, intentando recuperar la mayor parte del agua para utilizarla en nuevas etapas

53 La locación es el área de terreno donde se realizan las operaciones de explotación de los hidrocarburos, que aloja la torre de perforación y toda la infraestructura y equipamiento necesario para la producción del pozo (la extracción del hidrocarburo).

54 King, G. *What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells*. Society of Petroleum Engineers. SPE 152596. 2012.

55 Idem 50.

56 Muriel García, M. et Al., *Determination of the risk condition for the drilling cuttings re-injection process into depleted wells in two offshore platforms at the southwest of the Campeche Sonda*, en Revista del Instituto de Investigaciones FIGMMG Vol. 12, N.º 24, 82-93 (2009) UNMSM.

57 International Energy Agency. *Golden Rules for a Golden Age of Gas 2012. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. 2012.

de la fractura hidráulica o la inyección para la perforación de nuevos pozos, o en lo que llamamos *recuperación secundaria* de yacimientos maduros, cuando sea factible. La práctica muestra que solo un porcentaje menor del agua es reciclada⁵⁸ y por lo general se inyecta en profundidad o, eventualmente, se envía a tratamiento y disposición final a través de operadores de residuos peligrosos autorizados por el Estado⁵⁹. Dos de los métodos de disposición final son los pozos de inyección y los pozos sumidero, que en los Estados Unidos son opciones ampliamente utilizadas por la industria, bajo la regulación de la EPA y las agencias estatales.

A nivel general, las preocupaciones más relevantes respecto de los impactos ambientales pueden concentrarse en las siguientes⁶⁰:

- a. Sismos inducidos por el desplazamiento de fallas cercanas a los pozos;
- b. Contaminación del agua subterránea y posiblemente de las fuentes de agua para consumo humano con gases naturales y otras sustancias químicas;
- c. Emisiones a la atmósfera de componentes volátiles tales como dióxido de carbono y metano;
- d. La fuga de lodos de perforación y otros efluentes de las piletas de contención que pudieran afectar recursos hídricos superficiales.

A su vez, algunos de los aspectos geológicos relevantes que se relacionan con los impactos ambientales, son los siguientes:

- a. La comprensión limitada de los patrones de fractura de la rocas y de los procesos dentro del esquistos;
- b. La habilidad limitada para predecir y cuantificar la red de fracturas permeables en el subsuelo antes de la perforación;
- c. La precisión con la que puede determinarse la geometría (tamaño o extensión, posición, espe-

58 Ver porcentajes de recuperación.

59 En Argentina y para la producción de hidrocarburos convencionales es común la inyección del agua coproducida en los llamados pozos de inyección, con la finalidad de promover dentro de la formación la recuperación secundaria del hidrocarburo. También se suele inyectar en pozos sumidero, generalmente dentro de los yacimientos, donde el agua coproducida tiene disposición final en formaciones que normalmente no son las productoras de hidrocarburos. Sin embargo, con la fracturación hidráulica se adiciona al proceso global un volumen mucho mayor de efluentes que podría generar problemas para la gestión ambiental del yacimiento, con lo cual será necesario desarrollar la logística y las instalaciones para el tratamiento del agua y eventualmente, el reciclaje, consistentes con las tasas de producción de flowback.

60 Healy, D. *Fracking: Current Knowledge and Potential Environmental Impacts*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen. Aberdeen, United Kingdom. 2012. Se trata de un estudio a pequeña escala realizado por la Universidad para la Agencia de Protección Ambiental de Irlanda. [Nota: traducción del autor]

sor) de las formaciones de esquisto y los acuíferos, especialmente en áreas con una historia geológica compleja.

Algunos autores afirman que los riesgos primariamente dependen de la calidad e integridad del encamisado, la correcta cementación de los pozos y la gestión de los residuos en superficie, más que del proceso de fractura propiamente dicho. Hay también un riesgo significativo derivado de la naturaleza y el destino de los fluidos utilizados en la perforación y en la fracturación hidráulica, así como de los efectos del gas liberado. Posiblemente los mayores impactos ambientales dependan de la logística asociada a la extracción de los hidrocarburos y el manejo de las operaciones de perforación en superficie.

A su vez, y dentro de las actividades de perforación, la USEPA (United States Environmental Protection Agency) reconoce 5 grandes áreas de trabajo que podrían provocar impactos ambientales negativos a la calidad del agua, a saber:

- a. Adquisición, recuperación y manejo de grandes volúmenes de agua de las operaciones de perforación (aguas coproducidas) y fracturación hidráulica (flowback);
- b. Derrames de fluidos para la fracturación hidráulica en superficie o cerca de acuíferos al momento de verter los químicos al agua y realizar la mezcla;
- c. La inyección y proceso de fractura propiamente dicho;
- d. Derrames de aguas coproducidas o agua de retorno (flowback) en superficie o cerca de acuíferos en la misma operación del pozo;
- e. Inadecuado tratamiento de aguas provenientes de las operaciones de perforación y fracturación hidráulica.

Es cierto que la fractura hidráulica –como técnica de estimulación- no es la culpable exclusiva de la contaminación del suelo, el agua o del aire. Es el conjunto de operaciones que acompañan a esta técnica la que genera los mayores riesgos de contaminación que se traducen en derrames en superficie, contaminación de acuíferos, etc., y es precisamente el mal manejo de las operaciones la que deviene en accidentes con sus consecuencias ambientales. Por ello el factor humano es crucial para minimizar los riesgos.

Otra de las acciones que involucran impactos ambientales negativos es el incremento del tráfico de camiones, a consecuencia del proceso de perforación y terminación del pozo, que guarda similitud con la explotación de hidrocarburos convencionales, pero a mayor escala debido a los mayores volúmenes de agua, arena y sustancias que es necesario transportar hasta el área de perforación, así como de los equipos móviles que proporcionan

presión para la inyección, el traslado fuera del yacimiento de las aguas residuales y el mantenimiento de las instalaciones. Este periodo podría durar 45 a 60 días, pero hay literatura que ubica este lapso de tiempo entre 20 y 30 días⁶¹, mientras que el conjunto de operaciones desde la apertura de caminos hasta el momento de la producción podría resultar en un periodo que va desde los 500 a los 1.500 días, según algunos autores y organismos públicos⁶².

Entonces, los riesgos e impactos de los procesos y el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales pueden dividirse en⁶³:

- a. Contaminación de las fuentes de agua subterránea por fluidos de la fractura hidráulica o contaminantes movilizados derivados de:
 - i. Fallas en el encamisado del pozo (casing); y/o
 - ii. Migración desde el subsuelo;
- b. Contaminación de la tierra y del agua superficial, y potencialmente del agua subterránea, a través de la superficie, que surjan de:
 - i. Derrames de aditivos utilizados en la perforación, fractura hidráulica y terminación/completación del pozo; y,
 - ii. Derrame de tanques, ruptura de piletas de contención de aguas de retorno debido a tormentas, roturas de facilidades conteniendo lodos y recortes de perforación (cutting) o agua de retorno (flowback);
- c. Almacenamiento, transporte y tratamiento de aguas residuales;
 - i. Fugas de tanques;
 - ii. Vuelcos intencionales;

61 Ground Water Protection Council. *Modern Shale Gas development in the United States: a Primer*. U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. Oklahoma, 2012.

62 New York State. *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program* by the New York State Department of Environmental Conservation Division of Mineral Resources, 2009.

63 Broderick, J. et Al. *Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts*. Tyndall Centre. University of Manchester. UK.

- d. Impactos a la tierra y al paisaje provenientes de;
 - i. Pérdidas en los equipos de perforación y las locaciones;
 - ii. Instalaciones de almacenamiento o tanques;
- e. Rutas de acceso
 - i. Accidentes con fugas de aditivos y aguas residuales;
 - ii. Polvo y emisiones de combustible;
 - iii. Accidentes automovilísticos;
- f. Impactos ocasionados durante la construcción y desarrollo del pozo:
 - i. Ruido / contaminación lumínica o sonora durante la perforación y terminación del pozo;
 - ii. Impacto del tráfico local;
 - iii. Impactos sísmicos
 - a. por lubricación de fallas con fluidos de fractura inyectados a gran escala;
 - b. por inyección de aguas residuales de la fractura hidráulica a pozos profundos;
 - c. por propagación de fracturas;

Un elemento central del análisis, es que en la evaluación de impactos ambientales hay poco margen para la generalización, debido a que cada proyecto de exploración/explotación es distinto del otro, ya sea por las complejidades geológicas, las propiedades químicas y mecánicas del reservorio, el factor humano, el clima, los proveedores, los controles ambientales, los equipos disponibles al momento de la perforación, los aditivos disponibles al momento de la fracturación, etc., lo que convierte a cada identificación y valoración de impactos en un proceso fuertemente predictivo, a pesar de la experiencia acumulada en un yacimiento, de la capacitación de los equipos de trabajo y del seguimiento estricto de los procedimientos. Siempre aparecen factores no contemplados que obligan a cambios de último momento, por lo cual el análisis, si bien puede contener elementos relevantes para la toma de las decisiones, es altamente prospectivo y en cierta manera “especulativo”. Este trabajo hace hincapié en esta situación, ya que hay muy pocos datos disponibles sobre la forma de trabajo de campo con no

convencionales en la Argentina disponibles fuera de la industria, y por ello no hay otra opción que realizar análisis comparativo con experiencias en otras latitudes y volcarlas a la realidad local, en especial la de los Estados Unidos, que lleva varios años desarrollando esta técnica.

7.2 Impactos ambientales del proceso de exploración y explotación de petróleo y gas a nivel de sitio.

Los impactos de la actividad comienzan durante la exploración, donde según la técnica utilizada, se llega a conclusiones preliminares más o menos precisas acerca de la presencia de hidrocarburos en el subsuelo. El paso de camiones vibradores y las microexplosiones subterráneas provocan el primer efecto en el alejamiento de la fauna, rotura de plantas por pisoteo de los camiones y pérdida de hábitats de la microfauna cavícola, aves, etc.; esto impacta negativamente sobre la distribución de las poblaciones de fauna silvestre y la biodiversidad. Las plantas leñosas que mueren pasan a formar parte de la necromasa, que en ambientes áridos incrementa las posibilidades de propagación de incendios. Y si bien un buen porcentaje de las plantas se recupera luego del pisoteo, es evidente que quedan efectos negativos sobre el suelo y la flora a partir del paso de los camiones a campo traviesa. La ecuación aumento de la necromasa - incremento de incendios, trae como impacto ambiental negativo la pérdida de biodiversidad y una disminución de la capacidad del campo para el desarrollo productivo primario (esta situación se da en el caso de actividad pecuaria conviviendo con actividades que podrían provocar la situación mencionada).

Luego tenemos la apertura de caminos hasta el sitio donde se desarrollará la locación, en la práctica un cuadrado de 100 por 100 metros en la explotación de hidrocarburos convencionales, que para el caso de no convencionales aumenta por la gran cantidad de equipos adicionales necesarios para las tareas de suministro de agua, arena y aditivos, pudiendo llegar en promedio a las 2 hectáreas. Allí tenemos el desmonte de toda el área que incluye los caminos de acceso y la locación propiamente dicha, junto con la nivelación del terreno. La diferencia para los pozos de hidrocarburos no convencionales es que el equipamiento logístico se incrementa notablemente, debido a que es necesario disponer de agua y sustancias químicas diversas en grandes volúmenes, grandes equipos para generar la presión de fractura en la roca, espacio para almacenar el agua de retorno y todos los desechos generados, que para el caso de los no convencionales son mayores debido a que las perforaciones suelen tener mayor longitud, lo cual genera mayor cantidad de materiales extraídos. Este impacto sobre el uso de la tierra por lo general es irreversible, ya que las locaciones rara vez suelen utilizarse para otras actividades una vez que la industria petrolera o gasífera se ha retirado del lugar. Incluso en algunos sitios la presencia de picadas y viejos caminos petroleros ha favorecido el ingreso de cazadores furtivos a áreas hasta ese momento inaccesibles, lo cual significa una fuerte presión a la fauna silvestre. Esto no implica negar los enormes beneficios que los caminos petroleros brindan a las comunidades alejadas de los centros urbanos.

El tráfico de camiones es una fuente importante de emisiones a la atmósfera y contribuye a los impactos negativos a la calidad del aire, junto con los motores generadores, y el venteo de gases de los pozos. Si bien no hay estudios específicos sobre la contribución específica del transporte dentro de una operación de explotación hidrocarburífera, existen algunas aproximaciones que pueden tomarse en cuenta para los futuros desarrollos en el país. Según la EPA, y basado en datos del NPS (National Park Service) ha estimado entre 300 y 1.300 camiones por pozo, para el área de Marcellus Shale⁶⁴. Por su parte, ICF International asegura que el tráfico estimado para un pozo es en promedio de 330 camiones⁶⁵. Por su parte, el MIT considera que en una típica explotación de no convencionales la cantidad de viajes está entre 890 y 1.340⁶⁶. Esto conlleva además el impacto por las emisiones atmosféricas provocadas por el movimiento de los camiones y equipos pesados, que resultan en un incremento de los gases de nitrógeno, carbono e hidrocarburos en el aire, que puede afectar localmente la calidad del aire. A nivel acumulativo, tenemos que todo este movimiento, sumado al venteo y/o quemado de gases en los pozos y las fugas provocadas durante el proceso de fractura, contribuyen notablemente al calentamiento global, como se analizará más adelante.

El Estado de Nueva York realizó en 2009 un cálculo del movimiento de camiones dentro de un yacimiento, basado en un conjunto de 6 perforaciones horizontales en una misma locación y dos estimaciones (mínima y máxima), llegando a una cantidad de visitas de camiones entre 685 y 1.050 para cada pozo y entre 4.315 y 6.590 para el total, siendo que el 90% del tráfico estaba asociado al proceso de fractura hidráulica⁶⁷.

Por su parte, según el Departamento de Ambiente del mismo Estado de Nueva York, que realizó un cálculo específico para un solo pozo, resulta que una operación de fractura requiere una logística de entre 800 y más de 2000 camiones⁶⁸. Lógicamente la diferencia en las cifras deviene de la toma de diferentes términos de referencia y distintas situaciones, lo cual no invalida los datos, aunque hace necesario disponer de ejemplos locales para ajustar el análisis.

El tráfico intenso incrementa el riesgo de accidentes y consecuentemente los impactos ambientales negativos sobre la flora, la fauna y la salud pública, sobre todo si las áreas de explotación comparten el territorio con otras actividades como agricultura, ganadería, se encuentran cerca de zonas urbanizadas o son transitadas camino al yacimiento.

64 NPS (National Park Service). *Potential development of the natural gas resources in the Marcellus Shale, New York, Pennsylvania, West Virginia, and Ohio*. Washington, DC: Department of the Interior. 2008. Disponible en http://www.eesi.psu.edu/news_events/EarthTalks/2009Spring/materials2009spr/NatParkService-GRD-M-Shale_12-11-2008_view.pdf.

65 ICF International. (2009a, August 5). *Technical assistance for the draft supplemental generic EIS: oil, gas and solution mining regulatory program. Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus Shale and other low permeability gas reservoirs—Task 2*. Albany, NY: ICF Incorporated, LLC, New York State Energy Research and Development Authority, 2010. Disponible en http://www.nyserda.org/publications/ICF_Task_2_Report_Final.pdf, en USEPA. *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*. Office of Research and Development. Washington, D.C., 2011.

66 Moniz E., Jacoby H. Et. al. *The future of natural gas: an interdisciplinary MIT study*. Massachusetts Institute of Technology, 2012.

67 New York City Department of Environmental Protection (NYCDEP). *Rapid Impact Assessment report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed*. 2009, pág. 29.

68 Idem.

Luego tenemos todos los impactos negativos provocados por el vuelco de aguas coproducidas, las empleadas en la perforación, la fracturación y el traslado de las aguas residuales a los sitios de tratamiento y disposición final. Estos afectan mayormente el suelo que contactan, y eventualmente pueden contaminar el agua superficial y los acuíferos, dependiendo de varios factores como el volumen del derrame, el tipo de producto presente, los tiempos de respuesta para acotar el daño, etc.; en la actualidad la técnica conocida como de "locación seca"⁶⁹ reemplazó a la anterior que depositaba los lodos en piletas naturales (con la consecuente filtración a las capas inferiores del terreno y eventualmente la contaminación de fuentes de agua subterránea). Usualmente los recortes se envían a tratamiento térmico (incineración en horno) y luego van a disposición final⁷⁰.

También debemos agregar que en relación al pozo, la rotura del encamisado (casing) o del cemento que protege el terreno del paso de las herramientas de perforación, las sustancias inyectadas y los hidrocarburos extraídos, puede provocar fugas que eventualmente podrían tomar contacto con el agua subterránea. Incluso una rotura mayor del pozo podría comunicar fuentes de agua dulce y salada y contaminarlas sin necesidad de la presencia del hidrocarburo, que es lo que suele ocurrir con pozos de agua que resultan abandonados o que han sido mal contruidos.

Otros impactos devienen de la pérdida de hidrocarburos de las operaciones de extracción, depósito transitorio en tanques o de la maquinaria que se utiliza. Las lluvias pueden provocar desbordes de las piletas con fluidos de perforación si no hay suficiente previsión con el manejo de los volúmenes, sitios de descarga ante emergencias o alguna acción para prevenir la contingencia. A veces las malas prácticas o los imprevistos resultan en fugas de hidrocarburo que contaminan el suelo o el agua superficial. Normalmente la gestión ambiental petrolera tiene elementos preventivos como mantas o geomembranas que pueden retener ciertos volúmenes de contaminantes, pero si no son advertidos a tiempo o si se satura la capacidad de los materiales absorbentes, el derrame llega ineludiblemente al suelo y lo contamina. Esto impacta en la distribución y dominancia de comunidades de flora, pérdida de hábitats para aves y otros animales y en una pérdida general de productividad del ecosistema. La recomposición del daño es por lo general imposible, y solo puede alcanzarse un resultado medianamente satisfactorio con tareas de remediación que incluyen el descalzado del suelo (y la pérdida de la capa fértil), su tratamiento (a través de la técnica de landfarming, lavado, biopilas u otra) y la revegetación del sitio con especies nativas, cuando es factible.

Fuera de las operaciones cotidianas de perforación y extracción de hidrocarburos, la construcción de la locación, el mejoramiento y estabilización de los caminos de acceso requiere de áridos que suelen extraerse de canteras

69 En la locación seca los residuos sólidos de la perforación se separan con máquinas centrífugas y zarandas y se depositan con muy poca humedad dentro de contenedores para disponerlos posteriormente. La fracción líquida se trata para separar los sólidos finos, que tiene el mismo destino que el cutting (este procedimiento se conoce como "dewatering"), y el líquido es utilizado para preparar nuevos barros y agregarlos al circuito de barro de la torre de perforación.

70 En Argentina la empresa Petrobras s.a. utilizó recortes de perforación para la construcción de una locación como experiencia piloto, con buenos resultados preliminares en cuanto a parámetros físicos y químicos. Ver Chiappori, L., Follis E., Kocina, S. y Luna, R. *Utilización de recortes de perforación en la construcción de locaciones*. Revista Petrotecnia, Octubre 2013. Año 53, Nro. 5.

cercanas, con lo cual hay un efecto sobre la morfología del terreno, desmonte de flora silvestre y otros que podrían provocar la disminución de la capacidad de escurrimiento del terreno, la formación de cárcavas, etc., lo cual impacta negativamente en el paisaje y podría acarrear perjuicios aguas abajo en caso de lluvias por una mayor deposición de sedimentos; luego tenemos los residuos de tipo domiciliario generados por la presencia de las cuadrillas de operación, y aquellos residuos generados por las actividades de perforación y terminación del pozo, que usualmente son clasificados y van a contenedores, pero que a veces se dispersan ocasionando impacto negativo a la calidad del paisaje. Dentro de los residuos líquidos (lodos, aguas de retorno, lubricantes, etc.) se pueden tratar *in situ* o llevarlos a planta de tratamiento. En el primer caso, existe riesgo de fugas en cañerías y juntas mal cerradas, atascamiento de la planta móvil y otros eventos que pueden provocar pérdida del residuo que contaminará el suelo y eventualmente fuentes de agua superficial y subterránea en función de las características de la zona y del vertido. Para el caso del traslado a planta de tratamiento, los impactos sobre el suelo y los recursos hídricos se dan cuando hay fugas durante el traslado de tanques a los camiones o accidentes que provoquen vuelcos de líquidos contaminados. También se contabilizan casos de vuelcos clandestinos.

Un tema de gran relevancia para la industria es la adquisición de la arena necesaria para sostener las fracturas realizadas por la presión del agua. Esta arena debe tener características físicas y mecánicas especiales que no se encuentran en cualquier cantera, por lo cual, y en función de la evolución de los *plays* y los proyectos de perforación de las distintas empresas, podría existir una fuerte presión sobre las canteras descubiertas, aún a cientos de kilómetros del área de explotación, lo que también debe considerarse un impacto ambiental negativo sobre los recursos de aquellas zonas.

Luego tenemos los venteos de gas a partir de los ensayos de producción del pozo, o durante la perforación cuando se atraviesan bolsas de gas, que suelen ventearse para aliviar la presión dentro del pozo. Estas y otras actividades generan emisiones gaseosas que provocan contaminación atmosférica, y por ende, impactan negativamente sobre la calidad del aire. Una práctica de la industria es quemar ese gas en antorcha, aduciendo cuestiones económicas pero también ambientales, ya que los gases de la combustión tienen un efecto menor sobre la atmósfera que el venteo, siendo el metano (el gas crudo venteadado) es varias veces más potente que el dióxido de carbono (uno de los productos de la combustión) para provocar el calentamiento global. Sin embargo, cualquiera sea la opción, el impacto ambiental negativo sobre la calidad del aire está presente.

Finalmente, las tareas de remediación de la locación o la llamada “reducción de la locación” cuando el pozo ha sido terminado y se procede a la etapa de extracción del crudo o el gas, provoca una serie de efectos sobre el suelo y el aire que podrían constituirse en un impacto positivo (en relación a la situación inmediatamente anterior), al verse rehabilitadas algunas de las funciones básicas del área con las tareas de revegetación, retiro de maquinarias que ya no se utilizarán, reducción en el tráfico de vehículos, etc.

