



XIV JORNADAS DE ECONOMÍA CRÍTICA

Perspectivas económicas alternativas

Valladolid, 4 y 5 de septiembre de 2014

*Fractura hidráulica: un
abordaje no convencional para
una extracción muy ortodoxa
Vaca Muerta (Neuquén,
Argentina) en perspectiva de
economía ecológica.*

Sandra Bettina Ferrante, Adriana
Giuliani y Esther Velázquez

Universidad Pablo de Olavide y Universidad Nacional del
Comahue (Argentina).

FRACTURA HIDRÁULICA: UN ABORDAJE NO CONVENCIONAL PARA UNA EXTRACCIÓN MUY ORTODOXA. VACA MUERTA (NEUQUÉN, ARGENTINA) EN PERSPECTIVA DE ECONOMÍA ECOLÓGICA

Ferrante (*), Sandra Bettina, Giuliani (**), Adriana y Velázquez, Esther (*)¹

Resumen

La extracción de hidrocarburos no convencionales (HCNC) mediante fractura hidráulica, se expande en un contexto de crisis multidimensional global. Desde el punto de vista ortodoxo, el *fracking* resulta viable en función de la rentabilidad monetaria y facilitaría contar con más energía para sostener el crecimiento económico. Sin embargo, promoviendo su expansión, no sólo se posterga la resolución de los problemas asociados con la dependencia respecto de los combustibles fósiles, sino que éstos podrían amplificarse. Ante la situación mencionada cabe considerar análisis alternativos para estudiar la extracción de HCNC. En este caso, se parte del marco de la economía ecológica, para estudiar la problemática asociada con la fractura hidráulica en la provincia de Neuquén (Argentina). Para cumplir con ese objetivo, i) se analiza el contexto de la explotación de hidrocarburos a escala provincial y nacional y ii) se estudian los principales flujos biofísicos, focalizando en el binomio agua y energía. Este trabajo es parte de una investigación en curso e implica un avance en el abordaje de la problemática del *fracking* desde una perspectiva transdisciplinar, capaz de trascender el reduccionismo monetario.

Palabras clave: fractura hidráulica, binomio agua-energía, Vaca Muerta

¹ (*) Universidad Pablo de Olavide (España), (**) Universidad Nacional del Comahue (Argentina).

1- Introducción

La extracción de hidrocarburos no convencionales (HCNC) mediante fractura hidráulica, se expande en un contexto de crisis multidimensional global. Un aspecto central del contexto mencionado, corresponde a la llamada “tercera crisis del petróleo” y las restricciones al crecimiento económico continuo que supondría un declive generalizado en el suministro energético (Durán, 2008, 40). En ese marco, los combustibles fósiles no convencionales, lejos de resolver los problemas asociados con la extrema dependencia de fuentes energéticas no renovables, se presentan como una oportunidad para postergarlos o incluso como alternativa de transición hacia energías “limpias” o renovables (Stephenson, Shaw, 2011).

Para la economía ortodoxa, el *fracking* resulta viable no sólo por los desarrollos tecnológicos que supondría sino principalmente en función de su rentabilidad monetaria (Friedmann, 2013). Al mismo tiempo, los HCNC facilitarían disponer de más energía para sostener el crecimiento económico (con independencia de los fines de acumulación o redistribución). En diferentes países del mundo, su extracción se promueve como promesa para alcanzar autoabastecimiento energético y trascender eventuales déficit en la balanza comercial relacionados con la importación de hidrocarburos.

En relación con la rentabilidad monetaria, cabe mencionar dos aspectos. Por un lado que tanto los precios de la energía como los aumentos recientes y su volatilidad, resultan de la especulación y la financiarización económica (Conferencia para las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo [CNUCD], 2013). Por otro, recordar que la extracción de hidrocarburos ha tenido y tiene costos muy altos, que lejos de internalizarse (tal como propone la economía ambiental y neoclásica), “han sido socializados o directamente transferidos hacia los grupos más débiles o a la sociedad en su conjunto” (Falconi, 2013, 88). Ambos aspectos admiten cuestionar ¿qué quedaría de la alta rentabilidad sin eventuales burbujas financieras ni externalización de costos ambientales y sociales (Kapp, 1950)?

Como se menciona en párrafos anteriores, ante la crisis energética y los análisis que pronostican un cercano *peak oil* (Hubbert, 1956 en Bretcha, 2013), la extracción de HCNC permitiría alejar los fantasmas del agotamiento del petróleo y de la finitud de los recursos terrestres. En efecto, desde organismos como el Fondo Monetario Internacional, se habla de “la revolución no convencional” (Helbling, 2013). Tal revolución energética, no sólo estaría en marcha en EEUU, también podría incluir a países como Argentina, cuyos yacimientos no convencionales se ubican entre los primeros a nivel mundial (IEA, 2011).

En Argentina, la matriz energética es altamente dependiente de combustibles fósiles lo cuál ha contribuido en generar, especialmente en años recientes, un déficit creciente en balanza comercial (Giuliani, 2013). En función de ello, la extracción de HCNC es presentada como solución a la problemática mencionada y promesa de tránsito hacia el autoabastecimiento energético. Un aspecto que no suele estar presente en tales propuestas de solución es que si bien los flujos monetarios podrían ser útiles para cubrir el déficit de balanza comercial,

no necesariamente lo son para sustituir flujos biofísicos, como los que corresponden con la matriz energética de la economía. Esa incapacidad para dar visibilidad y procesar información más allá de lo crematística, caracteriza el enfoque de la economía neoclásica. A su vez, tal reduccionismo, muestra que esa perspectiva resulta incapaz, no sólo para atender la complejidad de la actual crisis, sino para evaluar en forma sistémica las consecuencias que en relación con ella tendrían la expansión de actividades como el *fracking*.

De lo anterior se desprende la pertinencia de considerar análisis alternativos para estudiar la extracción de HCNC. En este trabajo, se parte del marco de la economía ecológica y se estudia la problemática asociada con la fractura hidráulica en la provincia de Neuquén (Argentina). Para cumplir con ese objetivo, se analizan: i) el contexto de la explotación de hidrocarburos a escala provincial y nacional y ii) los principales flujos biofísicos, focalizando en el binomio agua y energía. La elección de Neuquén para el estudio de caso se fundamenta en los siguientes aspectos: a) allí se localizan las formaciones geológicas Vaca Muerta y Los Molles, de gran relevancia en términos de la magnitud de los yacimientos de HCNC, b) en esa provincia, el sector extractivo ocupa un lugar central, en términos de producto bruto geográfico (Giuliani, 2013), c) podría tratarse de la primera explotación, luego de las estadounidenses, donde se extienda masivamente la extracción de gas de lutitas o *shale gas*².

Luego de esta introducción el trabajo consta de cinco secciones más. En la primera de ellas, se presentan breves referencias sobre los HCNC y la fracturación hidráulica. La siguiente sección incluye referencias conceptuales y metodológicas que corresponden con el abordaje desde el enfoque de la economía ecológica. Luego, se presenta el análisis del contexto nacional y provincial en torno al fracking en Neuquén. A continuación, se estudian los principales flujos biofísicos, focalizando en el binomio agua-energía según sus características en el contexto mencionado. Finalmente, se presentan las reflexiones generales que se desprenden del presente trabajo.