7.3 Impactos de los no convencionales a nivel nacional.

Es muy prematuro abordar la evaluación del impacto ambiental de la explotación de hidrocarburos no convencionales en el nivel nacional, pues no se tiene aún una noción del potencial de desarrollo de la industria, ni se conocen bien los proyectos de exploración/explotación, no se conoce el potencial de las formaciones sobre las que hay interés de la industria y el gobierno nacional, ni la estrategia nacional de impulso a los no convencionales, que no sea un conjunto de objetivos de carácter general esbozados por la empresa YPF. Para evaluar correctamente este tópico tendríamos que disponer de datos relevantes que aun hoy no se poseen a nivel académico y mucho menos a nivel ciudadano.

Hay muchas áreas que interesan a la industria y al gobierno y que tienen reservas ya estimadas, más otros prospectos que deberían formar parte de un ambicioso plan de exploración. Un buen porcentaje del continente y el mar territorial forman parte de este interés, cubriendo áreas sobre las que ya existe infraestructura y servicios a la industria hidrocarburífera, y otras en las que habría que desarrollar gran parte de la cadena de valor.

Las áreas identificadas son las siguientes^{71 72}: Cuenca Noroeste: formación Los Monos y Yacoraite (Salta/Jujuy/Tucumán); Cuenca Cuyana: Potrerillos y Cacheuta (Mendoza); Cuenca Neuquina: formaciones Vaca Muerta, Los Molles, Precuyano, Agrio, Las Lajas, y Mulichinco (Neuquén/Mendoza); Cuenca San Jorge: Neocomiano y Pozo D-129 (Chubut/Santa Cruz); Cuenca Austral: S. Tobísfera y Palermo Aike (Tierra del Fuego/Santa Cruz).

Luego hay otras cuencas a estudiar, como Chaco-Paraná, áreas alrededor de las Islas Malvinas, los bolsones precordilleranos de San Juan, La Rioja y Catamarca, el centro-sur de San Luis, sur de Córdoba, y otras áreas que incluyen on y off shore en la costa bonaerense y Península de Valdez⁷³.

Más allá de esta carencia de datos precisos, podríamos esbozar algunos de los impactos ambientales más relevantes que deberían ser parte de análisis específicos, a saber:

- **Impacto sobre los recursos hídricos:** si bien todas las áreas donde se ubican los prospectos son sensibles al impacto sobre los recursos hídricos, los impactos a la calidad del agua y a la disponibilidad para otros usos serán temas claves ordenados según la prioridad de cada región. En aquellas áreas son stress hídrico, la posibilidad de contaminar acuíferos o fuentes superficiales adquiere una dimensión más relevante. Para todas las áreas con potencial de no convencionales, será necesario prestar mucha atención a las actividades económicas que utilizan el agua y evitar la competencia por el uso. Será vital la realización de balances hídricos para asegurar los flujos de agua necesarios para que todas las actividades humanas ya existentes estén

71 US DOE/EIA (US Department of Energy/Energy Information Administration), *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, US DOE/EIA, Washington, DC, 2011. Disponible online en http://www.marcellus.psu.edu/resources/PDFs/WorldShaleGas_USEIA.pdf.

72 YPF. *Estrategia de Gestión 2013-2017: Plan de los 100 días*, 2012. Disponible en www.ypf.com.

73 Estinco, L. *Como son los reservorios no convencionales en Argentina*. Revista Petrotecnia, Año 53, Nro. 3, Julio 2013. Pags. 66-71.

garantizadas. Es importante recalcar que algunos de los reservorios se ubican en las cabeceras de cuencas hídricas, con lo cual la contaminación de las fuentes de agua superficiales y subterráneas inevitablemente impactará aguas abajo. Adicionalmente, la falta de facilidades para el tratamiento y disposición final de las aguas residuales y los escasos controles podrían llevar a vuelcos clandestinos por parte de los operadores de las áreas o de contratistas. Máxima importancia deberá otorgársele a la distancia que media entre los acuíferos y las formaciones con hidrocarburos, al cumplimiento estricto de las técnicas de cementación y encamisado de pozos y a las técnicas de minimización y reciclado de las aguas residuales.

- **Impacto sobre la calidad del aire:** en el mediano o largo plazo y según como se desarrolle el plan de inversiones y desarrollo, el país podría ser un gran contribuyente de gases de efecto invernadero a nivel regional de emisiones derivadas de la explotación hidrocarburífera y la energética (en parte necesaria para satisfacer la demanda de la explotación de los no convencionales). Algunas poblaciones vinculadas a la actividad petrolera y gasífera podrían sufrir un empeoramiento de la calidad del aire debido a las explotaciones cercanas. En otras regiones del país, será necesario analizar la ubicación de los proyectos y su cercanía con ciudades o poblados. Mucha relevancia adquiere el conocimiento de la contribución de metano y otros gases de efecto invernadero a nivel regional/nacional y la utilización de técnicas para minimizar este impacto.
- **Impacto sobre la salud pública:** la exposición de las personas a la contaminación del agua, el aire y el suelo, lógicamente tendrá como consecuencia directa una presión sobre el sistema de salud. Por otra parte, la llegada de compañías petroleras a nuevas áreas podría distorsionar los grupos meta del sistema de salud privado⁷⁴, así como consumir esfuerzos públicos en la atención de accidentes o nuevas contingencias no previstas originalmente cuando se diseñó, lo cual podría impactar negativamente en la calidad de los servicios prestados a los residentes.
- **Impacto sobre la energía:** Los proyectos extractivos consumen grandes cantidades de energía, a veces en desmedro del suministro eléctrico para otras industrias. Solo las grandes compañías pueden solventar proyectos energéticos para sostener sus propias actividades; esta situación impacta negativamente en las economías locales, que deben resignar su crecimiento a las cuotas de energía disponibles en el sistema. Paradójicamente, para sostener un proyecto energético como el de la extracción de hidrocarburos no convencionales, es necesario un generoso aporte de energía que por lo general lo provee el sistema eléctrico regional, por lo cual se suelen proyectar usinas para asegurar la oferta para el consumo de proyectos energéticos cuya producción irá a mercados alejados del centro de producción⁷⁵.

74 Esta presunción hace referencia a que el sector privado de la salud podría orientar sus esfuerzos a atender al personal de operaciones y gerencial de las compañías petroleras y de servicios asociados, debido a su mayor capacidad de pago, y disminuir el número de camas y personal afectado para el resto de la población.

75 Un caso es la línea Comahue-Cuyo que cruza la provincia de Mendoza y asiste a las minas de oro ubicadas en San Juan.

- **Impacto sobre el uso de la tierra y el ordenamiento territorial:** el descubrimiento de un *play* no convencional podría alterar la vocación de un territorio, al introducir una variable no contemplada en los planes de ordenamiento territorial. Por otra parte utilizan grandes territorios que excede en mucho a las locaciones, caminos de acceso y facilidades de producción y traslado de hidrocarburos, y no es poco común encontrar caminos públicos alambrados y empresas de seguridad que custodian yacimientos con tanto “énfasis” que generan conflictos con residentes locales. Adicionalmente, cuando las empresas se retiran de las áreas, suelen quedar pasivos que impiden usos futuros de la tierra (locaciones, repositorios de residuos peligrosos no cerrados adecuadamente, pozos mal abandonados, etc.). Estos impactos negativos pueden ser mitigados con un involucramiento de los grupos de interés en las primeras etapas de desarrollo del proyecto.
- **Impacto sobre la biodiversidad:** si bien las expectativas están centradas en la formación Vaca Muerta y en algunas áreas del Golfo San Jorge, existen otros prospectos que podrían desarrollarse. Algunos de ellos se encuentran en áreas con gran diversidad biológica, como la cuenca Noroeste en el NOA (Los Monos y Yacoraite, ubicadas sobre las yungas) o la extensa cuenca Chaco Paraná, o en ecosistemas muy vulnerables como los del sur de la cuenca Austral (bosques andino-patagónicos). Otras regiones con cuencas a explorar o a reactivar podrían contener sitios con importante diversidad biológica incluyendo especies endémicas, las cuales podrían verse impactadas por las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, si no se toman medidas preventivas o de mitigación. La apertura de caminos de servicio a las locaciones históricamente han servido como puerta de entrada de cazadores furtivos a áreas que hasta ese momento estaban vedadas por su inaccesibilidad. Si el proyecto no contempla una coordinación con los organismos públicos vinculados a la protección de la fauna silvestre, podría comprometerse el status de conservación de algunas especies.

7.4 La producción de no convencionales, la contaminación atmosférica y el cambio climático.

La producción de hidrocarburos no convencionales genera una serie de emisiones atmosféricas que afectan la calidad del aire a nivel local y a la vez contribuyen al calentamiento global. Particularmente relevantes son las emisiones de metano durante la terminación o completación (así llamada en la jerga petrolera) de los pozos gasíferos y la recuperación de los fluidos de fractura (flowback), además de los compuestos orgánicos volátiles (COV's), el dióxido de carbono (CO₂) y otras sustancias derivadas del empleo de una mayor cantidad de equipos y otros factores⁷⁶.

⁷⁶ EL dióxido de carbono (CO₂) puede provenir también de la misma formación. Por ejemplo en Horn River Basin en British Columbia (Canada) el contenido es del 12 %, con lo cual la fracturación hidráulica en pozos gasíferos además de liberar metano libera grandes cantidades de este gas de efecto invernadero.

A lo largo de la cadena de valor del gas existen muchas etapas donde pueden producirse fugas o liberaciones masivas de gases a la atmósfera. Para el gas natural, estudios preliminares y mediciones de campo muestran que las emisiones fugitivas de metano podrían estar entre el 1 y el 9% del total de la producción de gas de los plays no convencionales^{77 78 79}. En algunos casos el gas asociado a explotaciones petrolíferas es venteado o quemado porque es económicamente inviable transportarlo para su comercialización. Esta es otra enorme fuente de emisiones de gas metano a la atmósfera, que obviamente contribuye al calentamiento global.

El gas de esquisto y el tight gas producen más gases de efecto invernadero que la producción de gas convencional, debido a la mayor densidad de pozos necesaria para extraerlo y al venteo de gases durante la terminación de los mismos⁸⁰. Para el primer caso, tenemos como resultado directo desde una mayor densidad de pozos a una enorme cantidad de equipos y de camiones recorriendo el yacimiento, normalmente consumiendo diésel, lo que lleva a altas cantidades de CO₂ por unidad de energía producida. Respecto al segundo factor, llevar el gas a antorcha o ventearlo durante la completación puede liberar tanto gas a la atmósfera que haga de la producción de no convencionales algo tan contaminante como la energía basada en el carbón, aunque hay métodos para reducir estas fugas al mínimo (completación verde o “green completion”). La EPA estima que si el gas se quema en antorcha las emisiones son un 3,5 % mayores que en la producción convencional, pero esta cifra se eleva al 12 % si el gas se ventea⁸¹.

Las emisiones de gas metano a lo largo de la cadena de valor del gas pueden darse a partir de 4 fuentes principales:

- El venteo de gas o mandarlo a antorcha, sea por razones de seguridad o por razones económicas;
- Las emisiones fugitivas, provenientes de pérdidas en gasoductos y válvulas, o incidentes como la liberación de gases en tareas de mantenimiento;
- Incidentes que resultan de rupturas de estructuras y equipos de confinamiento (ej. gasoductos, tanques presurizados, aislación de pozos, accidentes de camiones con liberación del gas, etc.);
- Combustión incompleta de los mecheros, debido a condiciones atmosféricas (vientos, lluvias, etc.) que reducen la eficiencia normal de la quema del metano (de alrededor del 98%).

77 Tollefson, J. 2013. *Methane leaks erode green credentials of natural gas*. Nature. January 2. Disponible en <http://www.nature.com/news/methane-leaks-erodegreen-credentials-of-natural-gas-1.12123>.

78 Cathles, L.M., L. Brown, M. Taam, and A. Hunter. 2012. *A commentary on “The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations” by R.W. Howarth, R. Santoro, and A. Ingrae*. Climatic Change. Disponible en <http://cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/PDFs/FINAL%20Short%20Version%2010-4-11.pdf>.

79 Skone, T.J. 2012. *Role of alternative energy sources: Natural gas technology assessment*. United States Department of Energy. National Energy Technology Laboratory. DOE/NETL-2012/1539. June 30. Online en <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NGTechAssess.pdf>.

80 International Energy Agency. *Golden Rules for a Golden Age of Gas 2012 World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas*. [Nota: traducción del autor]

81 Ídem.

Específicamente en la producción de hidrocarburos no convencionales, los impactos ambientales de la liberación de gases contaminantes tienen efecto sobre la calidad del aire en la misma locación, y eventualmente puede trasladarse y llegar a sectores urbanizados. Adicionalmente, el paso de cientos de camiones por caminos de servicio y caminos de uso local trae como consecuencia una mayor exposición a accidentes, polvo en suspensión y ruidos durante las 24 horas. Dentro de los impactos ambientales negativos, el que más interesa es el impacto a la salud pública, ya que además de los accidentes dentro de los yacimientos que suelen ser atendidos en facilidades públicas, hay una presión sobre el sistema derivado del aumento de enfermedades respiratorias, dérmicas, y eventualmente cancerígenas si el aire contiene compuestos reconocidamente carcinógenos, mutagénicos o teratogénicos derivado del uso de sustancias peligrosas en los fluidos de fractura. Las personas expuestas a algunos de estos agentes en el aire podrían sufrir un conjunto de enfermedades que van desde las cardiovasculares y respiratorias hasta las neurológicas. Investigaciones sobre la exposición de residentes cercanos a pozos de shale gas (Mackenzie, L. et al, 2012) indican una correlación entre la distancia y el riesgo de efectos a la salud⁸². Esto no solo impacta negativamente en el ámbito familiar sino que presiona a los sistemas de salud pública y privada a atender estos casos.

Respecto de nuestro país, la formación Vaca Muerta se encuentra alejada de grandes ciudades, pero otros prospectos podrían estar más cerca⁸³, por lo cual será necesario atender esta situación mediante programas de reducción de las pérdidas de metano a boca de pozo, fugas en tanques de almacenamiento, ductos, etc.

82 McKenzie, L.M., R.Z. Witter, L.S. Newman, and J.L. Adgate. 2012. *Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources*. *Science of the Total Environment* 424: 79–87. doi:10.1016/j.scitotenv.2012.02.018. Disponible en http://cogcc.state.co.us/library/setbackstakeholdergroup/Presentations/Health_Risk_Assessment_of_Air_Emissions_From_Unconventional_Natural_Gas_-_HMcKenzie2012.pdf. Acceso el 20 de enero de 2014.

83 Por ejemplo, las formaciones de Cacheuta (shale oil) y Potrerillos (tight oil) en la provincia de Mendoza, que se encuentran entre los sitios de interés para explorar petróleo no convencional, están sobre la cuenca del río Mendoza, en áreas de recarga de acuíferos y en el camino de las corrientes atmosféricas que llegan hasta el Gran Mendoza, un núcleo urbano que tiene 1 millón de habitantes. En la cuenca San Jorge, que se ha revelado como una nueva promesa de los no convencionales luego de Vaca Muerta, se encuentran las ciudades de Comodoro Rivadavia y Caleta Olivia, que tienen además una enorme actividad de explotación de hidrocarburos convencionales desde hace muchos años.

8. El rol de las comunidades afectadas. Derechos a la información, participación y consulta.

Los proyectos extractivos son conflictivos por naturaleza, ya que suelen tratarse de actividades a gran escala, con grandes consumos energéticos, con compromiso sobre la calidad de los recursos naturales (o los bienes comunes, según la perspectiva con que se los mire), y otros factores que acaban sensibilizando a importantes sectores sociales que ven amenazada su calidad de vida. Muchos de estos grupos tienen poder de veto, con lo cual la situación puede transformarse en un importante conflicto que socava la credibilidad de las empresas, de los gobiernos y las instituciones en general. También los proyectos de estas características suelen fragmentar la sociedad, polarizándola en dos o más facciones irreconciliables, lo cual representa quizá el impacto negativo más persistente y difícil de mitigar. Adicionalmente, los proyectos extractivos suelen atraer a trabajadores de otras provincias, los cuales se instalan y compiten por viviendas y servicios con los residentes. En algunos casos, aumenta la inseguridad, la prostitución, el juego y la trata de personas, lo cual es reconocido hasta por las mismas empresas que proponen sus proyectos. Todos estos son graves impactos sociales difíciles de erradicar a posteriori de la implantación de un proyecto, y fundamentan la necesidad de participación de la sociedad en la toma de decisiones referidas a estos.

La participación ciudadana y la consulta previa, así como también el acceso a la información pública ambiental que hacen a proyectos que puedan afectarlo, se encuentran consagrados normativamente en la República Argentina.

En materia de participación ciudadana encontramos ya desde la propia Carta Magna obligaciones a cargo del Estado en esta materia. En tal sentido, el artículo 41 de la Constitución Nacional establece que *"Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley. Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales"*.

La información es una herramienta de fundamental importancia con que cuentan los ciudadanos para hacer efectivo el mandato de protección ambiental que les confiere el Art. 41 de la Constitución.

Pero la característica principal de la información es que además de su valor propio o intrínseco, puede ser utilizada además como un medio para el ejercicio de otros derechos, tales como participar en los procesos de toma

de decisiones, fiscalizar y controlar los actos de gobierno, reclamar el cumplimiento de obligaciones del Estado y acceder a la justicia⁸⁴.

Ahora bien, para que la premisa del libre acceso a la información pública sea posible, resulta necesario el reconocimiento jurídico – normativo del derecho, cuestión que si bien reviste una condición necesaria, no resulta suficiente para garantizar su ejercicio, en tanto el mismo requiere de la puesta en marcha de una estrategia de gestión de la información por parte del Estado⁸⁵.

El tratamiento normativo del acceso a la información pública cuenta con características ciertamente particulares en el ámbito nacional, fundamentalmente en lo que hace a su evolución, lo cual requiere de un tratamiento diferenciado.

En primer término, es necesario destacar que aún no se ha sancionado una ley que reconozca el derecho de libre acceso a la información pública a nivel nacional, lo cual resulta un requisito indispensable para poder garantizar el ejercicio de este derecho sin ningún tipo de restricciones⁸⁶. Sin perjuicio de ello, el Poder Ejecutivo sancionó el 3 de Diciembre de 2003, el Dto. 1172/03 de “Mejora de la calidad de la democracia y de sus instituciones”, que, en el Anexo VII, establece el régimen de acceso a la información en el ámbito de la administración pública nacional y otros sujetos especialmente obligados, entre los que se destacan las Empresas de Servicios Públicos, sus respectivos Entes Reguladores, las organizaciones privadas a las que se hayan otorgado subsidios o aportes provenientes del sector público nacional, entre otras⁸⁷.

En lo que hace a la temática ambiental, el Congreso de la Nación ha dictado una serie de leyes de presupuestos mínimos de protección ambiental, dos de las cuales, las Nros. 25.675 y 25.831 ya mencionadas a lo largo de este documento, regulan el acceso a la información pública ambiental.

La LGA es una norma que, como sostienen Sabsay y Di Paola, provee “el andamiaje institucional básico sobre el cual deben sancionarse e interpretarse las leyes sectoriales de presupuestos mínimos” al plantear “los objetivos, principios e instrumentos de la política ambiental nacional, que se constituyen como criterios y herramientas

84 Nápoli, Andrés. (2006). El acceso a la información pública ambiental en la Argentina. Pg. 37. Revista Jurídica de Buenos Aires. Derecho Ambiental. Daniel A. Sabsay. Coordinador. Facultad de Derecho. UBA. Ed. Lexis Nexis. 2006.

85 Nápoli, Andrés, Perpiñal, Daniel y Vezzulla, Juan Martín (2006). Análisis de la Legislación Federal en “Acceso a la Información y Participación Pública en Materia Ambiental. Actualidad del Principio 10 en la Argentina”, FARN, Buenos Aires, 2006.

86 Al respecto cabe destacar que durante los años 2002 a 2006 el Parlamento dio tratamiento a un Proyecto de Ley de Acceso a la Información que obtuvo media sanción por parte de ambas Cámaras, pero que no logró su sanción definitiva, motivo por el cual perdió su estado parlamentario.

87 Los sujetos obligados a brindar información son organismos, entidades, empresas, sociedades, dependencias y todo otro ente que funcione bajo la jurisdicción del Poder Ejecutivo Nacional. Tales disposiciones son aplicables asimismo a las organizaciones privadas a las que se hayan otorgado subsidios o aportes provenientes del sector público nacional, así como a las instituciones o fondos cuya administración, guarda o conservación esté a cargo del Estado Nacional a través de sus jurisdicciones o entidades y a las empresas privadas a quienes se les hayan otorgado mediante permiso, licencia, concesión o cualquier otra forma contractual, la prestación de un servicio público o la explotación de un bien del dominio público.

fundamentales para que las autoridades de los diversos niveles de gobierno lleven a cabo el ejercicio del poder de policía ambiental, y para que la sociedad civil y la comunidad regulada participen en los procesos de toma de decisiones⁸⁸.

Para ello, según sus propias previsiones, la Ley N° 25.675 debe ser utilizada para la interpretación y aplicación de la legislación específica sobre la materia, la que mantiene su vigencia en tanto no se oponga a los principios ambientales rectores consagrados y demás disposiciones contenidas en aquella⁸⁹.

Dentro del contexto expuesto, la ley coloca a la información ambiental como un instrumento de gran relevancia, al situarla como objetivo de la política ambiental, como instrumento de gestión de los recursos naturales y como una de las obligaciones de la Autoridad de Aplicación.

En este sentido, el art. 16 reconoce de forma expresa el derecho de todos los habitantes a solicitar y recibir información pública ambiental que no se encuentre contemplada como reservada, complementando el mandato establecido en el segundo párrafo del art. 41 de la Constitución Nacional.

El sujeto pasivo de la obligación es el Estado Nacional y las personas que por vía normativa se establezcan. La LGA también extiende a ciertos y determinados particulares la obligación de brindar información ambiental, al disponer que la misma no se encuentra exclusivamente a cargo del Estado, sino que es una obligación concurrente de los particulares cuyas actividades puedan ser de interés para la sociedad. Se trata de actividades desarrolladas por el sector privado, pero cuyas consecuencias pueden afectar al ambiente, lo cual justifica que la información referida a las mismas pueda ser de conocimiento público⁹⁰.

Asimismo, establece una serie de obligaciones muy específicas que se encuentran a cargo de la Autoridad de Aplicación, entre las que se destacan: 1) "Desarrollar un Sistema Nacional Integrado de Información Ambiental", que administre los datos significativos y relevantes del ambiente, y evalúe la información disponible; 2) Proyectar y mantener un sistema de toma de datos sobre los parámetros ambientales básicos, estableciendo los mecanismos necesarios para la instrumentación efectiva a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (CO-

88 Ver Sabsay, Daniel Alberto y Di Paola, María Eugenia. (2003). La Participación Pública y la Nueva Ley General del Ambiente. Anales de Legislación Argentina, Boletín Informativo (Doctrina). Año 2003, 14 Pág. 29, Buenos Aires, Ed. La Ley.

89 Al respecto, se ha dicho con razón que "ninguna ley de orientación, deja de mencionar los "grandes principios". Morand Deviller, Jacqueline "Los grandes principios del Derecho del Ambiente y del Derecho del Urbanismo", en "Estudios", p. 483, traducida por la Dra. Aída Kemelmajer de Carlucci. Asimismo, que "Los principios son ideas directrices, que sirven de justificación racional de todo el ordenamiento jurídico; son, pues, pautas generales de valoración jurídica... En cuanto a la obligatoriedad de los principios DWORKIN apunta que "cuando decimos que un determinado principio es un principio de nuestro derecho, lo que eso quiere decir, que el principio es tal que los funcionarios deben tenerlo en cuenta si viene al caso como criterio que lo determine a inclinarse en uno u otro sentido"" (Néstor A. Cafferatta, "Responsabilidad Civil por Daño Ambiental" en "Tratado de la Responsabilidad Civil", Félix A. Trigo Represas – Marcelo J. López Mesa, Editorial La Ley, Buenos Aires, 2004).

90 El alcance de esta obligación y en particular de los sujetos obligados aún no ha sido reglamentada, por lo que su delimitación en la actualidad se encuentra sujeta a interpretación. Ver Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental. Recomendaciones para su Reglamentación Conclusiones del Taller 2. pg 82 y 83. Publicación de FARN - Centro de Derecho Ambiental de UICN (2003).

FEMA);³⁾ Elaborar un informe anual acerca del estado del ambiente y los posibles efectos que sobre él puedan provocar las actividades antrópicas actuales o proyectadas, que deberá ser presentado al Congreso Nacional.

El artículo analizado en último término contempla aspectos trascendentes para la efectiva puesta en práctica del mandato de protección ambiental impuesto en el art. 41 de la Constitución Nacional. Destaca la obligación de las autoridades de recabar y poner a disposición del público la información disponible, determinando forma de materializar dicha finalidad a través de la elaboración de un informe anual que deberá ser presentado ante el Congreso de la Nación.

La Ley N° 25.831 que establece los presupuestos mínimos destinados a garantizar el derecho de Acceso a la Información Pública Ambiental, es la primera y única ley vigente de alcance nacional que regula sus aspectos sustantivos y procedimentales y que, en consonancia con lo dispuesto por la LGA, garantiza el derecho de toda persona a acceder a este tipo de información en forma libre y gratuita.

La sanción de esta Ley como una norma de presupuestos mínimos pone en evidencia la importancia que el legislador ha querido otorgarle a la información pública ambiental, al situarla en el peldaño más elevado de la jerarquía normativa ambiental, buscando lograr su aplicación en todo el territorio nacional.

La norma contiene la mayor parte de los elementos destinados a garantizar el ejercicio del derecho a solicitar información en poder del Estado y aquellos dirigidos a garantizar su eficacia, entre los que se destacan cuestiones tales como⁹¹:

La definición del tipo de información que el Estado se encuentra obligado a proveer en materia ambiental;

- Un criterio amplio de legitimación para el ejercicio del derecho; La delimitación precisa de los obligados a proveer la información;
- El establecimiento de un procedimiento específico, con plazos claramente determinados, que contribuye a evitar la discrecionalidad en el otorgamiento de información solicitada y brinda seguridad jurídica respecto del cumplimiento del derecho en sede administrativa o judicial;
- La determinación taxativa y acotada de las excepciones que limitan el libre acceso a la información;
- Un sistema de responsabilidad para los funcionarios que incumplan con las obligaciones previstas en la ley;

91 Nápoli, Andrés. Op cit pg 45.

- La posibilidad de recurrir de manera directa a la justicia en los casos de denegatoria de información.

La ley define a la información ambiental como “toda aquella que se encuentre, en cualquier forma de expresión o soporte, relacionada con el ambiente, los recursos naturales o culturales y el desarrollo sustentable. En particular: a) El estado del ambiente o alguno de sus componentes naturales o culturales, incluidas sus interacciones recíprocas, así como las actividades y obras que los afecten o puedan afectarlos significativamente; y b) Las políticas, planes, programas y acciones referidas a la gestión del ambiente”.

El principal sujeto obligado a brindar información es el Estado, en sus diversos niveles de gobierno (Nación, Provincia, municipios y Ciudad Autónoma de Buenos Aires), los organismos autárquicos y/o descentralizados, y las empresas que tengan a su cargo la prestación de un servicio público.

Aun cuando la Ley N° 25.831 deja claramente establecido que el sujeto pasivo de la obligación de proveer información es el Estado Nacional y las personas anteriormente mencionadas, la LGA en su Art. 16 extiende este imperativo a ciertas personas físicas y jurídicas, privadas o públicas” quienes deberán proporcionar información relacionada con las actividades que desarrollan.

Se trata de actividades desarrolladas por el sector privado, pero cuyas consecuencias pueden afectar al ambiente, lo cual justifica que la información referida a las mismas pueda ser de conocimiento público⁹².

Siguiendo el criterio difundido en las distintas normas que regulan este derecho, se establecen excepciones que limitan el ejercicio de libre acceso a la información, entre las que se encuentran la información que pueda afectar la defensa nacional, las relaciones internacionales o la que fuera clasificada como secreta por las leyes vigentes. El criterio también se extiende a la información que se encuentre sujeta a procesos judiciales, o que pueda afectar el secreto comercial, industrial, la propiedad intelectual o la confidencialidad de datos de las personas, entre otras. En estos casos, deberá ser provista la porción de la información que no se encuentre comprendida por las excepciones. La denegatoria podrá ser total o parcial y deberá ser efectuada mediante la emisión de un acto fundado, que de tratarse de organismos públicos, deberá contener, además, los requisitos de razonabilidad previstos en las normas para los actos administrativos.

Aun sorteados los problemas vinculados con las posibles restricciones al acceso a la información por motivos de orden público, seguridad nacional, razones económicas, secreto fiscal o bancario, protección de la honra o de la privacidad de individuos, el derecho de acceso a la información plantea dos dificultades: determinar cuál es la información a la que se puede acceder, y cuáles son las posibilidades de obligar a la administración a producir información que no tenga en su poder.

⁹² Los sujetos alcanzados por esta obligación pueden en parte ser aquellas personas físicas o jurídicas que se encuentren inscriptas en los registros creados por las normas. No obstante lo expuesto, estimamos que el alcance de esta obligación requiere de una reglamentación específica.

En lo que hace a los plazos, la norma establece un plazo de 30 días hábiles dentro del cual los sujetos obligados deberán responder los pedidos de acceso a la información. Dicho plazo resulta más extenso que el establecido por el Dto. 1173/02 que determina un plazo máximo de 10 días para la contestación, el cual puede ampliarse por igual término en el caso en que la complejidad de la información solicitada lo amerite.

Sin embargo, la valoración de este plazo deberá relacionarse con el tipo de información y la urgencia que la adquisición de la misma requiera. Cabe puntualizar que en algunos casos, el transcurso del plazo establecido puede transformarse en un importante obstáculo para la tutela efectiva de los derechos. En otros, puede resultar breve, habida cuenta de la complejidad de la información que el solicitante requiera.

La norma impone además el principio de responsabilidad del funcionario público tipificando una serie de infracciones tales como la obstrucción, falsedad, ocultamiento, falta de respuesta en el plazo establecido, denegatoria injustificada a brindar la información solicitada y en general todo acto u omisión que, sin causa justificada, afecte el regular ejercicio de este derecho. Los funcionarios o empleados públicos que incurran en las faltas citadas podrán ser sancionados de conformidad lo dispone la Ley n° 25.164, en el ámbito nacional, o de conformidad a lo que establece cada provincia en el ámbito local.

La responsabilidad también se extiende a las empresas de servicios públicos, quienes serán pasibles de las sanciones previstas en las normas o contratos que regulan la concesión de los mismos.

Además del régimen referido, la norma, siguiendo el criterio inaugurado a partir de la Convención de Aarhus, incorpora disposiciones que posibilitan el acceso a la Justicia con carácter sumarísimo, para cualquiera de los casos en los que se impida el libre acceso a la información requerida.

Por su parte, la LGA regula un apartado específico en materia de participación ciudadana. En tal sentido dispone que toda persona tiene derecho a ser consultada y a opinar en procedimientos administrativos que se relacionen con la preservación y protección del ambiente, que sean de incidencia general o particular, y de alcance general. Las autoridades deberán institucionalizar procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias para la autorización de aquellas actividades que puedan generar efectos negativos y significativos sobre el ambiente. La opinión u objeción de los participantes no será vinculante para las autoridades convocantes; pero en caso de que éstas presenten opinión contraria a los resultados alcanzados en la audiencia o consulta pública deberán fundamentarla y hacerla pública. La participación ciudadana deberá asegurarse, principalmente, en los procedimientos de evaluación de impacto ambiental y en los planes y programas de ordenamiento ambiental del territorio, en particular, en las etapas de planificación y evaluación de resultados. A su vez, el acceso a la información pública ambiental se encuentra garantizado a través de la ley de presupuestos mínimos de protección ambiental 25.831.

Cabe destacar, que a través de la reforma constitucional de 1994, el Estado Argentino otorgó reconocimiento constitucional a los pueblos indígenas, a su preexistencia étnica y cultural así como también a otra serie de derechos clave para completar este derecho.

La Constitución Argentina establece entre las atribuciones del Congreso Nacional: *“Reconocer la preexistencia étnica y cultural de los pueblos indígenas argentinos. Garantizar el respeto a su identidad y el derecho a una educación bilingüe e intercultural; reconocer la personería jurídica de sus comunidades, y la posesión y propiedad comunitarias de las tierras que tradicionalmente ocupan; y regular la entrega de otras aptas y suficientes para el desarrollo humano; ninguna de ellas será enajenable, transmisible ni susceptible de gravámenes o embargos. Asegurar su participación en la gestión referida a sus recursos naturales y a los demás intereses que los afecten. Las provincias pueden ejercer concurrentemente estas atribuciones.”* (art. 75 inc. 17).

Especial importancia adquieren además del respeto por la identidad y el derecho a la educación bilingüe e intercultural, la posesión y propiedad comunitaria de las tierras que tradicionalmente ocupan, que resultan inalienables e intransmisibles, y la participación en la gestión de sus recursos naturales y otros intereses que los afecten.

Más allá del reconocimiento expreso que hace la Constitución en el artículo 75, inciso 17, como se comentara ut supra, existen tratados internacionales de derechos humanos con jerarquía constitucional. Estos protegen y reconocen distintos aspectos de los derechos de los pueblos indígenas. Asimismo la defensa de los derechos indígenas se ve completada por otros tratados internacionales e influida por los fallos de la Corte Interamericana de Derechos Humanos.

Principalmente significativo resulta el Convenio n° 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales en países Independientes de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), que fue ratificado por Argentina, y entró en vigor en el 2000⁹³. Del mismo surgen mandatos expresos e inequívocos en torno a las políticas que puedan afectar los derechos indígenas en relación a las tierras, los recursos naturales, su entorno, cultura, espiritualidad y sus aspiraciones en relación al modelo de desarrollo local y regional.

Considerado como una herramienta fundamental en el ámbito internacional, el Convenio n° 169 posee jerarquía superior a las leyes, y sus prescripciones tienen directa aplicación en la Argentina.

En este contexto, existe en la actualidad un consenso a nivel mundial sobre la necesidad de consultar a comunidades originarias respecto de decisiones que puedan afectar sus derechos y tradiciones.

Es así que en el art. 4 establece que “Deberán adoptarse las medidas especiales que se precisen para salvaguardar las personas, las instituciones, los bienes, el trabajo, las culturas y el medio ambiente de los pueblos inte-

⁹³ Promulgado mediante ley 24.071 en el año 1992.

resados” y que “Tales medidas especiales no deberán ser contrarias a los deseos expresados libremente por los pueblos interesados. ...”.

Por su parte, el art. 6 refiere que: “1. Al aplicar las disposiciones del presente Convenio, los gobiernos deberán: 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; b) 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; c) 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. Las consultas llevadas a cabo en aplicación de este Convenio deberán ejecutarse 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.”

De allí se desprenden algunos elementos clave a tenerse en cuenta por parte de los gobiernos a la hora de consultar a las comunidades respecto de decisiones que puedan afectar sus derechos y tradiciones.

La consulta debe ser efectuada por el Estado, quien es el sujeto obligado. Así también el artículo 7 establece el derecho de los pueblos a decidir sobre las prioridades en su proceso de desarrollo, la participación en la formación, aplicación y evaluación de planes y programas nacionales o regionales que los puedan afectar y la cooperación en los estudios que se efectúen a fin de evaluar la incidencia social, espiritual, cultural y ambiental de las actividades de desarrollo y la preservación del ambiente.

En caso de recursos naturales existentes en las tierras de los pueblos indígenas: los derechos de los pueblos interesados a los recursos naturales existentes en sus tierras deberán protegerse especialmente. Estos derechos comprenden el derecho de esos pueblos a participar en la utilización, administración y conservación de dichos recursos.

En caso de que pertenezca al Estado la propiedad de los minerales o de los recursos del subsuelo, o tenga derechos sobre otros recursos existentes en las tierras, los gobiernos deberán 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.” (Artículo 15, Convenio 169).

Cabe destacar que de este artículo surge la clara necesidad de consultar a los pueblos que podrían verse afectados, y con carácter previo a autorizar cualquier programa o proyecto de prospección o explotación de recursos existentes en sus tierras.

Finalmente hay que señalar que el convenio también refiere la participación de las comunidades en los beneficios, independientemente de la indemnización por daños que se pudieran generar al ambiente o a las personas y bienes.

9. Impacto en la transición energética global

El análisis de los impactos ambientales muestra que los HCNC representan un volumen muy superior al de los convencionales y por lo tanto serían los que probablemente dejen de ser extraídos en mayor proporción de aplicarse políticas climáticas adecuadas. Alternativamente, serían los que más requerirían de la captura y almacenamiento de carbono (CCS en inglés) para su explotación a fin de compensar su mayor costo y menor desarrollo. En términos globales, los escenarios más exigentes en reducción de emisiones de GEI necesitan menos HC y por lo tanto tienden a satisfacer la demanda “estirando” los yacimientos convencionales por medio de la recuperación asistida, incluyendo la terciaria por medio de CO₂ que puede asociarse con CCS.

Este debate se da también el plano local ya que al igual que la explotación de HCNC estas técnicas requieren de proyectos pilotos antes de su masificación y por lo tanto en un escenario de baja demanda para la transición podrían ser la opción de política pública de largo plazo más aconsejable. Hasta el momento la política argentina hacía incluir en la planificación energética la penetración de CCS de manera cautelosa en virtud de las incertidumbres asociadas, pero ha sido más positiva hacia otras formas de recuperación asistida por parte del estado y de empresas.

El metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂, pero tiene una vida media mucho menor. Su GWP⁹⁴ (Global Warming Potencial) o potencial de calentamiento global es de 23-25 al cabo de 100 años, pero de 72 si tomamos como referencia un lapso de 20 años⁹⁵. Adicionalmente, algunos estudios indican que este potencial podría incrementarse en el caso de que el metano reaccionara en la atmósfera con aerosoles⁹⁶. Esto es el argumento más potente de la industria para buscar maneras de quemar metano y convertirlo en CO₂ en el corto y mediano plazo, lo que es consistente con las metas de reducción de GEI previstas por el sector para los próximos años, a fin de contribuir al esfuerzo internacional para que la temperatura planetaria no ascienda más allá de 2°C al 2050.

Ahora bien, la República Argentina ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático suscripta en la cumbre de Rio 92, mediante la sanción y promulgación de la ley nacional N° 24.295/94. Más tarde adhirió al Protocolo de Kioto y ha tenido una participación discreta en las diversas reuniones preparatorias o las COP's para el cumplimiento de los compromisos asumidos por las Partes Signatarias.

94 El GWP o Potencial de Calentamiento Mundial es un índice que describe las características radiactivas de los gases de efecto invernadero bien mezclados y que representa el efecto combinado de los diferentes tiempos que estos gases permanecen en la atmósfera y su eficiencia relativa en la absorción de radiación infrarroja saliente. Este índice se aproxima el efecto de calentamiento integrado en el tiempo de una masa-unidad de determinados gases de efecto invernadero en la atmósfera actual, en relación con una unidad de dióxido de carbono. (Tomado del Glosario en idioma español del IPCC, <http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/tar-ipcc-terms-sp.pdf>).

95 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis*, contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC, S. Solomon et al. (eds.), Cambridge University Press, Cambridge and New York, 2007.

96 Shindell, D. et al. (2009), *Improved Attribution of Climate Forcing to Emissions*, Science Vol. 326, No. 5953, Washington, DC, pp. 716-718.

Sin embargo, Argentina no está comprometida a un porcentaje de reducción de sus GEI y solo debe presentar, sujeto a la disponibilidad de financiamiento, informes nacionales que incluyan el inventario de emisiones de GEI y las políticas públicas para luchar contra el cambio climático.

Con este panorama, podemos decir que el país no está presionado a generar una estrategia de reducción de emisiones, y por ende es difícil que la dimensión ambiental tenga rango de política de estado frente a la política energética.

10. Alternativas

La estrategia del gobierno nacional de impulsar prioritariamente las energías fósiles a partir de la explotación de hidrocarburos no convencionales, puede debilitar el impulso hacia inversiones en otras energías como las renovables, y puede también incrementar la dependencia de los combustibles fósiles, y por ende, ahondar el problema de nuestra matriz energética. Si bien se manifiesta que el shale gas podría ser un combustible de transición hacia una economía más verde basada en energías renovables, también es cierto que el impulso a los no convencionales puede provocar una pérdida de impulso al fomento a las energías limpias, ya que la promesa de más energía y autoabastecimiento son fuertes alicientes para que un gobierno oriente su política a medidas de corto plazo que satisfagan las necesidades más urgentes de energía.

10.1 Composición de la Matriz Energética Nacional: Participación de las energías renovables.

La matriz energética nacional está compuesta en un 85% por hidrocarburos como el gas natural y petróleo. El resto de la matriz está compuesto por energía nuclear (4%), energía hidráulica (4%), el resto lo suman bagazo, carbón, leña, estimado que las energías renovables sólo representan un 2%.

Por ejemplo, en China el 1,5% del consumo eléctrico es abastecido a través de energía eólicas, mientras que en nuestro país el porcentaje es de 0,3%. Por tanto, en la matriz nacional, la mayoría de las fuentes renovables por su escaso aporte son consideradas como explotaciones experimentales con costos inciertos⁹⁷.

Argentina ha invertido US\$ 2,1 mil millones en su capacidad instalada de renovables de 553 MW, desde el año 2001 en adelante la inversión fue de a US\$ 887 millones⁹⁸.

El contexto de crisis energética y en un país con un alto potencial para el desarrollo de las energías renovables se sancionó la ley 26.190⁹⁹ que establece un Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. El objetivo de la misma (enumerado en su artículo 2) indica que en el año 2016 el 8% de la matriz energética nacional deberá provenir de energías renovables, representando probablemente más de 3.000 MW y un nivel de inversión requerido de más de US\$ 5,5 mil millones (a razón de 1800 US\$/MW).

97 AGN (2013): "Una década al cuidado de los fondos públicos. Informe sectorial del Presidente de la Auditoría General de la Nación. Energía"

98 Clean Energy (2011): "Estado de la industria argentina de energías renovables" Octubre 2011. Disponible en: http://www.santiagosinclair.com/files/Estado_de_la_industria_argentina_de_energias_renovables.pdf

99 <http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm>

Para cumplir con el objetivo, se establecen beneficios como un régimen de inversión estable por un período de 10 años, exenciones impositivas (IVA, ganancias y ganancia mínima presunta para los bienes de capital y obras enmarcadas en el presente régimen) y una remuneración adicional respecto del precio de mercado de la energía por un período de 15 años de 0,9\$/KW con generadores fotovoltaicos solares y 0,015 \$/KW para el resto de los sistemas.

A pesar de ser una medida de interés para la diversificación de la matriz energética nacional, la misma ha recibido desde su promulgación algunas observaciones: no se establecieron instrumentos vinculantes que definieran estrategias de implementación para alcanzar la meta, así como tampoco se establecieron metas y objetivos específicos para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos. Asimismo, no se definieron indicadores específicos para medir el avance en el cumplimiento de la meta.

10.2 El Programa GENREN.

Con el fin de cumplir con el objetivo establecido en la ley, en el año 2009 Energía Argentina S.A. (ENARSA) abre la Licitación Pública Nacional e Internacional N° 01/2009, también conocida como “Programa GENREN”. Este programa contempla la provisión de 1000 MW de energía renovable con contratos a 15 años, cuya adjudicación ENARSA definiría en módulos de una potencia de 50 MW. La mitad de la provisión contemplada está destinada a energía eólica mientras que el resto estaría conformado por 150MW de termoeléctricas quemando biocombustibles, 120 MW de residuos, 100MW de biomasa, 60MW de minihidroeléctricas, 30MW de geotermia, 20MW de energía solar y 20MW de biogás¹⁰⁰.