2- Los HCNC y la fractura hidráulica

En los párrafos que siguen se explicita brevemente a qué se refiere el conjunto heterogéneo de HCNC, para luego indicar cuáles de ellos son susceptibles de ser extraídos mediante la fracturación hidráulica. Responder claramente estos interrogantes es de utilidad para posteriormente definir el sistema socioecológico a estudiar. Además proporciona elementos clave para analizar los diferentes materiales que actualmente comienzan a proliferar sobre esta temática. Qué se nombra y qué se invisibiliza, o no, es una cuestión política (que también atraviesa el fracking) y conlleva consecuencias sobre los resultados de las investigaciones y las recomendaciones que, eventualmente, derivan de ellos. La polémica sobre las consecuencias de la fractura hidráulica, incluye en parte, estrategias sistemáticas de ocultamiento de información y tergiversación de la realidad. Tal es así que en algunas controversias actuales hay quien sos-

² Este gas ha pasado del 2 al 40% de la “producción” en EEUU y uno de los yacimientos más productivos allí, el de Haynesville, se suele comparar al de Vaca Muerta.

tiene que “la solución depende de a qué definición de ‘fractura hidráulica’ de-seemos³ acogernos” (Mooney, 2011, 84,).

2.1 ¿Qué se entiende por HCNC?

Cuando se considera la condición de “no convencional” en relación con el petróleo y el gas natural, es importante distinguir dos aspectos interrelacionados. El primero refiere que la localización física de los hidrocarburos (HC) es menos accesible que la habitual para yacimientos convencionales (aquellos explotados mayoritariamente hasta el presente). Esta menor accesibilidad puede denotar: mayor profundidad terrestre u oceánica, zonas lejanas de los centros urbanos o industriales (como el ártico), ubicación en rocas menos permeables o porosas. Adicionalmente el petróleo no convencional incluye diferencias en composición derivadas de las proporciones de las diferentes fracciones, sus pesos específicos, presencia de compuestos sulfurados, etc. (Portero, 2012). Para el gas NC, en cambio, la mezcla gaseosa es menos variable.

Tanto la localización física como las diferencias en composición, inciden directamente en dos características adicionales a considerar: el rendimiento energético de los HCNC es muy inferior al de los convencionales (Gupta, Hall, 2011) y el impacto territorial, es muy superior (Fernández Durán, 2008; Jackson et al, 2013, Howarth, Santoro, Ingraffea, 2011). Además de los distintos tipos de contaminación asociados con la extracción de HCNC, la ocupación territorial que implican es muy superior a la “convencional”. Aunque las superficies varían, en el estado de Nueva York, el tamaño medio de las plataformas alcanza las 2 hectáreas y cada una de ellas suele contar con entre 6 y 8 pozos que se perforan sucesivamente (Ramos, 2012).

Para el caso de la provincia de Neuquén, los reservorios no convencionales “son formaciones de baja a muy baja permeabilidad, tales como areniscas compactas, carbonatos, carbón, arcilla (*shale*) u otras litologías que producen gas y/o petróleo” y que se asocian con pozos o perforaciones tanto verticales como horizontales, dónde la estimulación hidráulica tiene por objeto “mejorar la permeabilidad y transmisibilidad de los fluidos” (Decreto 1483/12, Anexo XVI, página 5).

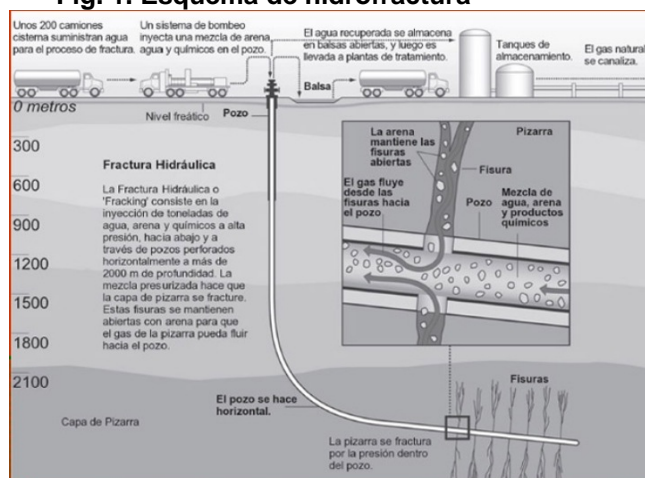
2.2 La fractura hidráulica

La fractura hidráulica o *fracking* integra un conjunto de técnicas empleadas con el objetivo de extraer HCNC, tanto petróleo como gas (Manuel, 2010). Ese conjunto de técnicas incluyen: perforación vertical (desde la superficie terrestre hasta unos 2 ó 3 kms. de profundidad) y horizontal (perpendicular a la anterior con una extensión de varios cientos de metros), empleo de cantidades de agua alrededor de dos órdenes de magnitud superiores a las de los hidrocarburos convencionales (Howarth, Ingraffea, Engelder, 2011). Aunque se trata de una actividad conocida desde hace décadas, su expansión es reciente y exponencial. Actualmente en EEUU se explotan más de 35.000 pozos por año (Schmidt, 2011). En la cuenca neuquina (Argentina), se prevé la perforación y

³ El subrayado no aparece en el original.

fractura de unos 2500 nuevos pozos en los próximos cinco años (Decreto 1483/12).

Fig. 1. Esquema de hidrofractura



Fuente: Propublica (<http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national>)

Una característica del *fracking* es la utilización de mayores cantidades de agua que las que involucra la extracción convencional de hidrocarburos. El agua se utiliza tanto para lubricar las perforaciones como para “estimular” los pozos y crear fracturas en las rocas que contienen los HC. Las perforaciones no convencionales suelen incluir una componente horizontal que se suma a la excavación vertical (Ramos, 2012). En las perforaciones habituales, el agua se utiliza junto con lodos que ayudan a enfriar motores, facilitan el uso de herramientas de navegación y proporcionan estabilidad al pozo (Ramos, 2012). En cambio, para la fracturación el agua se mezcla con productos químicos y arena. Según datos de EEUU, se emplean hasta 225.000 litros de aditivos de síntesis por cada pozo explotado (Money, 2012). La lista de aditivos es amplia (algunas investigaciones reportan más de 700 productos que obviamente no se emplean simultáneamente); se emplean para disolver minerales, mantener la viscosidad del fluido, prevenir la corrosión de los equipos, minimizar la fricción, etc. (Rahm *et al* 2013).

Tanto las cantidades como las calidades de la mezcla de fracturación dependen de las características del sistema extractivo. De igual manera, es variable la proporción de fluido que retorna a la superficie (entre un 10 y un 85%) y las cantidades que se desechan o reutilizan en el proceso. Luego de la fractura, el fluido puede incluir sustancias adicionales incorporadas durante el proceso, entre ellas elementos radioactivos o metano (Wood *et al*, 2011).

3- Enfocando desde la economía ecológica

En esta sección se presentan, breve y esquemáticamente, algunas limitaciones del enfoque neoclásico para abordar la problemática de la extracción de HCNC. Luego de ello se indican cuáles son los elementos conceptuales y metodológicos que se propone integrar en el abordaje de la economía ecológica.