La Comisión Evaluadora analizó las ofertas de 22 empresas por más de 1.430 MW y tras analizar de los aspectos técnicos, institucionales, ambientales y empresarios estableció un orden de adjudicación: 32 proyectos se adjudicaron a 12 compañías con una inversión proyectada de \$9.000 millones. Como resultado se adjudicaron en total 895 MW: 754MW de energía eólica (17 proyectos), 10,6 MW en pequeños emprendimientos hidro (5 proyectos), 20MW en solar (6 proyectos) y 110,4MW en térmica con biocombustibles (4 proyectos). Los precios fijados por contrato según un promedio ponderado para cada fuente de energía fueron: 126,9 US\$/MW

100 Las limitaciones del programa GENREN se han centrado en los siguientes aspectos: a) dolarización de las tarifas y la fijación de los precios por un período de 15 años son algunos de los factores que explican la gran cantidad de MW ofertados. Estos valores son ampliamente mayores a los 30 US\$/MW que percibe el resto de las generadas en el sistema eléctrico; b) En algunos casos no se respetó el cupo de 50 MW por proyecto y empresa fijado en los pliegos; c) Varias de las empresas adjudicatarias del proceso licitatorio están vinculadas a grupos empresarios afines al Gobierno Nacional (Isolux, Emgasud, Impsa e Iecsa); d) Son pocos los proyectos adjudicados que han avanzado en su instrumentación, en muchos casos la demora se basa en la falta de financiamiento; e) Es importante mencionar que productores de tecnología eólica han identificado ciertos inconvenientes en materia impositiva para formalizar sus proyectos, relacionados principalmente con impuestos a la importación: si se importan los insumos para el ensamble de los aerogeneradores en el país la presión tributaria es mayor que si se compran los mismos armados en el exterior; f) Asimismo, se destaca la necesidad de contar con una figura específica de usufructo limitado a los recursos energéticos renovables.

para energía eólica, 287,6 US\$/MW térmica con biocombustibles, 162,4 US\$/MW minihidráulica y 571,6 US\$/MW para solar. Es importante mencionar que los precios se mantienen fijos durante los 15 años de vigencia del contrato, con excepción de los contratos asignados a los biocombustibles. Además estos proyectos tendrían garantías adicionales de aquellos proyectos de energías renovables que operan por algún otro canal posible (Resolución 108/2010; Energía Plus y otros): una garantía soberana de hasta US\$ 800 millones para estos proyectos y un fondo para cubrir pagos en default.

Asimismo se debieron relanzar procesos licitatorios por geotermia (30MW), solar térmica (25MW), biogás (20MW) y residuos sólidos urbanos (120MW). En julio de 2010 se adjudicaron: 56 MW por fuentes de residuos sólidos urbanos, 50 MW de solar térmica y 20 MW de biogás. En total entre las licitaciones de 2009 y las relicitaciones de 2010 se adjudicaron un total de 1.021 MW en energías renovables.

Sin embargo, son pocos los proyectos adjudicados que han avanzado en su instrumentación, en muchos casos la demora se basa en la falta de financiamiento, a pesar de que el GENREN ofrece una garantía del Tesoro nacional, las deprimidas tarifas del sector eléctrico alejan a los inversores y a las entidades crediticias¹⁰¹.

Es importante mencionar que productores de tecnología eólica han identificado ciertos inconvenientes en materia impositiva para formalizar sus proyectos, relacionados principalmente con impuestos a la importación: si se importan los insumos para el ensamble de los aerogeneradores en el país la presión tributaria es mayor que si se compran los mismos armados en el exterior.

Asimismo, el Wind Energy Council identificó otra limitante dada por la tenencia de la tierra. Las opciones para la explotación a largo plazo para el aprovechamiento eólico (pero también otras energías como la solar) son el arrendamiento y/o el usufructo, destacando la conveniencia de contar con una figura específica de usufructo limitado a los recursos energéticos renovables. Asimismo, vale mencionar que tampoco se ha constituido el fondo fiduciario previsto en el marco de la ley para brindar garantías prestatarias.

Frente a esta coyuntura, la percepción del sector es que las energías no renovables no llegarán a cumplir con el objetivo impuesto en la ley 26.190¹⁰².

101 Revista "El Inversor Energético y Minero". Nro 55. Año 5. Abril 2011. 40 páginas.

102 KPMG (2011): "Energy and Natural Resources Survey 2011"

10.3. Costos asociados a la inversión en energías renovables vs. no convencionales.

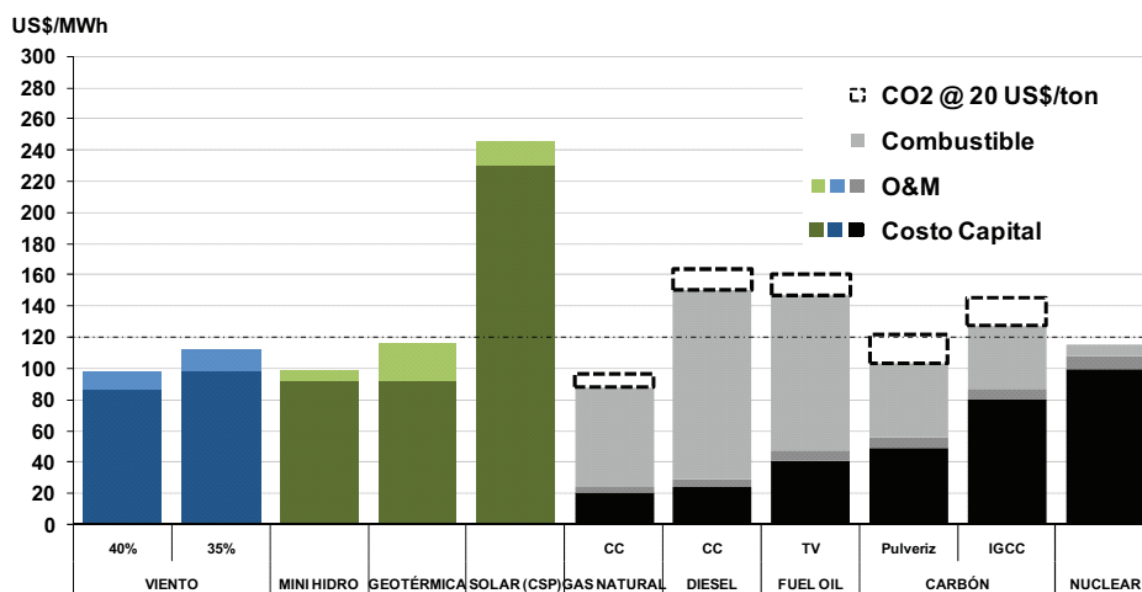
Vale destacar que todas las instalaciones mini hidráulicas así como la mitad de los parques eólicos corresponden a períodos previos a la sanción de la ley de Energías Renovables, en referencia a los esfuerzos de capitales privados por el desarrollo de estas energías por fuera de los posibles incentivos que brindara el gobierno nacional.

En este contexto, la fuente eólica es la percibida con mayores posibilidades de ser desarrollada en el país. Se ha propuesto un “Plan Eólico 2020” donde se aporten a ese año 8000 MW a través de esta fuente, que representa el 16% de la energía del país, equivalente a 65% del gas boliviano que Argentina comprometió importar en 2020: un ahorro de más de US\$ 2.500 millones¹⁰³.

En nuestro país, un valor teórico de 130 US\$/MW haría rentable este tipo de generación, sin embargo la falta de información acerca de los costos medios de esta actividad así como los bajos precios en el mercado spot son algunas de las variables que responden a su baja utilización¹⁰⁴.

La siguiente figura ilustra el costo total en la generación de energía según el tipo de fuente primaria seleccionada:

Figura 8: Costo total en la generación de energía según el tipo de fuente primaria.



103 Fernandez, H. (2010): “Precios y competitividad de la energía eólica en la Argentina” WindAR 2010WorkShop – Recursos y Desarrollo. Buenos Aires, 6 de diciembre de 2010.

104 Giralt, C. (2011): “Energía eólica en Argentina: un análisis económico del derecho” Revista Letras Verdes N. ° 9, mayo-septiembre 201. Págs. 64-86

En tal sentido, en esta figura se visualizan los costos (incluye inversión, combustible, operación y mantenimiento) de diversas fuentes de generación. Una de las de menor costo es la eólica (con un factor de carga de 40%) siendo menor sólo la generación a través de ciclo combinado con gas (sin considerar el costo de su emisión de gases efecto invernadero). Según CADER, con un costo de capital bajo el costo de generación de la energía eólica es menor al del gas, en efecto, estipula que con 2000 MW de energía eólica interconectados al sistema nacional se cubriría el 7% de la demanda reemplazando el consumo de 2.2 millones de toneladas de petróleo equivalente y evitando la emisión de 5.6 millones de toneladas de carbono, ahorrándose entre US\$ 500 y 1.000 millones al año en combustibles fósiles (dependiendo del valor de los mismos).

Según los datos presentados por YPF ante la firma del convenio con Chevron por la exploración en el área de Loma La Lata¹⁰⁵ se invertirá en 35 años, US\$ 16.506 millones, con un total de US\$ 9.441 millones de dólares en concepto de costos operativos para obtener 794 millones de BOE (se estima que generarían 1.349.800 GW). Es relevante destacar que las inversiones a desarrollarse durante el año 1, ascienden a US\$ 1.146 millones, valor que supera el umbral necesario para calificar para el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Adicionalmente el plan YPF prevé inversiones totales de US\$ 37.200 millones y de US\$ 15.000 millones solo en hidrocarburos no convencionales hasta el 2017.

Según estimaciones de la Secretaría de Energía en 2009 se preveía que para el 2016, 1.250 MW se generarían a través de energía eólica y para el 2025 esta cantidad se incrementaría en 500 MW, con una inversión total que rondaría entre los US\$ 3.000 y 3.800 millones.

El análisis de un proyecto de inversión de energía eólica para el 2009, arroja como resultado una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 14%, el cual podría incrementarse a 16,5% si se incorporan valores vinculados a la reducción de gases efecto invernadero, por ejemplo a través de la comercialización de Certificados de Reducción de Emisiones en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio¹⁰⁶.

Si se estima la TIR del proyecto de explotación de hidrocarburos no convencionales en Neuquén en función al flujo de caja libre presentado en el Modelo Económico en su anexo I¹⁰⁷, la misma arroja un resultado de 16,49%, lo que indica una rentabilidad similar a la de proyectos eólicos Sin embargo, la explotación de hidrocarburos no convencionales no incluye dentro de su flujo las externalidades negativas, situación que podría resultar en una TIR más baja.

En Argentina, en detrimento de los proyectos de energías renovables el costo de generación a partir de fósiles es bajo porque el combustible líquido está subsidiado para los generadores y el gas cuesta la mitad que el interna-

105 Informe presentado ante la Subsecretaría de Hidrocarburos, Minería y Energía de la Provincia de Neuquén en Julio de 2013 con el título "Proyecto: Desarrollo no convencional del área Loma La Lata Norte / Loma Campana"

106 Giralt, C. (2011): "Energía eólica en Argentina: un análisis económico del derecho" Revista Letras Verdes N. ° 9, mayo-septiembre 201. Págs. 64-86

107 Disponible en: <http://bucket.clanacion.com.ar/common/anexos/Informes/41/83041.pdf>

cional, por tanto, este precio es tan bajo el generador no puede pagar los costos incrementales de generación con fuentes renovables¹⁰⁸.

Las inversiones en energías renovables tienen largos períodos para la recuperación del capital (en algunos casos exceden plazos de 5-10 años), por ello es fundamental una coyuntura previsible y estable, disminuyendo el riesgo de la actividad y facilitando la financiación.

Si se analiza el costo de generación, la energía eólica y la solar (sin tener en cuenta externalidades) son, a los precios actuales de los combustibles, menores que mediante el uso de gasoil en generadores, principalmente porque a partir de cierto punto es necesario utilizar combustibles importados (más del 10% de los insumos utilizados en la generación térmica) para satisfacer la demanda energética. El valor de este combustible implica 160 US\$/MWh en ciclo combinado y 210 US\$/MWh en turbogeneradores, sin considerar amortizaciones, ni operación, ni mantenimiento. Dicho valor excede el costo de la energía eólica, 90 US\$/MWh, 75 US\$/MWh (de las licitaciones en Brasil) y 125 US\$/MWh del GENREN¹⁰⁹, excediendo incluso los costes de generación solar de la región (Chile, Brasil).

Asimismo, un trabajo de D'Elia¹¹⁰ donde se compara la entrega de energía de un parque eólico frente a los pozos de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta, con la misma inversión y en un plazo de 6 años, dicho trabajo concluye que mediante la energía renovables se podrían obtener 4 veces mayor potencia que con el pozo no convencional (252.000 Mw para la eólica vs. 62.445 Mw para el pozo de fracking).

Hay que destacar además que a nivel mundial no existe consenso entre los gobiernos sobre el rol de los HCNC en la transición energética. Sin embargo, la AIE consistentemente ha advertido en sus informes que es necesario sustituir todos los fósiles, incluyendo gas natural, en las próximas décadas para llegar a las metas globales de reducción de GEI.¹¹¹.

El gas natural ha aparecido en los últimos años como un sustituto menos contaminante del carbón lo que ha contribuido al desarrollo importante de su exploración y explotación, particularmente en el llamado gas "no convencional" ("shale" y "tight" gas).

108 Informe presentado ante la Subsecretaría de Hidrocarburos, Minería y Energía de la Provincia de Neuquén en Julio de 2013 con el título "Proyecto: Desarrollo no convencional del área Loma La Lata Norte / Loma Campana".

109 Rotaeché, L. (2013): "Costos y tarifas de las energías renovables no convencionales" Proyecto Energético Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Año 29. N°98. Septiembre 2013. Págs. 26-28.

110 D'Elia, E. (2013): "Fracking Vs Energía Eólica" Disponible en: <http://www.opsur.org.ar/blog/wp-content/uploads/2013/07/Fracking-Vs-Energia-E%C3%B3lica.pdf>

111 La AIE propone cuatro políticas a ser aplicadas con el fin de "comprar un tiempo precioso mientras las negociaciones continúan". A saber:

la adopción de medidas específicas de eficiencia energética, lo cual podría aportar la mitad de las reducciones necesarias.

limitar la construcción y uso de las plantas de generación de electricidad a carbón (21% de las reducciones).

minimizar la fuga de metano proveniente de las actividades de explotación gasífera y petrolera (18% de las reducciones).

acelerar el desmantelamiento de los subsidios al consumo de combustibles fósiles que en 2011 alcanzaron 523 mil millones de dólares.

Sin embargo, hemos visto que las emisiones de metano en el segmento de la cadena más crítico en la explotación de HCNC, esto es de la producción en el yacimiento (ver impacto ambiental). Sin embargo, los escasos estudios sobre tasa de retorno energético basados en las tecnologías de extracción en uso indican de manera robusta que las emisiones de CO₂ -esto es, además de los escapes de metano- son muy superiores a las del gas convencional debido en gran medida al alto uso de combustibles fósiles en la fractura hidráulica. (BP Marcellus, 2012).

Conclusiones

El análisis sobre la conveniencia de la explotación de hidrocarburos no convencionales posee diversas aristas que deberían dilucidarse como condición previa a la autorización.

La apuesta del gobierno argentino por la puesta en producción de los HCNC solo se justificaría bajo tres condiciones: un aumento de la demanda de combustibles fósiles que siguiera la tendencia histórica, como el presentado en los escenarios tendenciales antes vistos; una política climática que no tenga en cuenta los costes asociados a las emisiones de GEI debidos a los HCNC; y un sesgo favorable para con las incertidumbres económicas, tecnológicas y ambientales que dominan el desarrollo de los HCNC versus las propias de la transición energética. Sin embargo, a lo largo de este estudio, hemos visto las debilidades intrínsecas de cada una de estas condiciones de posibilidad.

Adicionalmente, el estado argentino es uno de los que presentan más altos subsidios al consumo de los combustibles fósiles y parte de estos subsidios se utilizan por vía de la importación por parte del estado de cantidades crecientes de los mismos. Las políticas actuales suponen esfuerzos fiscales relevantes en términos de exenciones fiscales para las inversiones futuras en HCNC, garantías de precios internacionales para la venta en el interior y repatriación de ganancias, hasta el autoabastecimiento y aún después. Esta situación debiera contraponerse con las políticas alternativas de trasladar los subsidios hacia la energización por fuentes renovables y la eficiencia y URE. Cuantitativamente esto solo ha ocurrido de manera significativa en el caso de la energía nuclear, con magros resultados al cabo de 8 años de fuertes inversiones. Por el contrario, las fuentes renovables están retrasadas respecto de los objetivos fijados por ley (ley 26190) por falta de políticas públicas de financiamiento. La transición energética presenta en suma mejores chances para disminuir el impacto tanto en el erario público como en el balance de divisas tanto en el periodo crítico que va desde hoy hasta el autoabastecimiento (2020) como en el horizonte de largo plazo.

Por otra parte, las erogaciones actuales del gobierno en subsidios para mantener bajo el nivel de tarifas han resultado en una caída de las inversiones privadas y, en consecuencia, de la calidad del servicio eléctrico. Asimismo, la falta de control resultó en una caída de las reservas de hidrocarburos que resultó en la pérdida de la independencia energética resultando en mayores erogaciones destinadas a la importación, no sólo de países vecinos, sino también de lugares donde el impacto del costo del flete es aún mayor al valor de la energía.

Si bien en EEUU, los hallazgos de pozos de HCNC resultaron en una baja en el precio del gas, en nuestro país el mismo no sería tan accesible y debería destinarse principalmente al consumo industrial. Los que se resaltan como los principales beneficios económicos de la industria de los HCNC se vinculan al desarrollo de cualquier industria y que podrían también vincularse al establecimiento de proyectos de energías renovables como ser: inversiones, empleo, ingresos fiscales. Asimismo, la explotación de no convencionales se presenta como un recurso

que permitirá recuperar la independencia energética, sin embargo, se presentan oportunidades que necesitan una mayor evaluación económica incorporando la necesaria valoración de las externalidades ambientales para su comparación con la generación energética a partir de energías limpias, como por ejemplo la eólica. La ausencia de estas evaluaciones brinda ciertas incertidumbres acerca de la extracción de HCNC en condiciones rentables.

Desde otro punto de vista, al momento de analizar la explotación y exploración de hidrocarburos convencionales y no convencionales, es necesario relacionarlos con el nivel de dependencia energética y vulnerabilidad energética y económica del país, incorporando términos de sostenibilidad ambiental, licencia social y seguridad en el suministro.

Desde el punto de vista del impacto ambiental de este tipo de explotación, el análisis específico de la relación entre las técnicas de extracción y la contaminación del agua superficial y subterránea demuestra que es necesario el desarrollo de mecanismos preventivos y de control que aseguren que el recurso hídrico en su conjunto no se vea afectado significativamente.

Temas que son relevantes en la discusión académica como a nivel de las políticas públicas, son el empleo de grandes volúmenes de agua, la inyección de sustancias químicas en el subsuelo, el manejo de los desechos en la superficie, la posibilidad de accidentes que involucren desastres tecnológicos con liberación masiva de sustancias tóxicas, la contribución de la explotación de hidrocarburos no convencionales a la disminución de la calidad del aire y al cambio climático, y la potencialidad para inducir sismos a partir de las operaciones de fractura hidráulica y la inyección de aguas residuales en el subsuelo.

Se advierte necesario optimizar el manejo de los volúmenes de agua y las aguas residuales de todo el proceso de fracturación hidráulica, revelar los componentes de las sustancias comerciales utilizadas en las operaciones de estimulación de los pozos, y mejorar los sistemas de detección temprana –incluyendo el fortalecimiento de la legislación- para minimizar el impacto socio-ambiental negativo de la actividad.

En relación a la sismicidad, la literatura y los casos analizados permiten corroborar con razonabilidad una vinculación directa entre la fractura hidráulica y la sismicidad inducida, pero esta correlación debe ser estudiada para cada sitio en función de su complejidad geológica, a fin de reconocer la sismicidad natural de la región de los sismos eventualmente provocados por la fractura hidráulica y de otras actividades que también son responsables de este fenómeno.

Desde otro ángulo, a nivel general, los impactos ambientales de la explotación de hidrocarburos no convencionales exceden el análisis de sitio y deben evaluarse a nivel regional, particularmente todo lo relativo a los recursos hídricos, debido a que la mayoría de las cuencas petrolíferas y gasíferas no convencionales con potencial económico se encuentran en zonas áridas, donde el agua es el recurso más vulnerable y solicitado.

Si bien estamos hablando de soluciones técnicas aplicadas para resolver un eventual problema ambiental, no debemos olvidarnos que hay conflicto social en torno a la actividad. Por ende, este tipo de soluciones normalmente resultan insuficientes para abordar todas las dimensiones de la conflictividad ambiental. La fractura hidráulica ha pasado de ser una mera técnica de explotación de hidrocarburos a convertirse en el centro del debate social, energético y político, temas que exceden los alcances de este trabajo.

En relación con las políticas ambientales, la llegada de la era de los hidrocarburos no convencionales debe hacernos replantear dos cuestiones centrales. La primera tiene que ver con el fortalecimiento de la institucionalidad pública ambiental para mejorar la calidad e imparcialidad de los controles a la actividad, sin perder de vista que parte de la estrategia energética nacional implica la potenciación de la recuperación secundaria y la exploración de nuevas áreas, con lo cual también debemos prestarle atención a los hidrocarburos convencionales, a sus técnicas, sus impactos ambientales y sus pasivos, que en algunas jurisdicciones son temas desatendidos. Estamos entrando en una “era de la remediación”, donde la conciencia ciudadana y los medios de comunicación presionan a las autoridades a establecer medidas no solamente preventivas, sino a gestionar los daños ambientales del pasado, con lo cual la industria petrolera y toda su carga de pasivos ambientales de más de cien años en nuestro territorio, será un actor clave en este contexto. La segunda cuestión abarca el fortalecimiento de las herramientas con las cuales la institucionalidad podrá ejercer mejor su competencia. Es absolutamente necesario establecer regulaciones específicas referidas a la extracción de no convencionales, que tengan en cuenta no solo los aspectos técnicos concretos, sino las preocupaciones ciudadanas y de la academia respecto a los riesgos que entraña la actividad. Estas regulaciones deben partir de tres aspectos centrales, como son los estudios de línea de base, los balances hídricos y la obligación de la industria de revelar los nombres, concentraciones y cantidades utilizadas de los componentes químicos de los fluidos de fractura.

Finalmente, se destaca que la República Argentina no ha tomado las debidas previsiones para resolver una crisis energética que lleva más de 25 años. El camino elegido privilegiando la explotación de los combustibles fósiles nos apartaría de un mundo más sostenible, donde la energía debería estar al servicio de la felicidad del hombre, y no generando degradación ambiental.