Las principales limitaciones del enfoque económico ortodoxo para abordar la problemática del *fracking* se pueden sintetizar en las siguientes cuestiones: a) el objeto de estudio (sistema económico) se considera aislado y reducido a la cuantificación monetaria, b) la modelización de los procesos económicos es inadecuada (características como reversibilidad, sustitución de factores, infinitud de recursos y sumideros, etc., no se ajustan a la realidad empírica), c) la invisibilización de los conflictos socio-ambientales (o el supuesto de que pueden resolverse sólo con redistribución monetaria) y d) el determinismo tecnológico (Capra, 1992) asociado con la idea de lo ineludible del crecimiento sostenido.

Si se considera que el sistema económico se encuentra aislado de la biosfera, se evade el análisis del deterioro del entorno biofísico o se lo supone excepcional, antes que inherente al funcionamiento de la economía (Naredo, 2006). La excepcionalidad en los daños se recoge eventualmente desde la economía ambiental y la valoración monetaria de las externalidades. En cambio, desde la economía ecológica, se sostiene que las valoraciones deben realizarse con metodologías multicriterio ya que no es posible medir todos los daños y beneficios con la única medida que proporciona la moneda.

Adicionalmente, al contemplar sólo la valoración monetaria, la consideración de eficiencia queda sujeta y reducida a la rentabilidad. Lo cuál oculta dos aspectos fundamentales en el análisis de la extracción de HCNC. Por un lado, la posibilidad de que se estuviera inflando una burbuja energética (Carbonell, 2013; Urresti, Marcillesi, 2012). Por otro, el declive en la eficiencia energética o “ganancia” neta de energía de la extracción no convencional (Gupta, Hall, 2011). Esa pérdida de eficiencia en la obtención de energía podría ser una de las causas para los actuales problemas económicos (Hall, 2011).

En relación con la modelización, la propuesta de la economía ecológica es analizar el sistema socio-ecológico (partiendo de los desarrollos de Berkes y Folke, 1998) y analizar el sistema económico como un subsistema de la biosfera (Ramos, 2011). Ello permite focalizar en los aspectos materiales de la economía (la base biofísica y el metabolismo socio-ecológico) y hacer visibles los conflictos ecológicos distributivos y los diferentes lenguajes de valoración (Martínez-Alier, 2005). En esa dirección, la consideración de que la tecnología es una respuesta entre otras tantas, se asocia con las reflexiones enmarcadas en la crítica post-normal a la ciencia, particularmente cuando hay incertidumbre, confrontación de valores, mucho en juego y urgencia en las decisiones (Funtowicz y Ravetz 1991).

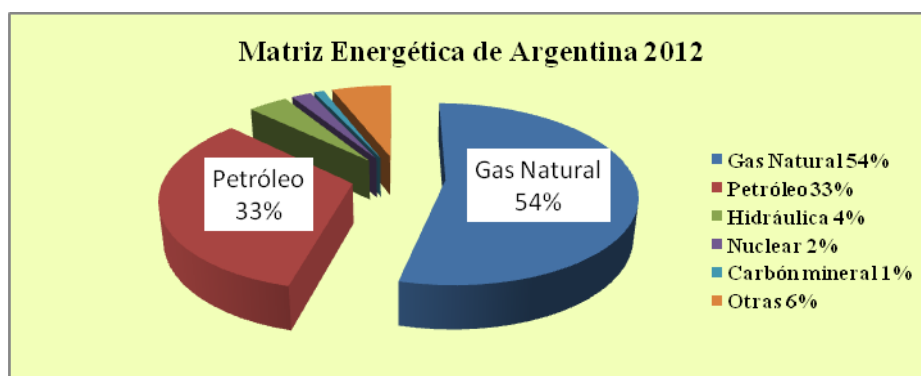
En contraste con la economía convencional, los desarrollos de economía ecológica consideran formas alternativas de comprender la realidad desde el ámbito científico. Lo que distingue el campo transdisciplinar de la economía ecológica son sus fundamentos, que en forma resumida incluyen: i) comprensión del sistema económico en términos abiertos y en función de su inserción en la biosfera, ii) enfoque eco-integrador y análisis sistémico -coevolutivo, iii) estudio de dimensiones físicas a través de variables cualitativas y cuantitativas,

iv) integración de los desarrollos conceptuales con la ecología política⁴. Desde ese enfoque, complejo y en construcción, un aspecto central del análisis de los procesos económicos es la consideración de los flujos de energía y materia (Ramos, 2003). En este trabajo, reflejando el estado de la investigación en curso, se presenta un estudio preliminar sobre ambos. Previo a ello se contextualiza la extracción de energía fósil, mediante referencias a escala nacional y provincial.

4. La explotación de hidrocarburos en Argentina

En Argentina, los hidrocarburos son los principales generadores de energía, con una incidencia altamente significativa en la oferta interna, cercana al 90%, como puede observarse en el siguiente gráfico que representa la matriz energética correspondiente al año 2012.

Gráfico 1

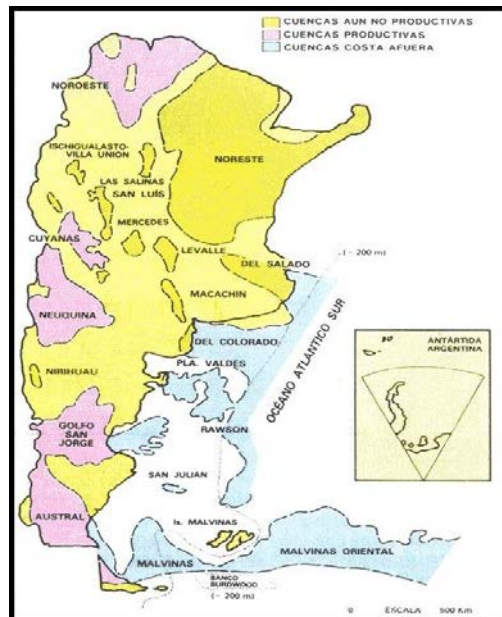


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

De allí que la explotación de HC constituye un eje central en la política energética nacional, convirtiendo al petróleo y al gas en recursos estratégicos cuyo manejo ha de ser prioritario, teniendo en cuenta además su futuro agotamiento. Se han identificado 19 cuencas sedimentarias en el país, 5 de las cuales se encuentran en producción en la plataforma continental: Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana, Noroeste y Austral (Mapa N° 1).

Mapa N° 1: Cuencas sedimentarias de Argentina

⁴ Principios básicos de la economía ecológica según la Asociación de Economía Ecológica en España (acceso a través de <http://www.ecoeco.es/principios-de-la-ee/> en junio de 2012).



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Hasta 1989 la explotación estuvo caracterizada por la presencia estatal a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Gas del Estado, empresas encargadas de materializar las políticas de Estado diseñadas para el sector. Al ser el autoabastecimiento uno de los objetivos específicos, en algunos períodos estuvo prohibida la exportación de crudo sin elaboración y se incentivó la exploración. La definición de los precios respondía a lineamientos generales, como puede observarse en el caso del gas, cuyos valores en este período estuvieron vinculados a las necesidades del proceso de industrialización.

También la reducción de las tarifas residenciales y la consecuente expansión del uso del gas natural estuvieron relacionadas con la ampliación del horizonte de reservas gasíferas tras la apertura de Loma de la Lata, en la cuenca Neuquina, en 1977.

Al asumir Carlos Menem la presidencia de la Nación en 1989, se instrumentó el cuerpo normativo que configuró la desregulación del sector energético, enmarcado en un profundo programa neoliberal. En particular, los decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89 explícitamente reflejaban la decisión de alejar al Estado de las decisiones inherentes a la actividad, a la vez que se concedió la libre disponibilidad de los volúmenes extraídos a las empresas concesionarias, admitiendo su comercialización tanto en el mercado interno como en el externo sin restricciones, con la posibilidad de disponer hasta el 70% de las divisas obtenidas en el comercio internacional. Paralelamente, se desreguló la instalación de refinерías y bocas de expendio, se liberaron los precios de todos los productos y se redujo el rol del Estado a tareas de fiscalización y control. En este contexto, se licitaron las áreas operadas por YPF, argumentando baja efectividad: las marginales por un plazo de 20 años y las centrales por 25 años, con la opción en ambos casos de prorrogar por 10 años más, que quedaron en manos de empresas concesionarias.

El proceso de privatización de YPF comenzó con su reestructuración en Sociedad Anónima mixta, a partir del Decreto 2778/90, ratificado por la Ley 24.145 de Federalización de Hidrocarburos, sancionada en 1992. Durante la presidencia de José Estensoro (1990-1995), designado por el Poder Ejecutivo, se ven-

dieron refinerías, equipos, otros activos considerados “no estratégicos” y se redujo drásticamente la plantilla de personal, ocasionando delicadas situaciones sociales en las regiones en las que la empresa tenía gran influencia. A través de diversas modalidades como retiros voluntarios, jubilaciones anticipadas y despidos propiamente dichos, entre 1989 y 1994 se produjo la desvinculación de 31.207 trabajadores (de 37.046 a 5.839). En la provincia de Neuquén, la denominada “comarca petrolera” conformada por las localidades de Cutral C6 y Plaza Huincul fue especialmente afectada: de acuerdo a la Encuesta Permanente de Hogares de octubre de 1996, entre estas dos ciudades había 7.900 desocupados (el 35,7% de la Población Econ6micamente Activa) y 23.500 personas vivían debajo de la línea de pobreza.⁵

A lo largo de la década de 1990 el Estado se fue deshaciendo de las acciones hasta que en 1999 el grupo español Repsol adquirió el 98,23% del capital social, lo que le valió la posibilidad de asumir el control total de la compañía. Con la venta de Gas del Estado que había tenido lugar en 1992, la explotación de HC, recursos estratégicos para el país, pasó a regirse por la lógica de maximización de ganancias propia de inversores privados.

A partir de 2003, durante las respectivas presidencias de Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández de Kirchner (continúa actualmente en funciones desde 2007) se pusieron en práctica disposiciones que incidieron en el funcionamiento del sector, aunque no produjeron modificaciones de fondo. Entre ellas, se destacan las retenciones a las exportaciones, cuyo actual sistema de cálculo fue establecido por la Resolución 394 de 2007; además del fin recaudatorio, el espíritu del gravamen es la separación del precio interno del internacional y la posibilidad de captación de una mayor porción de la renta por parte del Estado Nacional.

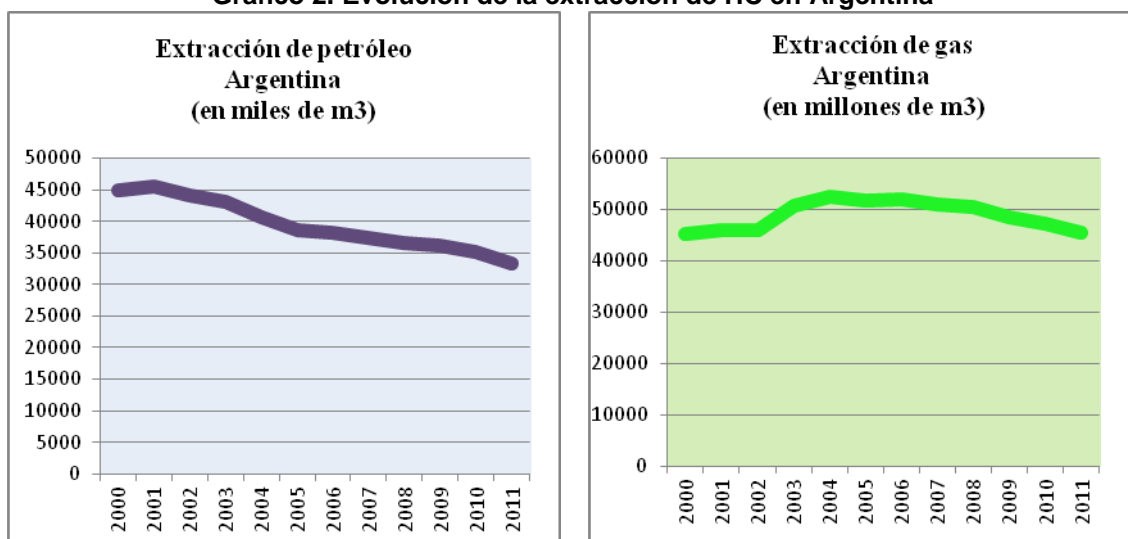
En 2006 se sancionó la Ley 26.197, denominada “Ley Corta” porque sólo reformó el artículo 1º de la Ley madre del sector, la 17.319/67, a fin de reglamentar la provincialización de los recursos del subsuelo dispuesta por la reforma constitucional de 1994. Otorgó a las provincias la potestad para actuar independientemente del poder central y de otros estados provinciales, circunstancia que fue determinante en la negociación de las prórrogas de los contratos de concesiones, al prevalecer los ahogos fiscales u otros condicionamientos. Entre ellas, la extensión en 2007 de la concesión de Cerro Dragón a Pan American, en la Cuenca del Golfo San Jorge, que es el yacimiento más importante del país en términos de petróleo. En la Cuenca Neuquina, durante 2008 y 2009 también se prorrogaron los contratos a las operadoras en el marco de la Ley provincial 2615, que fue aprobada para el caso de YPF y luego se aplicó al resto de los acuerdos. Las concesiones fueron renovadas con gran anticipación, teniendo en cuenta que vencían en 2016 – 2017.

La creación de Enarsa (Empresa de Energía Argentina S.A.) en 2004, bajo la figura de sociedad anónima con participación mayoritaria del Estado Nacional no logró los objetivos anunciados originalmente, como tampoco el accionar de organismos provinciales significaron un mejor posicionamiento estatal. El ingre-

⁵ En los primeros años luego de la privatización, muchos de los “ex ypefeanos” se convirtieron en cuenta-propistas incursionando en diversos rubros; al poco tiempo las experiencias fueron fracasando y las verdaderas consecuencias salieron a la luz; las recordadas “puebladas” de 1996-1997 fueron el reflejo de la decisión oficial de desprenderse de la empresa estatal.

so a la compañía del Grupo Petersen a partir de 2007 no cumplió con las expectativas del Poder Ejecutivo Nacional, que propició las negociaciones. En definitiva, el abanico de instrumentos implementados en esta etapa no generó un verdadero cambio de rumbo en materia energética. El resultado fue la sobre-explotación de los yacimientos, declinación de la extracción, disminución de las inversiones en exploración y pérdida de reservas, como se observa en los gráficos siguientes:

Gráfico 2. Evolución de la extracción de HC en Argentina

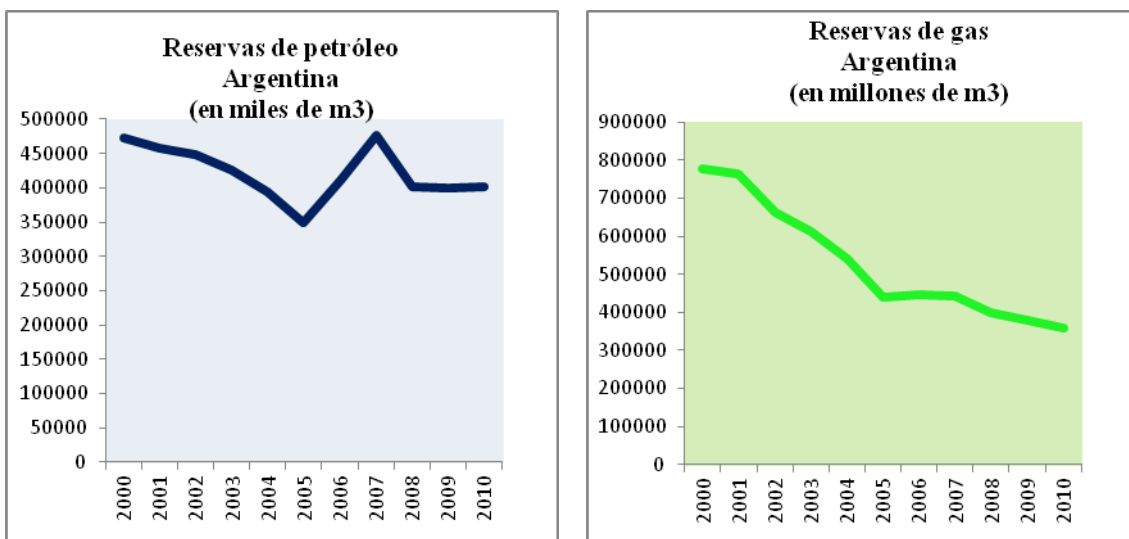


Fuente: Secretaría de Energía de Nación

La creciente demanda de una economía con altos índices de crecimiento⁶ desembocó en la necesidad de importación de combustibles, que en 2011 alcanzó un valor superior a los 9.300 millones de dólares, provocando una inédita situación de déficit en el saldo comercial de tales bienes. Esta circunstancia derivó en la decisión de expropiar el 51% de las acciones de YPF, que pasaron a ser compartidas por el Estado Nacional y las provincias productoras, nucleadas en la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI).

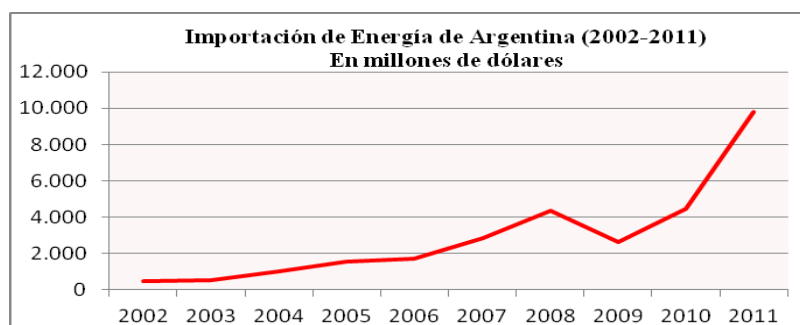
Gráfico 3. Evolución de las reservas de HC en Argentina

⁶ Luego de la crisis del denominado modelo de “convertibilidad” en el año 2001, con la fuerte devaluación y declaración del “default” de la deuda pública, se da un período de fuerte crecimiento del Producto Bruto de Argentina. El período 2003-2010 se caracteriza por tasas de crecimiento en torno al 9% anual, salvo en el año 2009 debido a las consecuencias de la crisis internacional (López - Sevilla, 2010).



Fuente: Secretaría de Energía de Nación

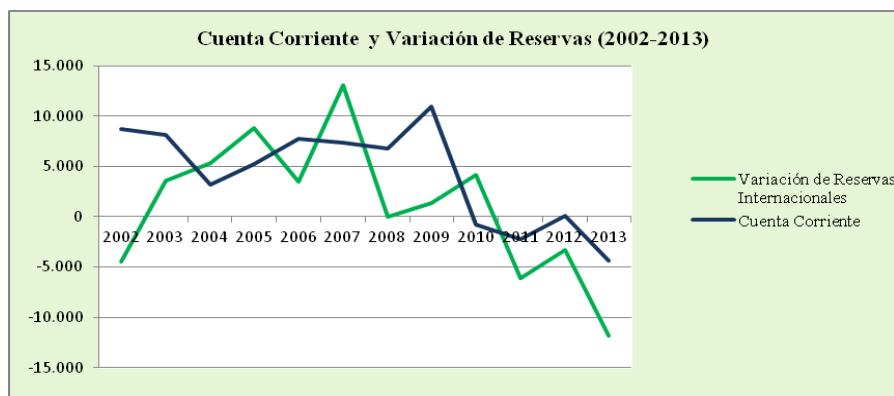
Gráfico 4. Evolución de la importación de energía en Argentina



Fuente: INDEC

En la actualidad, a dos años de la expropiación, el déficit energético se mantiene. En 2012 y 2013, las compras de energía al exterior ascendieron a 9.267 y 11.415 millones de dólares, respectivamente, con el consecuente impacto en la Balanza de Pagos del país.

Gráfico 5



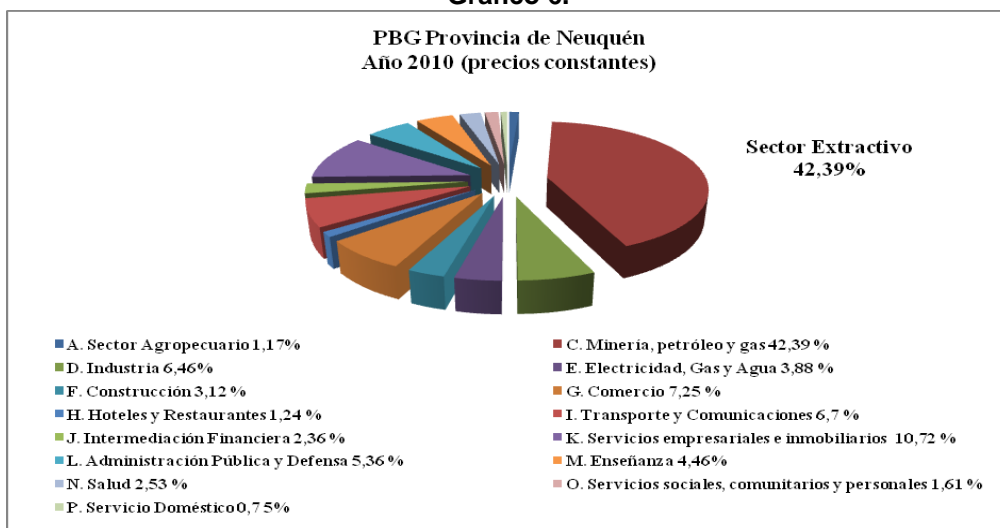
Fuente: INDEC

5.1 Impactos en Neuquén

La provincia de Neuquén forma parte de la Cuenca Neuquina, una de las más importantes del país desde el punto de vista de su actividad hidrocarburífera. La integran además, parte de las provincias de La Pampa, Río Negro y Mendoza. Es la primera en cuanto a generación de gas y segunda en cuanto al petróleo, luego de la Cuenca del Golfo de San Jorge, emplazada en Chubut y Santa Cruz.