Petróleo y gas no convencional El caso México

Beatriz Olivera

Marzo 2014

Contenido

Introducción	3
1.1 Panorama de producción y uso de hidrocarburos.	4
1.1.1 Proyectos futuros	6
1.2 Políticas energéticas: El discurso de la soberanía energética	8
1.2.1 Reforma energética de 2008	8
1.2.2 Tratado de yacimientos transfronterizos 2012	9
1.2.3 Pacto por México 2012	9
1.2.4 Reforma energética de 2013	10
1.3 Rol del estado en la industria petrolera	11
1.4 Proyectos de shale gas/oil en estudio	11
1.5 Impactos	15
1.5.1 Locales	15
1.5.2 Nacionales	17
1.5.3 Globales	18
1.5.3.1 Cambio climático	18
1.6 El rol de las comunidades afectadas	19
1.6.1 Capoacan y Jáltipan: comunidades afectadas de Veracruz	19
1.7 Análisis sistémico de los impactos de la producción de shale gas/oil	22
1.7.1 Impacto sobre precios	22
1.7.2 Impactos en la industria de ERNC	22
1.7.3 Impactos presupuestarios de largo plazo	23
1.7.4 Impactos en la “independencia” energética	24
1.7.5 Impactos climáticos	25
1.7.6 Otros impactos	26
1.8 Alternativas	26
- 1.8.1 Uso masivo de fuentes renovables de energía	26
- 1.8.2 Medidas de eficiencia energética	28
- 1.8.3 Alternativas al uso de plásticos	28
- 1.8.4 Reducción en el consumo de combustibles para transporte	29
Referencias bibliográficas	30

Introducción

México perdió su posición dentro de los países con mayor producción de crudo, al pasar del sexto al noveno lugar de 2004 a 2012. A pesar de la mayor inversión realizada en la historia, las reservas probadas de petróleo disminuyeron más del treinta por ciento ocasionando que la producción petrolera de los últimos años se haya caracterizado por tener una fuerte caída con tendencia a la baja. Situación que impulsó al gobierno mexicano a emprender una serie de reformas al sector energético en los últimos dos sexenios presidenciales. La última de éstas, ocurrió en diciembre de 2013, la reforma al sector energético aprobada por el Congreso de la Unión, transformó radicalmente el modelo petrolero mexicano gestionado de manera casi exclusiva por el Estado a través de la paraestatal Pemex durante décadas, a un modelo con apertura al sector privado, cuya apuesta por la extracción de hidrocarburos no convencionales en las aguas profundas del Golfo de México y *gas shale* o de lutitas en varias regiones del país ha cobrado una mayor relevancia.

Es en aguas profundas en donde se ha estimado un mayor potencial de recursos prospectivos. Durante el sexenio pasado, se contrataron plataformas para perforar el Golfo de México a precios millonarios. Sin embargo, hasta el momento, puede sostenerse que Pemex invirtió grandes sumas de dinero y no ha habido un sólo barril de crudo comercializado, pese a los grandes hallazgos anunciados.

En cuanto a las reservas de *gas shale*, a raíz del informe de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos de América, que ubicaba a México en el cuarto lugar a nivel mundial, en recursos técnicamente recuperables, el sector energético mexicano comenzó a identificar las provincias geológicas para exploración en México, así como los proyectos de inversión. De acuerdo con las estimaciones oficiales, para 2016 se perforarán 172 pozos, para el 2023 se pretenden perforar 590 pozos, mientras que para el 2045 pretende perforar 27 mil pozos. No obstante, en palabras de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se requiere de mayores estudios exploratorios para poder definir claramente el potencial de gas de lutitas en México, así como las reservas recuperables.

Además de poseer una gran riqueza en cuanto a recursos técnicamente recuperables de *gas shale*, y grandes recursos prospectivos en las profundidades del Golfo de México, el país también tiene un increíble potencial para desarrollar proyectos con energía renovable, algunas estimaciones señalan que las energías solar y eólica pueden suplir gran parte de las necesidades energéticas en el país y diversos escenarios del sector académico y sociedad civil indican que es posible que alrededor del 40% de la producción de electricidad pueda ser cubierta por energía renovable al año 2020 y ésta proporción se incrementa considerablemente hasta el 90% para el año 2050.

Sin embargo, pese a los cientos de protestas que existen contra el proceso de fractura hidráulica en el mundo,

a los severos impactos que la industria petrolera ha dejado en el sur del país, particularmente en Veracruz y Tabasco, y a que el 68% de la población mexicana y el 71% del PIB se encuentran en condiciones de vulnerabilidad al cambio climático, el gobierno mexicano insiste en su interés en extraer hidrocarburos de manera intensiva, considerando de manera poco ambiciosa y muy marginal a la participación de las energías renovables, pese a ser éstas tecnologías abundantes y disponibles en el país.

1.1 Panorama de producción y uso de hidrocarburos.

Los hidrocarburos continúan siendo la principal fuente de energía primaria en el país, con una aportación de 88.7% (Balance nacional de energía, 2011). La figura 1 muestra que del total de la producción de energía primaria, el 65% corresponde solamente a petróleo crudo y el 23% a gas natural. El balance nacional de energía más reciente, señala que las exportaciones de petróleo crudo representaron 52.7% de la producción; el resto se destinó a las refinerías. En cuanto al destino de las exportaciones de petróleo, 81.8% se envió a Estados Unidos, 8.3% a España, 2.8% a India, 1.5% a Canadá y 5.6% restante a otros países.

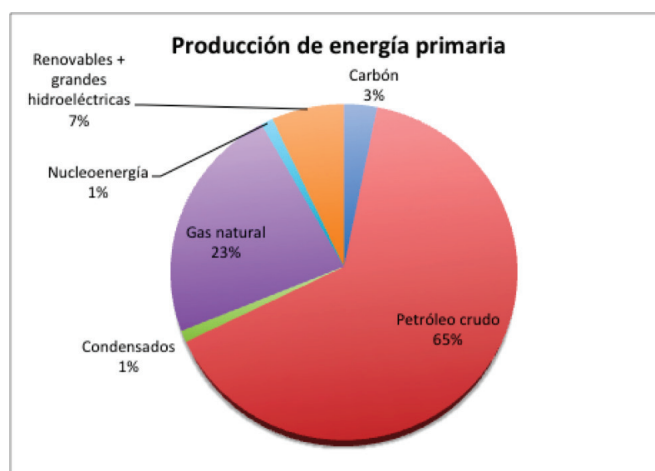


Figura 1. Producción de energía primaria

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Balance nacional de energía, 2011.

El consumo energético se refiere a la energía destinada a la combustión en los procesos y actividades económicas, así como la que se emplea para satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad. El sector más intensivo en uso de energía es el transporte, que representa el 48.2% del consumo total. En México el consumo per cápita de gasolina es 22% mayor que en Alemania, 71% más que en Italia y 192% más que en Argentina (El Universal, 2013). Además, el país se ha convertido en importador neto de gasolinas, diésel, turbosina, gas natural, gas licuado de petróleo y petroquímicos. El sector industrial representa el 28.8% del consumo energético total. Las industrias que se identifican como las mayores consumidoras de energía, son: industria básica del hierro y del

acero, fabricación de cemento, Pemex petroquímica, industria química, fabricación de vidrio y fabricación de pulpa, papel y cartón, entre otros.

La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 (ENE, 2013) señala que pese a haberse incrementado la inversión en actividades para exploración y producción de hidrocarburos más de tres veces en los últimos doce años, pasando de 77 860 millones de pesos a 251 900 millones en el periodo de 2000 a 2012, la producción de petróleo comenzó a declinar hasta alcanzar 2.5 millones de barriles diarios. El mismo documento reconoce que mantener la producción de crudo al nivel actual representará un importante reto técnico y económico, puesto que la mayoría de los campos productores en el país se encuentran en etapas maduras o en vías de declinación.

México perdió su posición dentro de los países con mayor producción de crudo, al pasar del sexto al noveno lugar de 2004 a 2012 y para el periodo de 2003 a 2012, a pesar de la mayor inversión realizada en la historia, las reservas probadas de petróleo disminuyeron 31.2% y las reservas probables disminuyeron en 27.2%. (ENE, 2013). Vale la pena señalar que en México, la industria petrolera usa términos tales como: “reservas probadas”, “reservas probables” y “reservas posibles” para hacer estimaciones acerca de los recursos petroleros con que cuenta el país y, también se usan otros términos como “recursos prospectivos”, o bien; la otra clasificación en reservas 1P, 2P y 3P¹. Sin embargo, los yacimientos se consideran acreditados cuando la productividad comercial de la reserva se apoya en datos de producción reales o en pruebas de rendimiento concluyentes. En los reportes que las empresas de crudo y gas reportan a la *Securities and Exchange Commission* (SEC) se divulgan reservas probadas de formación concluyente, las cuales, bajo condiciones económicas y operativas existentes, son económica y legalmente producibles. “Por ello es importante hacer notar que las reservas probables y posibles no existen” (Gershenson, 2010).

La prospectiva de petróleo crudo 2012 elaborada por la Secretaría de Energía, indica que el volumen de las reservas totales de hidrocarburos en México al 1 de enero de 2012, fue de 43,837 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). De dicho volumen, 31.5% correspondió a reservas probadas, 28.2% a reservas probables y el 40.3% a reservas posibles. Respecto a las reservas probadas de petróleo crudo, el 61.0% correspondió a petróleo pesado², 27.9% a ligero y 11.1% a superligero. Las reservas probadas de hidrocarburos tuvieron una vida promedio (relación reserva-producción) de 10.2 años, esto es, las reservas tienen un horizonte de duración muy escaso para el país si se considera que el plazo de existencia debe ser de, al menos, 25 años. En general, la producción petrolera ha tenido una fuerte caída al pasar de 3.4 mbpce a 2.57 en 2012, con tendencia a la baja en 2013 (Chacón, 2013). De hecho, aproximadamente el 80% de los campos que actualmente se explotan en el país se encuentran en estado avanzado de explotación, por lo que se espera que en el mediano plazo los campos descubiertos hace 20 años o más sigan siendo importantes para la producción.

1 Las reservas 1P o probadas, son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las que pueden ser recuperadas de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas 2P corresponden a la suma de reservas probadas más probables. Las reservas probables son aquellas reservas para las cuales el análisis de la información geológica sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Las reservas 3P son el resultado de la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Las reservas posibles son aquellas cuya información geológica y de ingeniería sugiere que su recuperación comercial es menos factible que la de las reservas probables.

2 La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo). El petróleo pesado tiene una densidad entre 1 y 0.92 g/cm³ y una densidad grados API de 10 a 22.3. El petróleo ligero tiene una densidad entre 0.87 y 0.83 g/cm³ y una densidad API de 31.1 a 39 y el superligero tiene una densidad menor a 0.83 g/cm³ y una densidad API mayor a 39.

1.1.1 Proyectos futuros

Diversos documentos de planeación del sector energético, señalan que la mayor parte de los recursos por desarrollar en el país se encuentran en áreas de geología compleja o en aguas profundas. El cuadro 1 muestra las estimaciones de reservas y recursos prospectivos³ en el país en miles de millones de barriles de crudo equivalente.

Cuadro 1. Estimaciones de reservas y recursos prospectivos en el país.

Cuenca	Producción acumulada	Reservas			Recursos prospectivos	
		1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Sureste	45.4	12.1	18.0	24.4	20.1	
Tampico-Misantla	6.5	1.2	7.0	17.4	2.5	34.8
Burgos	2.3	0.4	0.5	0.7	2.9	15.0
Veracruz	0.7	0.1	0.2	0.3	1.6	0.6
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.1	0.4	9.8
Aguas profundas	0.0	0.1	0.4	1.7	26.6	
Plataforma de Yucatán					0.5	
Total	55	13.9	26.2	44.5	54.6	60.2
Reserva/Prod. [años]		10.2	19.3	32.9		

Fuente: Pemex, presentación a inversionistas 2013

Sin embargo, bajo la incertidumbre descrita acerca de las reservas probadas, probables y posibles, es sumamente riesgoso promover el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en campos no convencionales y en aquellos que impliquen altos riesgos como los referentes a la perforación de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México. Contrario a ello, el gobierno mexicano prosigue con planes de exploración y desarrollo de ese tipo de proyectos en territorio marítimo. Las áreas definidas más importantes para comenzar los trabajos de explotación en aguas profundas son: Cinturón Plegado Perdido, Oreos, Nancan, Jaca-Patini, Lipax, Holok, Temoa, Han y Nox-Hux, localizadas frente a las costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz.

Durante el sexenio de Felipe Calderón, el gobierno mexicano lanzó una gran campaña mediática en torno a la

³ Se define como recurso prospectivo al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto.

búsqueda de un “tesoro escondido” ubicado en las profundidades del Golfo de México. A través de una serie de anuncios publicitarios, que significaron a Pemex un dispendio de 220 millones de pesos (Vargas, 2011), la paraestatal hacía alusión a un tesoro ubicado en las profundidades del Golfo de México y la necesidad inminente de extraerlo. En ese entonces se buscaba la aprobación de la reforma energética de 2008, una reforma que garantizaría la explotación del crudo mexicano en aguas profundas y dotaría de una mayor cantidad de recursos al estado y por ende, de un mayor bienestar para el país. Sin embargo, señala Fabio Barbosa (2011) que la geología del Golfo de México profundo no resultó tan espléndida como se esperaba. En esos momentos, Pemex contrató lo más avanzado en tecnología sísmica, geoquímica, perforación y otras disciplinas; pero la geología sólo le permitió descubrir esta nueva e inesperada dotación de crudo extrapesado, en una época en la que los extrapesados deben aguardar varios años mientras se diseña un proyecto de desarrollo. Los resultados de estos pozos mostraron condiciones más críticas a las esperadas, de densidad API y de viscosidad. También refiere que la perforación de un sólo pozo en la región fronteriza significa para Pemex un endeudamiento adicional de 150 millones de dólares.

Es en aguas profundas en donde se ha estimado un mayor potencial de recursos prospectivos, con el fin de desarrollar los recursos prospectivos, Pemex inició una estrategia que consideró actividades en los proyectos exploratorios Golfo de México Sur, Golfo de México B y área Perdido, para ello, durante el sexenio pasado, se contrataron 5 plataformas para perforar en la región del Golfo de México profundo. Los contratos firmados tan sólo por la renta de una de estas plataformas por un periodo de 1,825 días mostraron que el costo diario por su renta es de 495, 000 dólares⁴. Hasta el momento, se han invertido grandes sumas de dinero y no ha habido un sólo barril de crudo comercializado, pese a los grandes hallazgos anunciados.

Finalmente, algunas de las metas establecidas por la prospectiva de petróleo crudo y bajo un escenario inercial para el año 2026 que plantea la secretaría de energía son: alcanzar una plataforma de producción de petróleo de 2827 Mbd en 2026, para el periodo 2012-2026 obtener una producción promedio de aceite de 2808 Mbd y 7356 millones de piés cúbicos diarios de gas natural e iniciar la producción en aguas profundas a partir de 2015 con la producción de gas del proyecto Lakach, en tanto la del aceite iniciará en 2021 con los proyectos del área de Perdido y Holok.

4 IFAI, solicitud de información No. 1857500099709

1.2 Políticas energéticas: El discurso de la soberanía energética

La política energética ha sufrido un abandono sistemático en detrimento de la economía nacional y de la rectoría del Estado. Deliberadamente se privilegió la extracción de crudo para obtener cuantiosos ingresos en divisas y abastecer al mercado estadounidense, al tiempo que se descuidaron las actividades científicas, tecnológicas y de innovación, con efectos negativos en el desarrollo del sector (Suárez del Real y Aguilera, 2009). El actual modelo energético basado en la promoción de grandes producciones de energía a partir casi exclusivamente de combustibles fósiles, había sido tradicionalmente gestionado de manera exclusiva por el Estado durante décadas, sin embargo, a raíz de la reciente apertura al sector privado, la generación de energía será gestionada por un grupo privilegiado de empresas privadas. La reforma energética de diciembre de 2013 elimina el monopolio gubernamental sobre la cadena de valor para el suministro de hidrocarburos, y las empresas privadas preponderantemente transnacionales tendrán poder monopólico sobre los eslabones más importantes de la misma (Apodaca, 2013). El hecho de que los capitales privados controlen la exploración y el desarrollo, la refinación y el transporte de hidrocarburos responde a una concepción ideológica internacional que favorece a una minoría de fuertes empresas a costa de la mayoría de la población. Esta concepción es parte del conjunto de políticas del modelo neoliberal impulsado por el capital financiero transnacional predominante en el mundo y por sus instituciones y gobiernos. La inserción de México en este modelo, se llevó a cabo en diciembre de 1982, al aceptar un conjunto de políticas económicas exigidas por bancos internacionales para renegociar la deuda externa del país. (Ángeles, 2011).

La soberanía energética reside en la capacidad de una comunidad de gestionar la producción de la energía que consume. En este sentido, se contrapone de manera inevitable a cualquier modelo de producción centralizado y en manos de pocas personas o empresas y que, en su mayoría, utilizan combustibles fósiles, caros y poco accesibles para la ciudadanía. La soberanía energética debe ser considerada un asunto estratégico de seguridad nacional dada la limitada disponibilidad de los hidrocarburos y otras fuentes energéticas frente a una demanda cada vez más creciente de los mismos y de incrementar el crecimiento económico. Una sociedad moderna no puede ser concebida sin la satisfacción total de sus necesidades energéticas, por tanto, es necesario y urgente garantizar la autosuficiencia en materia energética, diversificando las fuentes renovables de energía y priorizando a las renovables, asunto que ha quedado totalmente olvidado en los instrumentos de planeación y política energética elaborados durante la última década y descritos a continuación:

1.2.1 Reforma energética de 2008

En 2008 el Congreso de la Unión aprobó una reforma energética en el país, ésta permite a Petróleos Mexicanos contratar financiamientos sin la autorización de la secretaría de Hacienda, otorga más funciones a la Comisión Reguladora de Energía, crea el Consejo Nacional de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, además mandata la creación de la Estrategia Nacional de Energía e incluye la creación de contratos incentivados. El rasgo fundamental de la Reforma es que concretamente autorizó a PEMEX a celebrar con-

tratos de obras y servicios, lo que le permitió facilitar la participación de empresas privadas en proyectos de infraestructura.

Mediante varios decretos, además se reformaron y adicionaron diversas disposiciones legales en el ramo del sector energético, entre ellos, se modificó la Ley de Petróleos Mexicanos, el artículo 3° de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas, la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, la ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, la ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Así como reformas y adiciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y al Artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

1.2.2 Tratado de yacimientos transfronterizos 2012

El 20 de febrero de 2012, Hillary Clinton y la canciller mexicana Patricia Espinosa se reunieron en Los Cabos para firmar el *US-Mexico Transboundary Hydrocarbons Agreement*, lo que abrió una significativa parte del Oeste del Golfo de México a la perforación en aguas profundas en búsqueda de hidrocarburos.

La secretaría de energía señaló que dicho acuerdo permitirá la exploración y explotación “segura”, eficiente, equitativa y “ambientalmente responsable” de los yacimientos de hidrocarburos compartidos que pudieran encontrarse a lo largo de la frontera entre ambos países en el Golfo de México. La importancia de dicho tratado radica en que se estableció una base legal para que ambos países pudieran desarrollar, desde el año 2000 a la fecha, acuerdos o criterios regulatorios en torno a la exploración conjunta de yacimientos transfronterizos. El tratado establece la delimitación del Polígono Occidental ubicado en el Golfo de México, el cual demarca una superficie más allá de las 200 millas náuticas de la línea de costa.

1.2.3 Pacto por México 2012

En diciembre de 2012, se firmó el Pacto por México, documento que sienta las bases de un nuevo acuerdo político aparentemente pluripartidista, aunque solamente fue suscrito por representantes de los principales partidos políticos: PRI, PAN, PRD y por el presidente de la república. Representó un documento clave para que gobierno realizara una serie de reformas legislativas impulsadas a lo largo del primer año del sexenio. Está conformado por una serie de acuerdos en material de seguridad, transparencia, competitividad, derechos y gobernabilidad, entre los principales compromisos en materia energética se encuentran:

- Transitar hacia una economía baja en carbono
- Realizar una reforma energética que sea motor de inversión y desarrollo
- Los hidrocarburos seguirán siendo propiedad de la Nación
- PEMEX como empresa pública de carácter productivo

- Competencia en los procesos de refinación, petroquímica y transporte de hidrocarburos.
- PEMEX como promotor de una cadena de proveedores nacionales
- PEMEX como eje de la lucha contra el cambio climático

1.2.4 Reforma energética de 2013

El 20 de diciembre de 2013, fue promulgada la reforma energética, un documento histórico que modificó los artículos 27 y 28 constitucionales establecidos originalmente en la constitución de 1917. Con las modificaciones realizadas a los artículos, se permite ahora que los particulares participen directamente bajo esquemas regulados en la cadena de valor después de la extracción, incluyendo el transporte de petróleo, gas y petroquímicos, a través de permisos que otorgará el ejecutivo federal.

Los argumentos vertidos durante la presentación y discusión de la reforma energética, fueron la resultante de una estrategia mediática que cubrió medios masivos de comunicación y medios digitales. Mientras el discurso oficial previo a la aprobación de la reforma negaba contundentemente la privatización de Pemex, por otro lado se le exhibía como una empresa inviable, al borde de la quiebra, ineficiente y corrupta, además se continuó explotando la idea del futuro bienestar para los mexicanos y mexicanas, que sólo podría lograrse a través de la participación de capital privado en la explotación del tesoro en aguas profundas del Golfo de México y de recursos no convencionales como el gas de lutitas o *gas shale*. Finalmente, al igual que en la reforma energética de 2008, el gobierno partió de un diagnóstico catastrofista para generar un sentido de urgencia del cambio (Vargas, 2011). Este documento ha marcado un hito en la historia de la política y soberanía energética del país, generando cambios importantes en el sector y política energética; crea el fondo mexicano del petróleo para la estabilización y el desarrollo cuyo objeto es recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de la renta petrolera, Pemex y CFE se convierten en empresas productivas del estado y dejan de ser organismos desconcentrados, además de retirar del consejo de administración al sindicato petrolero.

1.3 Rol del estado en la industria petrolera

Con la recién promulgada reforma energética, México ha cambiado sustancialmente su política energética y el rol del estado en la industria petrolera. El marco constitucional de la industria del petróleo antes de la reforma energética de 2013 estaba sustentado en varias leyes y artículos: de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 25, en sus párrafos primero, segundo y cuarto, el Estado debía garantizar el desarrollo integral y sustentable del país, mediante el fomento al crecimiento económico, el empleo y la distribución más justa del ingreso. A su vez, debía fortalecer la soberanía y el régimen democrático. Dicho artículo señalaba al Estado como encargado de la planeación, conducción, coordinación, orientación, regulación y fomento de la actividad económica nacional. Asimismo, establecía que el sector público tendría a su cargo el desarrollo de las áreas estratégicas, como es el caso de los hidrocarburos (artículo 27) y mantendría la propiedad y control sobre éstas. A su vez, el párrafo sexto del artículo 27 disponía que no se otorgarían concesiones ni contratos cuando se tratase del petróleo y demás hidrocarburos, ya que correspondía a la nación la explotación de los mismos. El artículo 28 párrafo cuarto, precisaba que no constituirían monopolios aquellas funciones del Estado cuando se tratase del petróleo y demás hidrocarburos, incluida la petroquímica básica. Este precepto también establecía que el Estado llevaría a cabo estas actividades estratégicas, a través de los organismos y empresas que requiriera para su manejo eficaz.

Durante décadas, la vigencia de estos artículos fue una garantía del control que el estado ejerció sobre la industria petrolera, sin embargo; el 20 de 2013, el presidente Peña Nieto promulgó la reforma energética que modifica los artículos 27 y 28, desarticulando el control del estado sobre la industria. Durante la discusión de la reforma, en México tuvieron lugar álgidos debates en pro y contra la privatización de la industria petrolera y por ende, en la modificación de los artículos constitucionales. La clase política priísta aprovechó la plataforma de aparente pluralidad que brindó el Pacto por México para ratificar en un tiempo récord la aprobación de esta reforma que abre las puertas a la participación privada en el sector petrolero, ante una izquierda mexicana pragmática y debilitada que reclamaba la permanencia del control del estado sobre el sector petrolero.

1.4 Proyectos de shale gas/oil en estudio

Mientras que para algunos especialistas del sector energético, el *shale gas* y el *shale oil* representan una verdadera revolución energética y son muestra de un gran avance en el desarrollo de hidrocarburos, estos combustibles han encontrado fuerte oposición para diversos sectores políticos; dados los severos impactos ambientales que el proceso de fractura hidráulica (*fracking*), implica. Francia prohibió la práctica, en tanto que en otros lugares del mundo se han impuesto moratorias; de acuerdo con el Observatorio petrolero sur (2013), en Lafayette (Colorado), la propuesta de prohibición permanente del fracking obtuvo el 57 % de los votos y, también en el mismo estado, en Boulder, tres de cada cuatro votantes avalaron una moratoria para los próximos cinco años, en Fort Collins se aprobaron restricciones, al igual que en Oberlin (Ohio). Dichas reglamentaciones están basadas en el principio precautorio, concepto que respalda la adopción de medidas de protección ante la sospecha fundamentada de que algún producto, tecnología o proceso implique un riesgo grave para la salud pública o el medio ambiente, pero sin que cuente aún con pruebas científicas de tales riesgos. En México, la explotación de los proyectos relacionados con *gas shale* y *oil shale* se han convertido en una prioridad para el gobierno, tal como se especifica en la Reforma Energética, esto aún sin conocer con exactitud los impactos que el proceso de fractura hidráulica traerá al país.

A raíz del informe de la Agencia de Información energética del departamento de energía de los Estados Unidos de América, publicado en abril de 2011 en el cual se señalaba que México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial, después de China, E.E.UU y Argentina en recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas y concentra casi el 6% del potencial de este energético en el mundo con 681 billones de pies cúbicos, el gobierno mexicano, -entusiasmado con la idea, al igual que ocurrió con los proyectos de aguas profundas en el sexenio pasado-, comenzó a incrementar los planes para explotar este recurso en el corto plazo, además de comenzar con la identificación de las provincias geológicas para exploración en México, detectando a Sabinas, Burro-Pichachos, Burgos, Tampico – Misantla y Veracruz, como precursoras de aceite y gas en lutitas.

Pemex inició los trabajos exploratorios de gas de esquisto desde principios del año 2010. Para 2011, ya se tenía contemplada la terminación de cuatro pozos exploratorios. De éstos, se perforó el pozo Emergente-1 en Coahuila, que resultó productor de gas seco en rocas del cretácico superior de la formación Eagle Ford, además de los pozos Nómada-1, Montañés-1 y Percutor-1. En Arbolero, terminado en 2012, sólo se encontró gas seco. Los informes de Pemex refieren que en el pozo Anélido-1, ubicado en el municipio de Cruillas, Tamaulipas, en un área al sur de la Cuenca de Burgos, ya se están produciendo 400 barriles de 38° API por día. Mientras que el pozo denominado Chucla-1 que se encuentra en el municipio de Hidalgo, Coahuila, en el Activo Burgos, Pemex comprobó la existencia de hidrocarburos en la formación Eagle Ford.

En abril de 2013, nuevamente la Agencia de Información energética del departamento de energía de los Estados Unidos de América publicó una evaluación que estima que en las cuencas de México existe un recurso técnicamente recuperable de 545 billones de pies cúbicos (mmmmmpc) de gas de esquisto. Sin embargo, Pemex estimó un recurso técnicamente recuperable que puede variar entre 150 y 459 mmmmpc (Pemex, 2012). El

cuadro 2 muestra los recursos técnicamente recuperables de gas en lutitas y compara ambas estimaciones. Mientras que la figura 2 muestra la ubicación de las cuencas y *plays*⁵ de recursos no convencionales en el país.

Cuadro 2. Estimaciones de gas shale [mmmmpc]

	Departamento de energía de EUA	PEP, 2011
Cretácico superior	507	54-106-171
Cretácico medio	8	0
Jurásico superior	166	95-190-285
Total	681	150-297-459

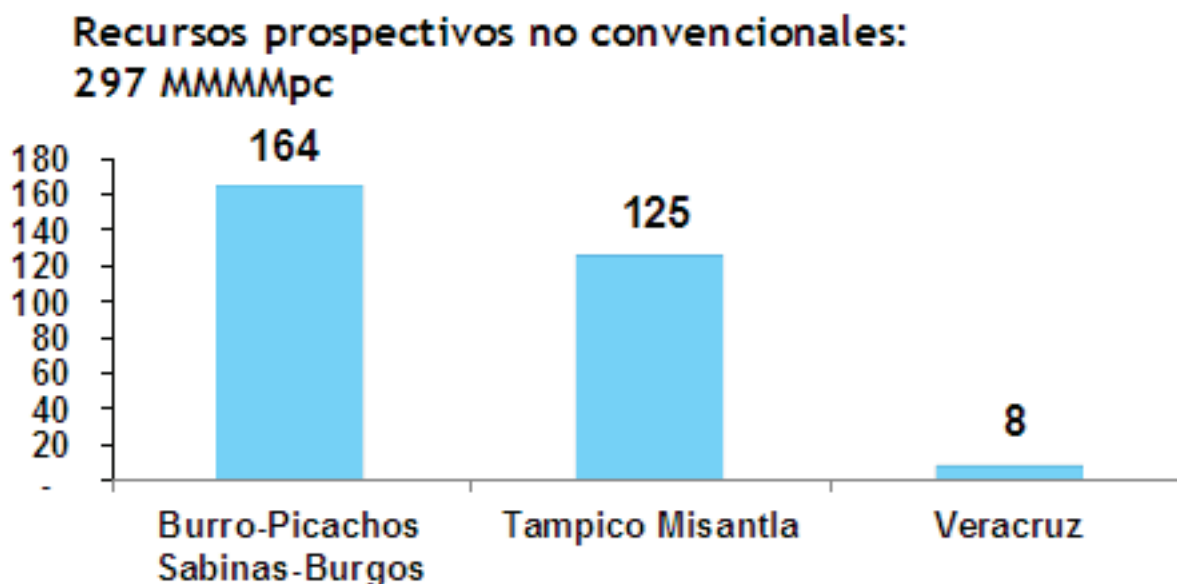
Figura 2. Ubicación de las cuencas y *plays* de recursos no convencionales en el país. Fuente: Pemex, Avance y gas en lutitas. Op.cit.



Pemex en su informe “Exploración del potencial de aceite y gas en lutitas en México”, identifica los *plays* de *gas shale* en el país: Eagle ford, Agua nueva, Maltrata, Casita y Bone Spring Woodford. También cuenta con una evaluación de los recursos prospectivos no convencionales para las siguientes cuencas mostrados en la figura 3.

5 Se denomina play a una familia de yacimientos o prospectos con roca almacén, roca sello, historial, migración y carga comunes. Un prospecto es un destino de exploración, un intervalo estratigráfico específico, aún no probado por la perforación. Cuando el resultado es positivo el prospecto se denomina yacimiento. Un conjunto de yacimientos forman un campo. Un lead es una oportunidad o prospecto hipotético (Estrada, 2013)

Figura 3. Recursos prospectivos no convencionales.



Fuente: Fuente: Pemex, Avance y gas en lutitas. Op.cit.

De acuerdo con las estimaciones de Pemex, para 2016 se perforarán 172 pozos, al concluir la etapa de prospectividad y prueba de concepto, para el 2023 se pretenden perforar 590 pozos al concluir la etapa de caracterización geológica y reducción de incertidumbre, mientras que para el 2045 pretende perforar 27 mil pozos.

En palabras de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se requiere de mayores estudios exploratorios para poder definir claramente el potencial de gas de lutitas en México, así como las reservas recuperables.

A su vez, existen diferentes valoraciones para determinar los montos de inversión necesarios para la perforación de los pozos de *gas shale*; por un lado, Barnés de Castro estima que para llevar a cabo un programa intensivo de exploración de pozos y estudios, se requiere una inversión de al menos 3 mil millones de dólares, en un lapso de 4 años y concluye que PEP tiene enormes limitantes técnicas, económicas y organizativas para poder desarrollar los yacimientos de lutita al ritmo que sería deseable. En esta misma línea, Pemex estima que, sólo para analizar las posibilidades de explotar el gas de esquisto de manera comercialmente viable en México, será necesaria una inversión de aproximadamente treinta mil millones de pesos del presupuesto público entre 2010 y 2016. Este monto alcanza para explorar veinte pozos y realizar la evaluación de prospectividad de otros 175. (Estrada, 2012). Aún con la gran incertidumbre que representa la extracción de *shale gas* y *shale oil*, el gobierno mexicano insiste en su interés en extraer estos recursos de manera intensiva, dejando la participación de las energías renovables de una manera marginal y poco seria para competir con los combustibles fósiles.

1.5 Impactos

El petróleo crudo es un compuesto complejo de químicos, principalmente hidrocarburos parafénicos, cicloparafénicos, nafténicos y aromáticos, y partículas de otros elementos, incluyendo varios metales pesados como plomo, cadmio, níquel, mercurio, vanadio, cobre, cobalto y cromo. Los componentes del crudo de mayor importancia toxicológica son los compuestos orgánicos volátiles (COV's), principalmente el benceno, tolueno y xileno y los hidrocarburos aromáticos polinucleares.

La extracción, refinamiento y combustión del petróleo son procesos sumamente perjudiciales para el medio ambiente y a la salud de la población. Dichos compuestos entran en contacto con el cuerpo a través de tres rutas: absorción por ingestión de alimentos o líquidos contaminados, por vía cutánea y respiratoria. Aunque estas afectaciones son más comunes en las poblaciones cercanas a los campos de explotación petrolera, no son las únicas, pues los componentes más pesados se depositan en sedimentos rocosos, donde pueden contaminar las fuentes de agua y a los organismos que ahí habitan, ya sean de interés comercial o a aquellos que los alimentan.

No obstante, los plásticos producidos a través de la industria petroquímica también tienen un lado oscuro, la mayoría de ellos se sintetizan a partir del petróleo, y representan un riesgo para el ambiente al no poder ser degradados por el entorno, es decir, se oxodegradan por acción de la luz, pero las partículas microscópicas permanecen en el ambiente, contaminando el suelo, agua y aire.

Según la revista Science (2004), inclusive playas que suelen encontrarse en estado virgen contienen desechos plásticos de tamaño microscópico mezclado en arena y lodo, ingresando a la cadena alimenticia. Algunas de las sustancias que desprenden los plásticos son: ftalatos (flexibilizantes para el PVC y solventes en cosméticos y otros productos que pueden afectar el hígado, los riñones, los pulmones y los sistemas hormonales y reproductivos, especialmente los testículos en etapa de desarrollo las dioxinas (subproducto de la incineración de plásticos, consideradas un carcinógeno potente que afecta el sistema inmunológico, el sistema reproductivo, y el sistema hormonal (Salud sin daño, 2013).

1.5.1 Locales

En Tabasco, México, es donde han ocurrido los movimientos reivindicativos más fuertes contra Pemex. En 1975, se creó el Pacto Ribereño formado por campesinos y pescadores de la zona costera organizados para demandar indemnizaciones por los derrames y contaminación. Más tarde, en 1985, en 1993 y en 1996 continuaron las presiones por parte de pescadores y lugareños para demandar a Pemex ante los impactos provocados (Oil Watch, 2005). La petrolización de Tabasco puso de manifiesto el fracaso de grandes planes de diversificación agropecuaria, además de influir en la disminución de las tierras dedicadas a estas actividades dentro del sector primario de la economía. Las esperanzas de las comunidades locales se vieron frustradas al percatarse de que los beneficios de la petrolización de la economía traían consigo pocos impactos favorables

en sus condiciones de vida y, por el contrario, estaban ocasionando directamente el deterioro de sus recursos naturales, de sus propias actividades productivas, así como la de sus viviendas y la cría de sus animales de traspatio. Todo ello como efecto de la alta contaminación que provocaba la extracción del crudo, del gas, el uso de diversos químicos, así como los constantes derrames y la polución que generaban estos últimos (Pinkus-Rendón, et al., 2012).

Además de los muy comunes derrames de crudo en comunidades aledañas a las zonas petroleras, también pueden contaminarse acuíferos y afectar así la salud de las comunidades que se abastecen de ellos (Atlas, 2002). En suelos muy planos y poco permeables como en la región petrolera de Tabasco, suelos de primera calidad para la agricultura pueden transformarse en áreas pantanosas. Además de los impactos ambientales de la industria petrolera, los impactos sociales que se generan en las comunidades suelen ser severos, como ejemplo se puede señalar a Villahermosa, donde para servir a los trabajadores de la industria petrolera se establecieron cantinas, bares y burdeles con mujeres provenientes de comunidades locales. En estas comunidades se han establecido cinturones de miseria, centros de vicio, robos, etc. (Oil Watch, 2005). En conclusión, la población tabasqueña y particularmente las comunidades rurales, comenzaron a experimentar transformaciones fundamentales en su organización social: en la estructura familiar, en sus formas de producción y, en sus relaciones con el medio ambiente, así como en la forma de regir la vida política. También hubo cambios en el vestido, el uso del idioma y en sus creencias religiosas, la mayoría de las mujeres originarias de la región comenzaron a cambiar su indumentaria por la ropa occidental, asimismo, dejaron de hablar su lengua nativa y comenzaron a comunicarse con mayor frecuencia en español (Pinkus-Rendón, et al., 2012). Contrariamente a lo que se esperaba de dichos proyectos de desarrollo económico, en la actualidad el sistema socioambiental tabasqueño refleja un potencial de desarrollo regional bastante disminuido en relación con el que existía hace más de setenta años como resultado del deterioro ambiental que se ha producido en términos de la cantidad de biomasa, producción primaria, diversidad ecológica, reserva de germoplasma y fertilidad de los suelos (Tudela, 1989).

En comparación, en Veracruz un estado con actividad petrolera intensa también se han registrado impactos severos provocados por Petróleos Mexicanos. Vale la pena señalar el caso del río Coatzacoalcos, uno de los más contaminados en el país. Varios estudios han detectado la presencia de mercurio en aguas superficiales en sedimentos. También se encontraron niveles de mercurio inaceptables en las aguas superficiales de las lagunas del Carmen, Machona y Mecoacan en Tabasco, en la laguna Atasta en Campeche y en las lagunas de Tampamachopo y Mandinga en Veracruz (Acosta 2001b citado por Yarto, et.al, 2001). Estudios más recientes han demostrado que los pobladores de la cuenca del Río Coatzacoalcos, Veracruz, presentan altas concentraciones de mercurio en el cabello, especialmente los habitantes Ixhuatlán del Sureste muestran elevados niveles que exceden en más de cuatro veces las recomendaciones de salud de la Agencia de protección ambiental de Estados Unidos. (Imagen del Golfo, 2013).

En el estado, algunas sociedades cooperativas pesqueras se han unido para poder hacer frente a Pemex, por las afectaciones que se han generado en el sector pesquero debido a la mortandad de peces y camarones. Éstos aseguran, que tienen documentación que respalda los impactos que han dejado los derrames que se han gene-

rado desde el 2011 al 2012. Además, pescadores y biólogos reportan que las poblaciones de peces a lo largo del río Coatzacoalcos, especialmente cerca de las plantas, han disminuido drásticamente, otros señalan que al cocinar el pescado aparentemente limpio, es sobresaliente el olor a hidrocarburos en los alimentos. Tanto lugareños como algunos doctores refieren la existencia de concentraciones inusuales de leucemia infantil y otras enfermedades mortales alrededor de las plantas y de la región en su conjunto (Sellers, 2013).

La afectación al sector pesquero de la región, ha provocado que el problema se agrave y genere tensión social por el mal manejo que la paraestatal hace de sus productos y procesos, y por el trato negligente hacia las comunidades afectadas. A pesar de que el propio Pemex suministra entre el 30 y el 40% del presupuesto del gobierno federal, el monitoreo estatal de su impacto ambiental en esta zona se mantiene débil, en la oficina local de la Profepa, a través de SEMARNAT, sólo hay una persona encargada de supervisar la industria en la región (Sellers, 2013).

1.5.2 Nacionales

En México, ocurren en promedio 1.33 derrames y percances relacionados con hidrocarburos cada día (Greenpeace, 2012). Tan sólo de 1993 a 2007, ocurrieron 7, 279 percances, entre derrames, fugas y explosiones de Pemex y otras compañías con actividad química. De 2000 a 2007, el Centro de Orientación para la Atención de Emergencias Ambientales de la PROFEPA registró 242 derrames de hidrocarburos en el mar, y la CNH en su reporte de derrames de petróleo crudo de 2000 a 2011, señala que se han derramado en este periodo 73.9 mbls de petróleo y se han fugado 220,336.6 mpc de gas natural (CNH, 2011).

En el país, los principales estados dedicados a la industria petrolera son: Campeche que concentra 79.4% de la producción nacional de crudo y 31.4 % del gas; Tabasco con el 16.3% de crudo y 27.7% de gas, y Veracruz que tiene el 94.5% de la producción nacional de petroquímicos en su territorio (Pirker, 2008). En dichos estados, la población, además de sufrir las consecuencias en el ambiente y su salud antes mencionadas, presenta altos índices de marginación y exclusión social.

En contraste, la gasolina se ha convertido en el principal producto importado debido al uso desmedido del automóvil, en sólo dos décadas: 1990 a 2010, la intensidad de uso del automóvil particular ha aumentado más de tres veces (Medina, 2012), lo cual ha creado una mayor fragilidad macroeconómica y dependencia energética al petróleo. La perspectiva futura en el país, es que esta situación se agrave ante el continuo crecimiento del parque vehicular, que se estima llegue a 70 millones de vehículos en el año 2030 (Centro de Transporte Sustentable, 2010). En México además, algunos de los impactos indirectos del petróleo se relacionan con la mala calidad del aire; más de 34 millones de personas están expuestas a ella, debido en su mayor parte a la contaminación generada por los automóviles (Instituto Nacional de Ecología, 2011). Se estima que contribuyen en promedio al 95% de las emisiones de monóxido de carbono CO, al 73% de los óxidos de nitrógeno NOx y al 15% de dióxido de azufre SO₂ (Instituto Nacional de Ecología, 2009), agravando así la calidad del aire que repercute en la salud de la población, como ejemplo; se estiman 14,734 muertes relacionadas con la mala calidad del aire en México (Organización Mundial de la Salud, 2008).

1.5.3 Globales

1.5.3.1 Cambio climático

México contribuye con aproximadamente el 1.5% de las emisiones globales de efecto invernadero, además ocupa el lugar número 13 dentro de los 15 principales emisores en el mundo. A pesar de no ser considerado uno de los grandes países emisores que contribuyen al cambio climático, México tiene un grave problema; y es que se trata de un país particularmente vulnerable al cambio climático, el 15% del país, 68% de la población y el 71% del PIB están altamente expuestos a los riesgos del cambio climático (OCDE, 2013), además las consecuencias de ésta alteración global del clima son de todo tipo; ambiental, económico y social. Aunado al aumento en las temperaturas, los efectos potenciales incluyen la reducción de lluvias en el norte del país, tormentas y fuertes lluvias estacionales en el sur, un incremento en la cantidad e intensidad de los huracanes, el desabasto de alimentos por la multiplicación de plagas y sequías; lo que conlleva a cuantiosas pérdidas económicas además de un escenario nada alentador en el que prevé un aumento del nivel del mar de 20 cm para el 2050.

Entre el 2000 y 2008, las emisiones de GEI aumentaron 13% mientras que las relacionadas con la energía aumentaron 17%, esto debido principalmente al crecimiento de la población urbana, al crecimiento económico y al aumento en la demanda de transporte (OCDE, 2013). Éste último sector además contribuye con el 18% de las emisiones totales de GEI en México.

Sin embargo, el cambio climático no sólo representará problemáticas ambientales, el informe “Economía del cambio climático” señala que los impactos de este fenómeno podrían costarle al país hasta el 6% del PIB si no se toman las medidas de prevención adecuadas (Galindo, 2009).