Si bien en 1918 se descubrió petróleo en el actual territorio neuquino, la actividad en la provincia cobró intensidad con la apertura del yacimiento Puesto Hernández en 1967 y con el descubrimiento de Loma de la Lata en 1977. A partir de entonces, se fue delineando el perfil económico en torno a las actividades relacionadas con la explotación de HC, hasta alcanzar una estrecha vinculación: como se observa en el gráfico, de acuerdo a los últimos datos oficiales disponibles sobre la composición del Producto Bruto Geográfico, la participación del sector extractivo alcanza el 42,39%:

Gráfico 6.



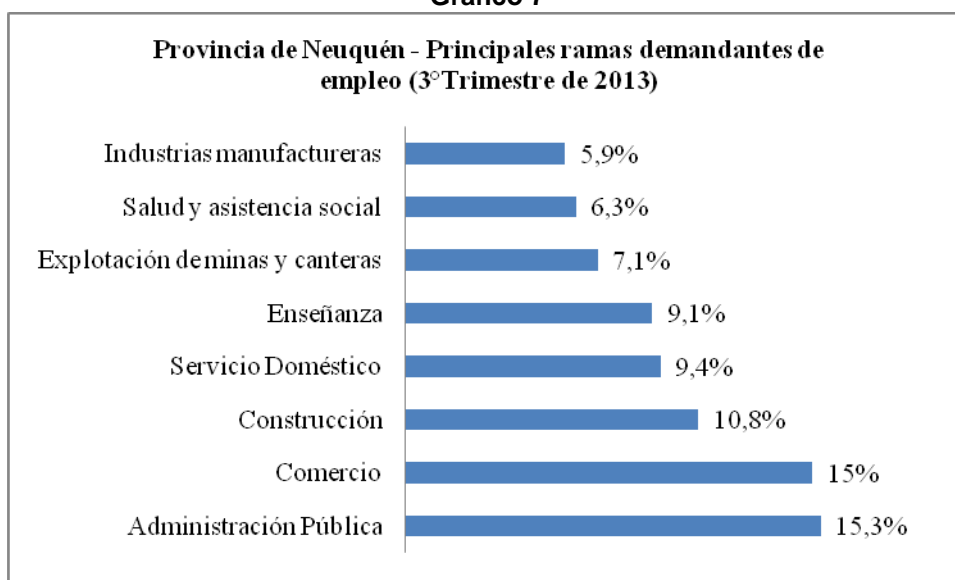
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DPEyC.

En la Cuenca Neuquina, al igual que en el resto del país, las actividades en el sector extractivo se desarrollan bajo la modalidad de enclave, que implica que

los vínculos económicos con otros sectores son mínimos, la demanda de empleo es escasa y los beneficios son altos, aunque fluyen fuera de la región, de acuerdo a la lógica de las concesionarias multinacionales.

El siguiente cuadro refleja un relevamiento de la Dirección Provincial de Estadística y Censos que describe la estructura de empleo de la provincia. Puede observarse que el sector de Minas y Canteras –que incluye básicamente a la Explotación de Hidrocarburos- ocupa el sexto lugar de la lista, con el 7,1% de los trabajadores de Neuquén. La principal fuente de empleo es la Administración Pública con el 15,3%, porcentaje que se acrecienta si se adicionan los empleos generados por los respectivos servicios públicos de salud y educación, reflejados por separado en este estudio. Puede percibirse la relevancia del empleo público en estos guarismos y la escasa relevancia de la actividad extractiva (7,1%), en relación a su participación en el PBG (42,39%).

Gráfico 7



Fuente: Dirección Provincial de Estadística y Censos – Provincia de Neuquén

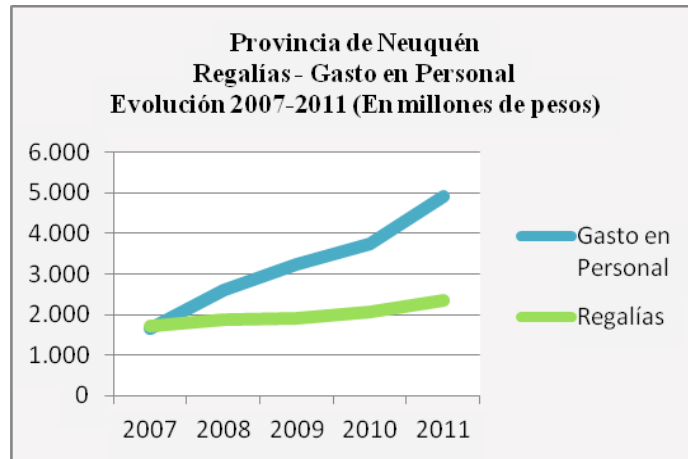
La necesidad de dar respuestas en un mercado laboral con insuficiente demanda y las recomposiciones del poder adquisitivo en etapas inflacionarias impulsan persistentemente la masa salarial, que paulatinamente se ha convertido en el principal componente del Gasto del Estado Neuquino.

Los ingresos presupuestarios con los que el Estado Provincial cuenta para hacer frente a sus compromisos se desagregan en Impuestos Nacionales que percibe a través de la Coparticipación Federal, Impuestos Provinciales, Regalías y otras fuentes agrupadas en la categoría Otros Ingresos. Las Regalías constituyen la contraprestación obtenida por la explotación del petróleo y el gas y representan el 12% del valor de los HC extraídos (sólo en el caso de las áreas renegociadas en la última ronda de tratativas, la provincia recibe un 3% extra en concepto de “canon extraordinario de producción”).

La declinación de la extracción afectó al conjunto de Cuencas hidrocarburíferas de Argentina y de manera especial a la Cuenca Neuquina, con YPF -controlada por Repsol hasta 2012- como principal operadora. Las regalías en Neuquén pasaron de representar el 46% de los ingresos corrientes en 2007 a menos del

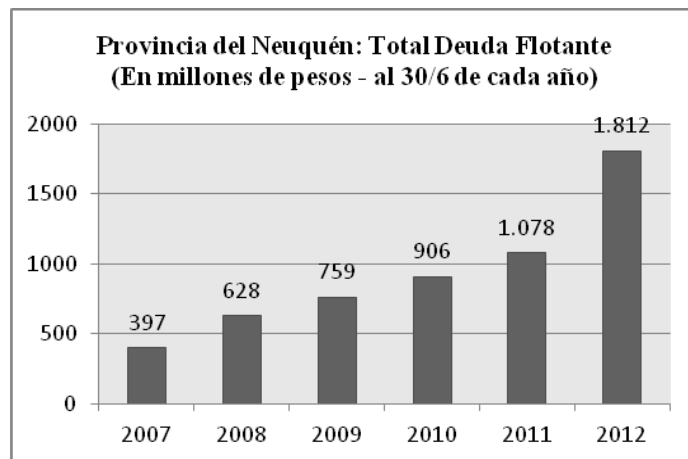
25% en la actualidad, circunstancia que impactó en las finanzas públicas ocasionando serias dificultades para cumplir con los compromisos del Estado y confluyó en la profundización del endeudamiento, que a esta altura se ha convertido en otra de las variables inherentes al modelo.