1.6 El rol de las comunidades afectadas

1.6.1 Capoacan y Jáltipan: comunidades afectadas de Veracruz

Las comunidades de Capoacan y Jáltipan en Veracruz, ambas cercanas a la refinería Lázaro Cárdenas y aledañas al río Coatzacoalcos, uno de los más contaminados en el país hacen frente a los impactos que el coque, -un residuo peligroso derivado del petróleo producto de la industria petrolera-, está provocando en su salud y en el medio ambiente. Los habitantes han manifestado su enojo e impotencia ante los impactos al medio ambiente y principalmente a su salud.

Jáltipan es un municipio que forma parte de la provincia de Coatzacoalcos, al sur de estado de Veracruz, con una población de casi 40 mil personas (INEGI, 2010)⁶. La actividad económica del municipio se enfoca en la agricultura, ganadería e industria; dentro de esta última destaca la industria de producción de carbón y óxido de aluminio, así como la extracción y procesamiento de minerales, como el azufre, metales y sílice. Sin embargo, la región ha sufrido drásticas transformaciones en el ambiente tras la consolidación de la actividad petrolera. El municipio se convirtió en polo de desarrollo económico que impulsó la mayor plataforma petroquímica del país, convirtiéndose en pilar económico geoestratégico nacional (SEDEMA, 2012), pero dejando de lado los impactos ocasionados al medio ambiente.

Capoacan por su parte, es una localidad perteneciente al municipio de Minatitlán, en el estado de Veracruz, ubicada al margen del río Coatzacoalcos, con una población total de mil 936 personas (Nuestro México, 2012). La principal actividad económica está sujeta a la petroquímica que Pemex desarrolla en la Refinería Lázaro Cárdenas de Minatitlán.

Desde hace años, los pobladores de estas comunidades manifiestan su inconformidad por la presunta contaminación generada por el coque, un residuo peligroso derivado del petróleo que provoca daños severos a la salud de las personas y al medio ambiente.

Los antecedentes de esta problemática radican a partir de que el gobierno de Javier Duarte, mediante la ayuda de la Secretaría de Medio Ambiente (SEDEMA), autorizó el proyecto para almacenar coque en Jaltipán desde el año 2012, facilitando la liberación y autorización de permisos por parte por del secretario estatal de medio ambiente estatal, Víctor Alvarado Martínez, a la empresa española García Munté para comprar el suelo⁷ (Zavaleta, 2013). Diversos periódicos locales señalaron que desde el sexenio del ex presidente Felipe Calderón, Pemex y autoridades locales panistas prepararon el sur de Veracruz para convertirlo en un gran depósito de residuos tóxicos emanados del petróleo, como coque, azufre y otras sustancias. La firma española García Munté compró los terrenos a finales del 2011 y meses después, ya en 2012, Pemex lanzó la convocatoria para contratar a la empresa para el depósito de los residuos y una subasta en línea de lotes parciales de

6 Cuenta con 39.673 habitantes hasta el último censo elaborado por INEGI en 2010.

7 El portal de la revista Proceso (agosto, 2013) señala que de acuerdo con el expediente MIA-113/2012 y el oficio 2563/2012, la Sedema aprobó el proyecto a García Munté. <http://www.proceso.com.mx/?p=349083>

coque de petróleo (CNN, 2013) en la cual la empresa García-Munté Energía de México; Cementos Mexicanos (Cemex) Cementos Apasco y CYCNA de Oriente resultaron beneficiadas.

En un comunicado emitido por Pemex en marzo de 2013, se detalla que ésta es la primera subasta en su especie realizada por la administración pública federal; con la finalidad de maximizar sus ingresos a través de un mecanismo moderno y con la máxima transparencia (Veracruzanos Info, 2013)⁸. Pemex puntualizó que: *"el modelo de subasta de lotes parciales, permite la participación de varios competidores y es benéfico tanto para las pequeñas y medianas empresas como para las de gran tamaño."* Sin embargo, entre los beneficios citados, nunca se mencionan aquellos que se generarían para las comunidades, -entes invisibles para las autoridades y para la empresa -.

El coque es un residuo peligroso catalogado así por la norma oficial mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos. Es también conocido como *petcoke*, esta sustancia es un residuo de la refinación del petróleo, es un sólido poroso de color negro o gris oscuro, similar al carbón mineral bajo en cenizas, pero con una alta concentración de azufre (entre 5% y 8% en peso, dependiendo del contenido de este compuesto en el crudo procesado) y metales.

Este residuo concentra gran parte del azufre, de metales sobre todo níquel y vanadio, además tiene también un porcentaje de material volátil y cenizas, de tal forma que aunque el coque como tal no sea catalogado aún como una sustancia tóxica que afecte a la salud de las personas; lo cierto es que existe la posibilidad de que los elementos que lo componen sí puedan generar ciertos daños y enfermedades a la salud de las personas.

En el municipio de Jáltipan en donde se ubicarán las nuevas instalaciones de la empresa española, la presidenta de la Asociación Chogostera y Vigilantes Ambientales de Jaltipán, Julissa Fernández Gijón, manifestó en un diario local en mayo de 2013, que la devastación arrasó con al menos 20 hectáreas de terreno: *"Hicieron una deforestación de varias hectáreas ahí acabaron con la flora, destrozaron especies de animales, sobre todo venados, armadillos, iguanas, muchos animales, ese será el primer daño pero esperamos más"* (Veracruzanos Info, 2013).

En agosto de 2013, el vicepresidente de la Federación de la Sociedad Cooperativa de Pescadores de la Cuenca Media del Estado, Gabriel Shult Gordillo, demandó públicamente a Pemex por los impactos que se están generando al medio ambiente y a la salud de los habitantes de la congregación Capoacan y Las Brisas, ambas situadas cerca de la refinería. Ante esta situación, Shult declaró a los medios lo siguiente: *"Nos interesa el coque, porque está afectando a los pobladores (...) además que si ustedes observan en la refinería el coque está a cielo abierto, no está en bodega"* (Veracruzanos Info, 2013).

Habitantes de las comunidades afectadas han denunciado sin ser escuchados aún por las autoridades, las afectaciones que padecen; el coque ha desencadenado diversos malestares y enfermedades. Los pobladores culpan a Pemex por el manejo que se le ha dado al coque y demás sustancias dañando la calidad de vida y la salud de la población que pertenece en su mayoría al sector rural en Minatitlán (Agencia de imagen del Golfo, 2013).

⁸ En total se subastaron 11 lotes de 200 toneladas diarias cada uno a un precio de 57 dólares entre cuatro postores. El coque de petróleo son residuos del hidrocarburo que se utilizan para la fabricación de productos como el chapopote.

"Niños con fiebre, granos en la boca, vómito, dolor de cabeza y estómago, son las dolencias más comunes que familias de Capoacan sobre todo, infantes están padeciendo a causa de este problema," (Agencia de imagen del Golfo, 2013).

Esmeralda Hernández Enríquez, habitante de Capocan

"Si en el Puerto no se pone remedio al problema del coque, habrá afectaciones de salud masivas, y no lo digo yo, lo dicen médicos, aunque las autoridades digan que no, el coque sí daña a la salud". (Plumas verdes, 2013)

María de los Ángeles Guzmán, ambientalista integrante de la Asociación Civil de la Floresta

"Tengo una hermana que tiene una tos desde hace más de cinco meses y le diagnosticaron bronquitis crónica y está viendo la forma de que le expidan un documento donde diga que tiene esa enfermedad pero no dice que es derivado del coque. Estamos afectados tanto de salud como nuestros bienes, nuestras casas, los daños en los aparatos son frecuentes, cada mes se descomponen los climas por toda la suciedad y todo lo que le llega de polvo de coque".

Maria Vera habitante de Capocan (La Jornada Veracruz, 2013)

La contaminación por coque ha sido un problema que lleva varios años; sin embargo, las manifestaciones y protestas para evitar que quede expuesto al aire libre, han tomado mayor fuerza últimamente, debido no sólo a los daños a la salud que los habitantes han presentado, sino también la afectación a los enseres domésticos y a las viviendas de la gente; además de la contaminación del aire y del río Coatzacoalcos. La contaminación es evidente; en los patios de la mayoría de las viviendas, se observa una capa oscura formada por un polvo grasoso negro, que cubre techos y vidrios de las humildes viviendas.

La versión oficial por parte de autoridades municipales y de la empresa española García Munte, señala que se han hecho estudios sobre el coque y éste no resulta perjudicial para el ambiente o la salud de las personas. En julio de 2013, el representante de la empresa: Jesús Antonio Ancer, aseguró que el almacenaje y manejo del residuo no es perjudicial no existen pruebas fehacientes de que así lo sea. (Veracruzanos info, 2013).

El principal argumento señalado por las autoridades e incluso por representantes del congreso estatal, es que la actividad económica de la refinería deja empleos y beneficio económico a la zona (Agencia imagen del Golfo, 2013). Tanto la postura del gobierno y de la empresa española, como la de la sociedad civil se contraponen; lo que es claro, es que las manifestaciones y el malestar de los habitantes por las afectaciones de la refinación del coque de Jáltipan y de Capoacan, persisten actualmente y que los beneficios de la paraestatal simplemente no llegan a las comunidades.

Mientras los nuevos proyectos del gobierno del presidente Peña Nieto, prometen una mejor calidad de vida para los mexicanos y mexicanas que viven en el país, a través de spots televisivos que garantizan "vivir mejor, más medicinas, empleos, carreteras, escuelas y prosperidad para todos", a las comunidades afectadas por el petróleo aún no llegan los beneficios prometidos, y además de vivir en condiciones de pobreza, deben lidiar día a día con impactos y daños a su salud.

1.7 Análisis sistémico de los impactos de la producción de shale gas/oil

1.7.1 Impacto sobre precios

A lo largo de la última década, la declinación de los yacimientos de gas y petróleo convencional y el crecimiento de la demanda energética han generado las condiciones propicias para fortalecer el mercado de hidrocarburos no convencionales. El portal rtve.es señala que los hidrocarburos no convencionales extraídos por fracturamiento hidráulico y otras técnicas que hasta ahora se consideraban demasiado caras, aumentarán la producción de gas y petróleo en el planeta, lo que puede contribuir a abaratar precios y a desviar inversión extranjera en países cuya economía se basa en la explotación de recursos naturales. Esto sin lugar a dudas, representa un peligro para regiones como Latinoamérica.

Bajo esta justificación, diferentes países promueven la explotación del gas de esquisto en su territorio. En EE.UU la producción de gas de esquisto aumentó exponencialmente a partir de 2010, hasta representar el 40% de toda la producción nacional de gas natural (Engdahl, 2013). Esto supuso una caída en los precios del gas, debido al aumento de la oferta.

Desde finales de 2010, ante la inesperada caída de los precios del gas natural, en el mercado de América del Norte quedó definido que en las formaciones de lutitas los pozos sólo son rentables si descubren aceite o condensados. En ese momento, muchas empresas empezaron a sufrir pérdidas y disminuyeron sus inversiones, en esta coyuntura los precios del gas seco, oscilando en tres dólares el millar de pies cúbicos, anulan la rentabilidad de los proyectos de gas. (Barbosa, 2013).

1.7.2 Impactos en la industria de ERNC

Erróneamente se considera que el *gas shale* es un combustible limpio e incluso algunos funcionarios del gobierno mexicano y empresas distribuidoras de gas reiteran a través de comunicados oficiales y campañas publicitarias este hecho, se han generado argumentos para señalar que el país se encuentra en la vía correcta hacia el uso de combustibles limpios y la transición energética y que la explotación del *gas shale* reportará al país importantes reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Es cierto que el gas natural es el combustible fósil que tiene menor impacto en cuanto a la generación de emisiones en los procesos de combustión, pero sólo si se le compara con el petróleo o el carbón. El proceso de extracción del gas shale es extremadamente agresivo con el medio ambiente, contribuye y agudiza las emisiones que acentúan el cambio climático; consume y contamina millones de litros de agua superficial y del subsuelo y se sospecha que puede provocar microsismos en las zonas aledañas a los pozos fracturados.

Ante este panorama, el impulso de los hidrocarburos no convencionales representa un freno a las energías renovables, el gobierno mexicano apuesta al argumento falaz de que éste tipo de combustible contribuye en menor medida al calentamiento global y es un puente hacia la transición energética. El estudio del Tyndall Center (2011) señala que utilizar el *gas shale* como un combustible de transición consigue, precisamente, el

propósito contrario: implica desviar recursos que deberían invertirse en el desarrollo de fuentes de energía renovable. Contrario a ello, incrementar la explotación de *gas shale* retrasaría el aumento de la generación de energía a través de estas fuentes, de tal manera que la explotación del mismo ubicará a las energías renovables de manera marginal.

1.7.3 Impactos presupuestarios de largo plazo

Las estimaciones de *gas shale* se basan en la presencia de recursos recuperables y no de reservas comercialmente viables. Los resultados de la explotación de *gas shale* en Estados Unidos plantean serias dudas en torno a la viabilidad económica de los proyectos, lo que cuestiona la pertinencia de que México continúe destinando recursos públicos al desarrollo e investigación para la explotación de este tipo de bienes naturales. (Rogers, 2013) señala que la industria gasífera en EE.UU. ha reconocido que en el 80% de los pozos perforados los costos de producción superan a las ganancias esperadas. En México, de los seis pozos que el gobierno había perforado desde 2011 y hasta noviembre de 2012, tres resultaron no comerciales, dos no comerciales por no producir condensados y uno, aunque comercial, presentó baja productividad de gas y condensados (Contralínea, 2012).

Otro factor que influye en la rentabilidad de los proyectos es el alto costo que supone la explotación. El costo de perforación de un pozo en EE.UU. oscila entre 3 y 10 millones de dólares. En México, el costo es aún superior, situándose entre los 12 y los 15 millones de dólares. En algunos casos, los costos de perforación y terminación también incluyen los costos de simulación de las formaciones de lutita. En algunos *plays* nuevos la suma de todos estos costos asciende a 4,5 millones de dólares (Estrada, 2013). La CNH afirma que no existen condiciones para que la explotación de gas de esquisto pueda ser económicamente viable en México dado que la vida media de los pozos de gas de esquisto es de 20 años. Sin embargo, debido a sus elevadas tasas de declinación, mantener un pozo productivo supone la necesidad de realizar inversiones constantes de capital.

Por último, la tasa de Rendimiento Energético sobre la Inversión (EROI, por sus siglas en inglés) de los proyectos de gas de esquisto es de 5:1. Esto significa que es necesario invertir una unidad de energía a lo largo de todo el proceso de explotación de gas de esquisto para generar cinco unidades equivalentes (el beneficio potencial del gas extraído). Los proyectos de extracción convencional de otros hidrocarburos presentan una tasa EROI por mucho más eficiente, situándose en una razón de 20:1 (Rogers, 2013 citado por la Alianza Mexicana contra el fracking, 2013).

Para el caso mexicano, la explotación del gas de esquisto requiere realizar fuertes inversiones para determinar la viabilidad comercial de los recursos prospectivos existentes, cuyos montos necesariamente desviarán recursos del presupuesto público, los cuáles podrían ser aprovechados en cubrir otras necesidades urgentes para el país, como educación o salud.

1.7.4 Impactos en la “independencia” energética

La revolución del *shale* ha incrementado sustancialmente las reservas de hidrocarburos de los países de Norteamérica, con lo cual se pone en riesgo la estabilidad económica mexicana ya que los estadounidenses alcanzarán la autosuficiencia energética en los próximos años y con ello dejarán de importar petróleo crudo de nuestro país. La Agencia Internacional de Energía asegura que Estados Unidos está en camino a suplir todas sus necesidades energéticas con recursos domésticos a más tardar en 2035. En ese sentido, algunos analistas señalan que la relación de éste país con América Latina cambiará eventualmente y habrá una reorientación hacia otros mercados (Gomez, 2013). En primer lugar, E.E.UU dejaría de hacer tantos negocios con países de África o de Medio Oriente y la tercer pieza sería América Latina (Medlock, 2013).

Algunos analistas identifican la posibilidad de que México se convierta en un país con un déficit energético, pasando de ser un exportador a un importador neto de energía en los próximos años. Es peligroso suponer que los estadounidenses continuarán comprando el mismo volumen de petróleo mexicano y que los precios se mantendrán elevados, compensando así la caída en los ingresos petroleros del gobierno derivados de una menor producción que hace 10 años.

1.7.5 Impactos climáticos

La ley general de cambio climático publicada en 2012, establece que el país asume el objetivo indicativo de reducir al año 2020 un 30% de emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a la línea de base; así como un 50% de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. (DOF, 2012). Sin embargo, para el gobierno mexicano será realmente difícil lograr el cumplimiento de estas metas si incrementa la explotación de gas shale en el país, tal como lo ha plasmado en la última reforma realizada al sector energético.

La explotación del gas esquisto contribuye al incremento de las emisiones que ocasionan el cambio climático debido a la generación de gas metano que se produce por ineficiencias en la extracción, procesamiento, almacenamiento, traslado y distribución. El metano es un gas que tiene un potencial de calentamiento global⁹ mayor al del dióxido de carbono, esto significa que presenta un efecto invernadero 21 veces más potente. También es cierto que la combustión del gas es más limpia que la combustión de otros hidrocarburos como son el petróleo o el carbón, sin embargo las emisiones en el proceso de fractura hidráulica son las más preocupantes. El 90% de estas emisiones se encuentra compuesto por metano (CH₄), el cual procede tanto de la quema de este gas para producir energía, como de los escapes y filtraciones que se producen durante la explotación. En los proyectos de gas de esquisto, el escape de metano es superior en un 30% al de los proyectos de gas natural convencional (Ecoportal, 2013 citado por la Alianza Mexicana contra el fracking, 2013).

Existen otros estudios que muestran que la explotación del gas de esquisto tiene mayores impactos sobre el cambio climático que la explotación de gas natural proveniente de fuentes convencionales. De acuerdo con

9 El Potencial de Calentamiento Global define el efecto de calentamiento integrado a lo largo del tiempo que produce hoy una liberación instantánea de 1kg de un gas de efecto invernadero, en comparación con el causado por el CO₂. De esta forma, se pueden tener en cuenta los efectos radiativos de cada gas, así como sus diferentes periodos de permanencia en la atmósfera. (Green Facts, 2013).

esto, es probable que el gas de esquisto presente una amenaza climática aún mayor que el carbón y el petróleo. Hasta ahora existe poca evidencia de que el gas de esquisto esté substituyendo el uso del carbón; por lo que el impacto de ambos combustibles, utilizados en simultáneo, podría generar un impacto pernicioso con respecto al aumento de las temperaturas globales. La explotación del gas de esquisto podría suponer un incremento de tres a once partes por millón de volumen de CO₂ sobre los niveles previstos sin este tipo de gas. (Tyndall, 2011). Howarth y Santoro (2010) detallan que en un horizonte de 20 años, el impacto de gases de efecto invernadero ocasionado por el gas de esquisto podría ser por lo menos 20% mayor que el de la quema de carbón.

1.7.6 Otros impactos

Algunos de los impactos más severos de la extracción de gas shale son relacionados a la disponibilidad y contaminación del agua empleada para el proceso de fractura hidráulica. En promedio se requieren de 9 a 29 millones de litros para la fractura de un solo pozo (Lucena, 2013). Es decir; cuando hay un desarrollo generalizado de estos proyectos en una región determinada, se compite por el agua para otros usos poniendo en peligro el derecho humano al agua.

Una buena parte de los recursos prospectivos de gas shale se encuentran en el noreste de México, región que tiene fuerte escasez de agua, pese a que la fractura hidráulica demanda una gran cantidad de este recurso. Al respecto, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) sostiene que en algunos yacimientos es posible utilizar agua salina, no apta para consumo humano y reciclarla. (Chacón, 2013). Sin embargo, hasta ahora no se ha brindado mayor información sobre el tema. Vale la pena señalar en México el caso del estado de Coahuila, una de las regiones donde esta actividad se está realizando y la disponibilidad de agua es ya limitada debido a la baja precipitación que presenta esta entidad, se depende principalmente, de fuentes de agua subterráneas, muchas de ellas sobreexplotadas.

Rubén Moreira, gobernador de Coahuila, propuso construir diez mil pozos utilizando la técnica de fractura hidráulica para la extracción de gas de esquisto. También ha señalado que se generarán alrededor de 50 mil empleos, lo que permitirá que la economía de Coahuila “se impulse” (El siglo de Torreón, 2013). En 2011, fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación los estudios técnicos del acuífero Allende-Piedras Negras que coincide con la región identificada como rica en reservas de *gas shale*. Estos estudios recomiendan declarar una veda en la explotación de agua en la región debido a la creciente demanda de agua e incluso advierten que “de no establecer a corto plazo la veda en el acuífero, se puede incrementar la extracción de agua subterránea de manera descontrolada, generando efectos perjudiciales como desaparición de manantiales o disminución de su gasto, abatimiento de los niveles del agua subterránea, incremento de los costos del bombeo, etc.” En este sentido, la Alianza mexicana contra el fracking señala que de concretarse los ideales del gobernador, se requerirían entre 90 y 290 millones de metros cúbicos de agua en el transcurso de algunos años. Pese a la veda recomendada al acuífero Allende- Piedras Negras, la propuesta de decreto (Cofemer, expediente 04/0970/230413) establece solamente una “zona reglamentada”, lo que permitirá a la Comisión Nacional del Agua (Conagua) vigilar las concesiones y asignaciones, sin dejar de autorizar el uso de este volumen del acuífero para actividades de extracción de gas por fractura hidráulica.

1.8 Alternativas

1.8.1 Uso masivo de fuentes renovables de energía

A partir del último informe del IPCC (2007), las energías renovables han crecido en todo el mundo. Ahora hay 10 veces más paneles solares, 5 veces más concentración de energía solar térmica y 3 veces más energía eólica, de lo que había en 2007. Las energías renovables son competitivas frente a las energías convencionales en un número creciente de países de todo el mundo y los ciudadanos y las comunidades se están convirtiendo en los conductores de la revolución renovable con sus propias producciones descentralizadas de energía verdaderamente limpia. El reto para países como México, con un amplio historial petrolero, está en desarrollar los mecanismos que permitan abandonar paulatinamente la dependencia petrolera, pero al mismo tiempo solventar las demandas de energía crecientes. Algunas alternativas concretas para promover la transición energética, han sido propuestas por el Grupo de financiamiento para cambio climático en México y por la Red para la transición energética (2013).

- **Establecer metas ambiciosas** en generación y abastecimiento de energía. Esta ruta debe estar alineada con la meta establecida en la LAERFTE de generación máxima de electricidad a partir de combustibles fósiles del 65% para el 2024, 60% para el 2035 y 50% para el 2050.

- **Aprovechar el increíble potencial renovable que tiene el país.**

La energía solar y eólica pueden suplir gran parte de las necesidades energéticas en México. Diversos escenarios del sector académico y sociedad civil señalan que en el país es posible que más del 90 % de las necesidades eléctricas puedan ser alcanzadas mediante el aprovechamiento de las energías renovables hacia el año 2050, para el 2020 la proporción de la producción de electricidad renovable podría ser de poco más del 40% y alrededor del 70% para el 2030. Tecnologías ya probadas como la eólica y la solar han sido las primeras en demostrar su viabilidad; otras como la geotérmica, la termosolar de concentración y oceánica están emergiendo rápidamente. Si México aprovechara su potencial solar, bastaría una superficie de 625 km², en Sonora o Chihuahua, para generar toda la energía eléctrica que hoy requiere nuestro país. El potencial eólico aprovechable en México varía entre 5 mil y 50 mil MW, una evaluación realizada con imágenes satelitales en el Istmo de Tehuantepec arrojó un potencial de cerca de 10,000 MW. El potencial de generación de electricidad a través de plantas minihidráulicas se calcula en 3,250 MW. En México podrían existir más de 20 000 MW de capacidad instalada de energía geotérmica, sin embargo no se ha hecho inversión para su desarrollo. A lo largo de las costas del país existe un potencial para la generación de energía limpia de hasta 0.015 MW por metro cúbico. (SENER – GTZ, 2009).

- **Modernizar y extender la red de transmisión** a los sitios de mayor potencial en energía solar, eólica, geotérmica y mini hidráulica.

- **Crear incentivos fiscales y apoyos financieros.** Fomentar los mercados de productos y servicios relacionados, y premiar la eficiencia y la diversificación energéticas.
- **Reducir el número y complejidad** de los trámites necesarios para el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovable.
- Aumentar los recursos provenientes de la renta del petróleo para el **financiamiento del desarrollo de energías renovables** y de una mayor eficiencia energética.
- **Asegurar el pleno respeto a las comunidades indígenas en la implementación de proyectos eólicos.**

Respecto al impulso de la energía eólica en el país, los parques eólicos que se están desarrollando en el Istmo de Tehuantepec (Oaxaca, México) están generando consecuencias sociales y ambientales negativas que sobrepasan los posibles beneficios que éstos generan, al desconocer los derechos humanos de las comunidades campesinas e indígenas que habitan la zona (Zapotecos y Jijots). El conflicto social que se ha generado en la zona es grave y mientras no se solucione, representará un freno para las energías renovables en el país.

- **Destinar fondos suficientes para las energías renovables.**

Es relevante transparentar el uso de los recursos asignados al Fondo Sectorial de Sustentabilidad Energética CONACYT-SENER y al Fondo para la Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de Energía e incrementar los recursos a este último, al menos hasta devolver su bolsa original de 3000 millones de pesos anuales.

- **Focalización de subsidios**

Es sustancial focalizar los subsidios regresivos a los energéticos y establecer un impuesto al carbono para desalentar su uso excesivo.

Aplicar un impuesto al carbono al consumo de los combustibles de origen fósil, principalmente en el sector transporte dado su importante contribución a las emisiones de GEI.

- **Incorporar externalidades**

Es necesario internalizar en los costos de la generación de energía con fuentes fósiles los impactos a la salud y al medio ambiente (externalidades).

1.8.2 Medidas de eficiencia energética

Hacer uso racional e inteligente de la energía que se usa en el país. Más del 50% de la energía generada en México se pierde en el transporte de la misma hacia los sitios donde será aprovechada (ENE, 2013). Algunas otras medidas de eficiencia energética propuesta son:

- **Impulsar el uso de la energía solar** para el calentamiento de agua y la generación de vapor para su aprovechamiento en procesos industriales y/o para la generación de electricidad que ya tiene tasas de recuperación de la inversión muy aceptables.
- **Promover la cogeneración** en todo tipo de industrias y comercios, ya que utiliza tecnologías que pueden permitir aprovechar hasta el 90% de la energía primaria suministrada, reduciendo las emisiones de CO₂ y las pérdidas en la transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como proporcionar mayor autonomía y seguridad en la generación energética (Red por la transición energética, 2013).
- **Promover el uso de las lámparas compactas fluorescentes y a base de LED's.**
- Hacer cumplir la normatividad y los programas existentes en materia de **eficiencia energética en edificación.**
- **Establecer y cumplir metas anuales de eficiencia energética en edificios de la administración pública.**
- **Diseñar las envolventes térmicas de los edificios** y fomentar al usuario el uso de aparatos eléctricos de ahorro de energía, para hacer más viable la implementación de energías alternativas.
- **Promover y regular a nivel de códigos y reglamentos de construcción** el diseño y construcción de todo tipo de edificios con características que llevan a un alto aprovechamiento de la luz natural.

1.8.3 Alternativas al uso de plásticos

- Para la fabricación de plásticos y otros materiales, el petróleo puede ser reemplazado por carbohidratos vegetales. Investigadores como David Morris del Instituto para la autosuficiencia local ha documentado su potencial técnico y varios activistas ecologistas, defensores de la agricultura sustentable y la salud ambiental, formaron la Cooperativa de Biomateriales Sostenibles, la cual ha fijado criterios para asegurar que la transición de los materiales basados en el petróleo a los de origen vegetal promueva la salud del medio ambiente, la agricultura sustentable y la creación de nuevos empleos agrícolas, entre otro. (Sustainable biomaterials Collaborative, 2013).

1.8.4 Reducción en el consumo de combustibles para transporte

- En cuanto a reducir el uso del transporte, una medida importante es la promoción de modelos de ciudad más compacta, que haga rentable la implementación de sistemas de transporte colectivo y facilite a sus habitantes el uso de medios de transporte no motorizados como la bicicleta o incluso caminar para tener acceso a bienes y servicios. (PNUMA, 2011).
- **Creación y fortalecimiento de un Programa de movilidad urbana sustentable** enfocado en la construcción, ampliación y rehabilitación de infraestructura peatonal y de infraestructura ciclista en las ciudades.
- **Promover el desarrollo de proyectos de movilidad** urbana sustentable, pública y no motorizada. (Grupo de financiamiento para cambio climático, 2013).
- **Revisar la NOM-163** sobre emisiones de CO₂ y rendimientos de combustibles en vehículos automotores, para hacerla más estricta y acorde a estándares internacionales.
- **Acelerar la producción y distribución de diésel de ultra bajo azufre**, producto que, por norma, ya debería de estar disponible en todo el país.
- **Promulgar una Norma Oficial Mexicana de eficiencia energética para vehículos pesados.**

Referencias bibliográficas

- Alpert, M. (2008). *Fighting toxins in the home*. EUA: Scientific American.
- Barbosa, F. (2011). *Agotamiento de los campos petroleros gigantes y nuevo potencial de hidrocarburos en México*. México: UNAM-IIE.
- Barbosa, F. (2013). *Hallazgo de petróleo en lutitas afianza proyectos de shale gas/oil en México*: Artículo publicado en la revista PetroQuiMex. México: 2013.
- Barnés de Castro, F. (2013). *Situación y perspectivas del gas natural en México. Capítulo publicado en La reforma energética en México 2013. Pensando el futuro*. Coordinadores: Susana Chacón y Gerardo Gil Valdivia. Foro consultivo científico y tecnológico, Sección Mexicana Club Roma, Tecnológico de Monterrey.
- Chacón, et. al. (2013). *La reforma energética en México 2013: pensando el futuro*. México: Foro consultivo científico y tecnológico, Sección Mexicana Club Roma, Tecnológico de Monterrey.
- CNH. (2012). *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*. México: CNH.
- Estrada, J. (2013). *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*. México: Cooperación alemana y CEPAL.
- Estrada, J. (2013). *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*. México: Cooperación alemana y CEPAL.
- Galindo, L. (2009). *La economía del cambio climático en México*. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales-Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Galindo, M. y Catalán, H. (2008). *Estimación de los costos asociados a la instrumentación de medidas de control sobre mejora de eficiencia de combustible en autos nuevos y uso de biocombustible en el sector transporte en México*. México: Instituto Nacional de Ecología-Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gershenson, A. (2010). *El petróleo de México: La disputa del futuro*. México: Editorial Debate.
- Gibson, R. (2007). *Toxic baby bottles: scientific study finds leaching chemicals in clear baby bottles*. USA: Environment California, research and policy center.
- Ortuño, S. (2009). *El mundo del petróleo*. México: Fondo de cultura económica.
- Pemex. (2011). *Informe de responsabilidad social de Pemex 2011*. México: Pemex.
- Pinkus-Rendón, M y Contreras, A. (2012). *Impacto socioambiental de la industria petrolera en Tabasco: el caso de la Chontalpa* Liminar. México: Estudios Sociales y Humanísticos.Centro de Estudios Superiores de México y Centro América.
- Reforma Energética: Anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante*. Tomos I y II. (2011). Cornejo, Saraí: Compilación y coordinación.
- Wernersson, A. (2004). *Aquatic ecotoxicity due to oil pollution in the Ecuadorian Amazon*. Aquatic ecosistem health and management.

Referencias electrónicas

- Afecta salud de lugareños de Capoacan la refinería. *Agencia Imagen del Golfo*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.imagendelgolfo.com.mx/resumen.php?id=403038>
- Agencia Internacional de la Energía. (2012). *World Energy Outlook. Resumen Ejecutivo*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Spanish.pdf>
- Alertan sobre problema masivo de salud por exposición del coque al aire libre. *Plumas Verdes*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://plumaslibres.com.mx/2013/07/01/alertan-sobre-problema-masivo-de-salud-por-exposicion-del-coque-al-aire-libre/>
- Alianza mexicana contra el fracking. (2013). *Principales problemas identificados con la explotación de gas de esquisto por fractura hidráulica en México*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://nofrackingmexico.org/?page_id=122
- Amazon. (2007). *Aquatic Ecosystem Health & Management*. En: Bravo, E. (2007). Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://abiunsa.edu.pe/wp-content/uploads/2013/03/impactos_explotacion_petrolera.pdf
- Aprueba gobernador explotar gas shale. *El siglo de Torreón*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.elsiglodetorreon.com.mx/noticia/910954.aprueba-gobernador-explotar-gas-shale.html>
- Atlas, R. y Bartha, R. (2002). *Ecología Microbiana y Microbiología Ambiental*. España: Pearson Educación. En: Bravo, E. (2007). Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://abiunsa.edu.pe/wp-content/uploads/2013/03/impactos_explotacion_petrolera.pdf
- Bajo la lupa: La OPEP concede cinco años de vida al shale gas de EU. *La Jornada*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.jornada.unam.mx/2013/12/08/opinion/015o1pol>
- CNH. (2011), *La tecnología de exploración y producción en México y en el mundo: Situación Actual y Retos*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.cnh.gob.mx/_docs/DT2_Tecnologia.pdf
- CNH. (2012). *Reporte de derrames de petróleo crudo 2000- 2011*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.cnh.gob.mx/_docs/ReporteCrudoFugas/Reporte_Derrames_y_Fugas_2000-2011.pdf
- CNN Expansión. (2013). *Pemex subasta coque de petróleo*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.cnnexpansion.com/negocios/2013/03/21/pemex-subasta-coque-de-petroleo>.
- Colborn, T, et al. (2011), *Natural Gas Operations from a Public Health Perspective*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.endocrinedisruption.com/files/GasManuscriptPreprintforweb12-5-11.pdf>.
- Colonos de Minatitlán denuncian a Pemex por contaminación de coque *Veracruzanos Info*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.veracruzanos.info/colonos-de-minatitlan-denuncian-a-pemex-por-contaminacion-de-coque/>
- Cómo afecta a América Latina la búsqueda de independencia energética de E.E.U.U. *BBC*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: http://www.bbc.co.uk/mundo/noticias/2013/11/131113_internacional_eeuu_petroleo_importaciones_exportaciones_tsb.shtml

- Coque en Jáltipan no daña salud: diputada. *Agencia Imagen del Golfo*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.imagendelgolfo.com.mx/resumen.php?id=402156>.
- CTS. (2010). *El intercambio fácil, la ciudad próspera*. Entrevista con Eugene Towle. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.ctsmexico.org/node/264>
- Descarta empresa daños a salud y medio ambiente por depósito de coque en Jáltipan. *Veracruzanos Info*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.veracruzanos.info/descartan-danos-a-la-salud-y-al-medio-ambiente-por-manejo-de-coque-en-jaltipan/>
- Desechos plásticos inundan la Tierra. BBC. (2004). BBC Mundo. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: http://news.bbc.co.uk/hi/spanish/science/newsid_3692000/3692397.stm
- DOF. (2005). *Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005: Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://siscop.inecc.gob.mx/descargas/legislacion/052semarnat2006.pdf>
- Duche, G. (2013). *Asfixia en el supermercado*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.grain.org/es/article/entries/4651-asfixia-en-el-supermercado>
- Ecoportal. (2013). *Shale gas ante el cambio climático, ¿solución o agravante?* Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.ecoportal.net/Temas_Especiales/Cambio_Climatico/Shale_gas_ante_el_cambio_climatico_solucion_o_agravante.
- El coque "sí afecta nuestra salud", afirman en zona norte del Puerto. *La Jornada Veracruz*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: http://www.jornadaveracruz.com.mx/Nota.aspx?ID=130201_002209_803.
- El petróleo de esquisto cambiará el mercado energético. BBC. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: http://www.bbc.co.uk/mundo/noticias/2013/05/130514_eeuu_petroleo_aumento_produccion_jgc.shtml
- Energy Information Administration (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. EE. UU. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf?zscb=31930925>
- Engdahl, W. (2013), *The Fracked-up USA Shale Gas Bubble*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.globalresearch.ca/the-fracked-up-usa-shale-gas-bubble/5326504>
- Estrada, J. (2012), *Gas de lutita en México: Planes, potencial y regulación*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.canacintra.org.mx/comites_comisiones/energeticos/gas_lutita.pdf
- FAO. (2000). "The Energy and Agriculture Nexus". Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://tinyurl.com/2ubntj>
- Food & Water Watch. (2007). "Fossil Fuels and Greenhouse Gas Emission from Industrial Agriculture". Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.foodandwaterwatch.org/food/factoryfarms/dairy-and-meat-factories/climate-change/greenhouse-gas-industrial-agriculture>
- Food & Water Watch. (2012), *Fracking: the new Global Water Crisis*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.foodandwaterwatch.org/reports/fracking-the-new-global-water-crisis-europe/>

- Gasolina absorbe 3.4% de ingreso por persona: diputados. *El Universal*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.eluniversal.com.mx/nacion-mexico/2013/mexico-consume-mas-gasolina-que-china-diputados-933930.html>
- Greenfacts. (2013). *Potencial de calentamiento global*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.greenfacts.org/es/glosario/pqrs/potencial-calentamiento-global.htm>
- Greenpeace España. (2013). *¿Qué dice el informe del IPCC?*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/image/Banner/Qu%C3%A9%20dice%20el%20IPCC.pdf>
- INE. (2009). *Guía metodológica para la estimación de emisiones vehiculares en ciudades mexicanas*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www2.ine.gob.mx/publicaciones/consultaPublicacion.html?id_pub=618.
- INECC. (2010). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/inf_inegei_public_2010.pdf
- IPCC. (2007). Panel Intergubernamental de Cambio Climático: *Reporte de 2007*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/syr/en/spms2.html
- Laube, A. (2012), *iChale con el gas Shale! Informe sobre el impacto ambiental y socioeconómico del gas shale*, México. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.greenpeace.org/mexico/Global/mexico/report/2012/GAS%20SHEL%20K%2030%20julio%20alta.pdf>.
- Medina, S. (2012). *Importancia de reducción del uso del automóvil en México*. Instituto de Políticas para el Transporte y Desarrollo (ITDP). México: Embajada Británica en México. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://mexico.itdp.org/wp-content/uploads/Importancia-de-reduccion-de-uso-del-auto.pdf>
- Mercurio envenena a Coatzacoalcos y Minatitlán. *Agencia Imagen del Golfo*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.imagendelgolfo.com.mx/resumen.php?id=362836>
- Nuestro México. Estados, Municipios y Localidades de Todo México. (2012). *Capoacan, Veracruz de Ignacio de la Llave*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.en.nuestro-mexico.com/Veracruz-de-Ignacio-de-la-Llave/Minatitlan/Capoacan/>
- OCDE, (2013). *Getting it right: una agenda estratégica para las reformas en México*. México. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://books.google.com.mx/books?id=CiAljfv0mawC&dq=68%25+vulnerabilidad+cambio+clim%C3%A1tico+PECC&hl=es&source=gbs_navlinks_s
- Observatorio petrolero sur (2013). EE.UU: Cuatro ciudades aprueban moratorias contra el fracking. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.opsur.org.ar/blog/2013/11/11/eeuu-cuatro-ciudades-aprueban-moratorias-contra-el-fracking/>
- Oil Watch. (2005). *Impacto ambiental de la explotación petrolera en América Latina*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.biodiversidadla.org/Objetos_Relacionados/file_folder/archivos_word_2/IMPACTO_AMBIENTAL_DE_LA_EXPLORACION_PETROLERA_EN_AMERICA_LATINA
- ONU, (2013). Informe: *Energy-Smart Food for People and Climate*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.fao.org/docrep/014/i2454e/i2454e00.pdf>

- OSHA, (2010). *Seguridad y concienciación de salud para trabajadores de limpieza de derrames de petróleo*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <https://www.osha.gov/Publications/spanish-oil-spill.pdf>
- Pemex. (2011). *Las reservas de hidrocarburos en México*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.pemex.com/informes/pdfs/reservas_hidrocarburos_2011.pdf
- Pemex. (2013). Presentación a inversionistas. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2013/09/Presentainvresionistas.pdf>
- Pemex Exploración y Producción (2012). *Aceite y gas en lutitas. Avances en la evaluación de su potencial en México*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://sociedadgeologica.org.mx/pdfs/Gas%20en%20lutitas_SGM.pdf
- Pemex y empresa española, una amenaza para zona arqueológica de Veracruz. *Proceso*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.proceso.com.mx/?p=349083>
- Pemex: resultados de actividades en shale gas 2010:2012. *Contralinea*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2012/11/25/pemex-resultados-de-actividades-en-shale-gas-2010-2012/>
- Pirker, K. et al. (2011). *El acceso a la información para la contraloría social. El caso de las donaciones y donativos de Pemex a Tabasco*. México: FUNDAR, Centro de análisis e información. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://aestomas.org/wpcontent/uploads/2008/07/contralosocialpex.pdf>
- Portal rtve.es lab. (2013). *Fracking: la fiebre del gas*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://lab.rtve.es/fracking/>
- Red por la transición energética. (2013). *Por una mejor y más sustentable reforma energética*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.inteligenciapublica.com/redes/red-por-la-transicion-energetica/>
- Revista Biodiversidad, Sustento y Culturas. (2010). Compendio crisis climática. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.grain.org/es/article/categories/218-compendio-crisis-climatica>
- Sathiakumar N. Et al. (1995). *A case-control study of leukemia among petroleum workers. Journal of Occupational and Environmental Medicine*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.researchgate.net/publication/14604047_A_case-control_study_of_leukemia_among_petroleum_workers
- Salud sin daño (2013). *Ftalatos*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.noharm.org/salud_sin_danio/temas/toxicos/pvc_ftalatos/ftalatos.php
- Salud sin daño (2013). *PVC, Ftalatos y Dioxinas*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.noharm.org/salud_sin_danio/temas/toxicos/pvc_ftalatos/
- Sedema. (2012). *Programa de Ordenamiento Ecológico de la Cuenca Baja del Rio de Coatzacoalcos*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.semarnat.gob.mx/temas/ordenamientoecologico/Documents/documentos%20decretados/actualizacion_2012/modelo%20de%20cuenca%20baja%20del%20rio%20coatzacoalcos.pdf
- Sellers. (2013). *Las consecuencias ambientales de privatizar el petróleo mexicano*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://redaccion.nexos.com.mx/?p=5589>
- Sener. (2011), *Shale gas, llave del futuro económico y energético de México*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2073>.

- Sener. (2012). *Balance Nacional de Energía 2011*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf
- Sener. (2012). *Prospectiva de petróleo crudo 2012-2026*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PPCI_2012_2026.pdf
- Sener (2012). ¿Qué es el Shale gas/oil y cuál es su importancia?
Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.energia.gob.mx/webSener/shale/shale_sp.html
- Sener. (2013). *Estrategia Nacional de Energía 2013-2027*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf
- Sener-GTZ. (2009). *Energías renovables para el desarrollo sustentable en México*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de http://www.sener.gob.mx/res/0/ER_para_Desarrollo_Sustentable_Mx_2009.pdf
- Subasta Pemex coque de petróleo de refinería "Lázaro Cárdenas". *Veracruzanos Info*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013, de: <http://www.veracruzanos.info/subasta-pemex-coque-de-petroleo-de-refineria-lazaro-cardenas/>.
- Tyndall Center. (2011), *Gas de pizarra: una evaluación provisional de su impacto en el medio ambiente y el cambio climático*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://fracturahidraulicano.files.wordpress.com/2011/07/resumen-ejecutivo-tyndall-centre.pdf>.
- Wright et al. (2012), *Groundwater-Quality and Quality-Control Data for Two Monitoring Wells near Pavillion, Wyoming*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://pubs.usgs.gov/ds/718/>
- Yang, C. Et. al. (1991). *Incidence survey of leukemia in China*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de Chinese Academy of Medical Sciences. <http://europepmc.org/abstract/MED/1804379/reload=0;jsessionid=bGT9KxpLwByizuFimOzD.0>
- Yarto, M. (2001). *La contaminación por mercurio en México*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/438/cap2.html>
- Zurich. (2011), *Balancing the opportunities and risks of shale gas exploration*. Recuperado el 20 de diciembre de 2013 de <http://www.zurichna.com/internet/zna/SiteCollectionDocuments/en/media/Zurich-Shale-Gas-Drilling-Whitepaper.pdf>