Gráfico 8



Fuente: Elaboración Propia en base a datos del Ministerio de Economía y Obras Públicas de Neuquén

Gráfico 9



Fuente: Elaboración Propia en base a datos del Ministerio de Economía y Obras Públicas de Neuquén

5.2 Perspectivas

La dirigencia política de Neuquén ha reconocido la necesidad de instrumentar un proceso de reconversión y ha anunciado proyectos de diversificación productiva, aunque en general en etapas pre-electorales o en períodos de bajos precios del petróleo. Algunos ejemplos son “Estrategias para el Desarrollo” (1991), “Neuquén 2020” (1996), el Plan Productivo Provincial (2009-2018). También se han creado instituciones que enunciaban el objetivo de la diversificación productiva, como el IADEP (Instituto Autárquico de Desarrollo Productivo), el Cepyme (Centro de Promoción y Desarrollo para la Pequeña y Mediana Empresa) o el propio Banco Provincia del Neuquén. Ninguna de estas propuestas ha logrado el objetivo enunciado, teniendo en cuenta la actual composición del PBG neuquino y la estrategia del gobierno, ejercido por el Movimiento Popular Neuquino desde hace más de 50 años, apunta a aumentar los ingresos por regalías, a partir de la explotación de los denominados HCNC, entrampados en el interior de las formaciones geológicas Vaca muerta y Los Molles, en la Cuenca Neuquina. No se trata de recursos nuevos; la existencia de los HCNC es ampliamente conocida aunque su extracción era inaccesible hasta que el avance tecnológico hizo posible la combinación de los métodos de fractura hidráulica y perforación horizontal.

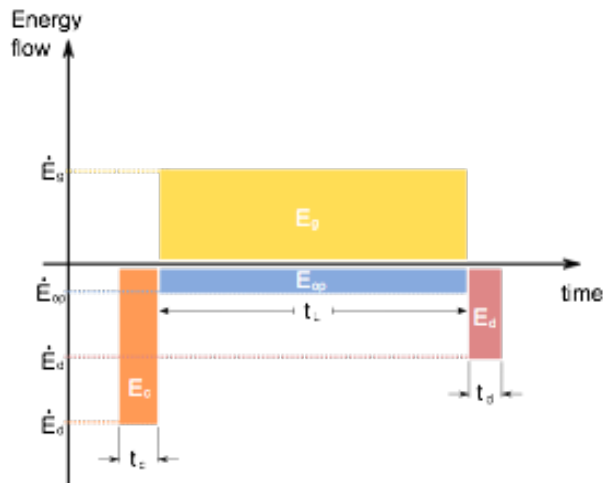
5. Flujos biofísicos principales

5.1 Energía

La idea generalmente aceptada de que la eficiencia es una relación entre "salidas" ("output") y "entradas" ("input") puede aplicarse tanto a procesos de extracción como de utilización energética (Fig. 2). Para analizar esa relación considerando la "ganancia" neta de energía desde el primero de estos puntos de vista, se han desarrollado un conjunto de índices (Murphy, Hall, 2010). Entre ellos, el más difundido es la Tasa de Retorno Energético (TRE) o EROI (por la sigla en inglés de “Energy Return on Energy Investment”). El EROI se define como la cantidad de energía obtenida en un determinado proceso de extracción, o “producción” de energía, en relación con cuanta energía fue empleada para ello y, tal definición, engloba varias posibilidades metodológicas cuyo desarrollo aun se está profundizando (Murphy, Hall, 2010; Murphy et al, 2011).

A comienzos del siglo pasado, la TRE del petróleo estadounidense se estimaba en una relación de 100:1; en cambio, actualmente, ronda el 10% de ese valor (Gupta, Hall, 2011). Para el petróleo no convencional, las estimaciones de TRE se aproximan a 2:1 (Cleveland, O’Connor, 2011). Para los casos mencionados, esas relaciones de retorno energético indican que mientras que en los primeros emprendimientos extractivos se utilizaba un barril de petróleo para obtener 100 barriles, en algunos yacimientos no convencionales se estaría empleando la energía equivalente a un barril para obtener apenas el doble de esa cantidad.

Figura 2. Flujos energéticos



Fuente: Murphy *et al* 2011. E_c (energía empleada en construcción de infraestructuras para la extracción), E_{op} (energía asociada con la operación de los equipos tanto de extracción como de procesamiento), E_d (energía de distribución), E_g (energía “producida”); en el esquema se suponen flujos constantes.

De ser así, para extraer una misma cantidad de energía, se utilizaría una cantidad cinco veces mayor de combustible fósil, lo cual multiplicaría los impactos sobre la biosfera sin que ello represente una mayor disponibilidad de energía (de hecho, si se considerara generar algún posible empleo o tecnología de remediación, el sistema requeriría aumentar aún más el consumo de energía).

Un aspecto a considerar en relación con las estimaciones de rendimiento energético es que el EROI o la TRE son índices que agregan información, en referencia a un determinado sistema energético. Para cada sistema energético, independientemente de que la producción corresponda a uno o más tipos de energía, se emplea una combinación de cantidades y calidades de energía que para agregarse deben expresarse en una unidad común (Cleveland, 2005). Conocer en detalle cómo se compone la inversión energética, además de proveer información sobre eficiencia y sustentabilidad (Hall, Balogh, Murphy, 2009), permite evaluar en mejores condiciones las estimaciones de reservas y las posibilidades reales de desacoplamiento de los diferentes tipos de energía.

Para poder analizar los flujos de energía asociados con la extracción de HCNC en Neuquén, el paso previo es definir claramente cuál es el sistema a estudiar y en qué horizonte temporal se estudiará. En relación con la definición del sistema, un primer paso es identificar cada componente de la cadena energética. La obtención de HC incluye varios pasos que integran los procesos de *upstream* (trabajos de prospección y extracción) y *downstream* (integra actividades de transporte, elaboración, distribución y comercialización) (Giuliani, 2013). Luego de contabilizar los flujos de energía utilizados en cada paso, se estimaría la cantidad de energía obtenida en determinado horizonte temporal. Para esto último se podrían utilizar curvas de producción simuladas en función de diferentes parámetros (Clarkson, 2013). Una dificultad para el análisis energético deriva de que la información suele estar dispersa e incompleta y se presenta a di-

ferentes escalas. Aquí se presenta un ejemplo de estimación para el *upstream*, considerando sólo el combustible líquido que eventualmente se emplearía.

Consideremos un pozo no convencional en Loma de la Lata⁷ (Neuquen). En ese caso la perforación completa toma entre 30 y 45 días, la roca generadora puede alcanzar unos 520 metros de espesor (Chiapussi, 2014). Para estimar la cantidad de energía empleada en la perforación cabe considerar dos flujos. Por un lado, y más fácil de calcular, está el “consumo” directo derivado de la construcción de la plataforma y la operación de los equipos de excavación vertical y perforación horizontal, lo cuál incluiría también la energía empleada para trasladar cada uno de los componentes de la estructura, máquinas, operarios e insumos a utilizar.

Entre los insumos más utilizados se destacan alrededor de mil metros cúbicos de agua para lodos de perforación y según el Decreto 1483/12 unos quince mil metros cúbicos de agua para la fracturación. Si se considera que la utilización de agua subterránea apta para uso domestico o irrigación, se prohíbe mediante el Decreto mencionado la energía directa que se asocia con este insumo corresponde con el combustible empleado para captar desde aguas superficiales y trasladar el agua hasta el sitio de utilización.

Por otra parte, cabría contabilizar la cantidad de energía indirecta que podría asociarse con la perforación de ese pozo. Ejemplo de ella, serían: la energía del trabajo humano, la energía utilizada para fabricar cada una de las máquinas necesarias para construir y hacer funcionar la plataforma. En un nivel previo, se contabilizarían: los alimentos consumidos por los operarios, la energía usada para producir cada una de las piezas integradas en los equipo e incluso la que correspondiera a la extracción y transformación de los materiales necesarios para ello. Claro está que en cada caso corresponde ponderar en función de la vida útil y actividad total de la maquinaria (los equipos de perforación se trasladan de pozo en pozo).

De igual manera que para las fases mencionadas, se continuaría con i) la instalación de los revestimientos (entubado o casing), cementación y válvula de cierre, ii) el “punzado” (cañón con cargas y luego con cuñas-tapón, equipo para descenso y ascenso de ambos, cinco veces), iii) captación, traslado y disposición de agua, iv) traslado y disposición de unas 40 piletas de unos 80 m³ de capacidad, v) traslado de aditivos químicos y arenas (unos 750 m³, alrededor de 50 camiones⁸), vi) dos tambores para mezcla de aditivos, vii) diez equipos de bombeo trabajando simultáneamente, cada línea bombeando unos 20 barriles por minuto (Chiapussi, 2013) durante unas tres a cinco horas (Ramos, 2012). Los pasos ii a vii podrían repetirse al cabo de unos cinco años (Chiapussi, 2013).

⁷ El desarrollo del área de Loma de La Lata norte-Loma Campana (formación Vaca Muerta, Neuquén), lleva perforados más de 100 pozos y prevé alcanzar 200 en unos 20 km². Esto completaría una fase inicial con vistas a perforar un área mayor de 395 km con unos 1500-2500 pozos. YPF tiene un área asignada en esa formación de 12.075 km² si se perforara con la intensidad del área piloto, ello supondría más de 45.000 pozos. Cifra de similar orden de magnitud que la que se perfora actualmente en EEUU.

⁸ Suplemento de Energía, La mañana de Río Negro, 16/11/2013.

En cuanto a la metodología adecuada para realizar tales estimaciones, el trabajo de Murphy *et al* (2011) constituye una propuesta para unificar la cuantificación con vistas a poder comparar análisis y recomendaciones. Un interrogante clave (aún no contemplado en la presente investigación) corresponde con la conversión de unidades de energía para una adecuada homogeneización que permita su contabilidad. Ello no sólo arrojaría luz sobre la energía neta obtenida sino que facilitaría identificar eventuales desajustes en la sustitución.

Como primer esbozo del flujo de energía (E_c y E_{op} parciales) para el caso de Neuquén consideremos ¿cuánto gasoil se requeriría para extraer gas natural no convencional? Según una investigación reciente, la cantidad de combustible diesel empleada en la perforación de pozos de *shale gas* se aproximaría a los 2046 litros/día (Sell, Murphy, Hall, 2011). Si se tiene en cuenta que la cantidad de días empleados en esa etapa en Loma de La Lata es de unos 30 a 45 días (Chiapussi, 2013), el consumo de gasoil durante esa fase podría alcanzar entre 61.380 y 92.070 litros sólo para la perforación de cada pozo. Si el transporte de equipos fuera similar al estimado para Marcellus (Aucott, Melillo, 2013), podría suponer unos 22.304 litros de gasoil adicionales por cada pozo.

A ello se sumaría la cantidad de gasoil necesaria para transportar los 15.000 metros cúbicos de agua a través de 50 km, empleando camiones cisterna de 40 toneladas. Considerando 375 viajes y un consumo de combustible de 32 litros por cada 100 km (Marchese, Golato, 2011). Así, se agregarían unos 6000 litros de gasoil para el traslado de agua. Si se agrega el combustible líquido que se requiere para trasladar unas 750 toneladas de arena y aditivos de fractura mediante 50 camiones desde el puerto de Buenos Aires⁹. Lo mismo cabría hacer para las piletas, cañones de punzado y otros equipos que actualmente se importan¹⁰. En principio el transporte terrestre parecería ser el que incide en mayor medida, cabe verificar si ello es así dado que la actividad involucraría también el traslado de miles de toneladas de materiales desde sitios distantes a varias decenas de miles e kilómetros.

Consideremos tres escenarios. Uno de ellos surge del análisis realizado por Di Sbroiavacca (2013) y propone que para alcanzar el autoabastecimiento energético en Argentina (AEA1), habría que perforar unos 1500 pozos no convencionales por año. De esa manera se podría abastecer un consumo de gas natural que crecería desde casi 50 mil millones de metros cúbicos en 2012 hasta 126 mil millones de metros cúbicos en 2050 (tasa de crecimiento anual de 2,4%, Di Sbroiavacca, 2013). El otro escenario, considera que para el año 2010 el consumo anual en EEUU era de alrededor de 650 mil millones de metros cúbicos de gas y que para obtener el 40% de esa cantidad (260 mil millones de m³) se perforaban unos 35.000 pozos por año (EPA, 2011). En función de ello, un consumo de gas como el que actualmente se verifica en Argentina podría obtenerse perforando unos 6.730 pozos no convencionales (AEA2). Esa cifra

⁹ Actualmente, la arena utilizada proviene de Brasil, China y EEUU; no sólo es un insumo clave sino que representaría un 30% de los costos monetarios de la hidrofractura (http://www.rionegro.com.ar/diario/en-busca-de-arena-con-sello-nacional-2010117-10948-notas_energia.aspx). Sólo el trayecto desde Buenos Aires hasta Añelo implica una distancia en ruta de 1200 km.

¹⁰ <http://www.neuquen.com.ar/energia/13840-el-sector-petrolero-podria-sustituir-importaciones-por-us-475-millones.html>

ascendería a 15.000 (AEA3) en 2.050 (usando la misma tasa de crecimiento en el consumo interanual argentino). En la Tabla 1 se estima el consumo correspondiente a cada escenario.

Los motivos para la magnitud de la divergencia en las estimaciones son numerosos. Tal como señala Di Sbroiavacca (2013), sólo se conoce cuánto hidrocarburo se puede extraer en el momento de abandonar un pozo. El escenario de AEA1 se corresponde con una estimación de tasas de recuperación y declive que combinan datos de pozos verticales y horizontales en Vaca Muerta y los cotejan con el desempeño de esos parámetros en otros pozos de EEUU. En cambio, para los AEA2 y 3 se asume que el desempeño de la extracción no convencional en Neuquén sería similar al promedio norteamericano. En el primer caso se destaca que el número de pozos evaluados es mínimo en comparación con la población que se proyecta perforar. En cambio en relación con el segundo y tercero, cabe mencionar que las características de los pozos no son homogéneas ni coinciden en su totalidad con las formaciones de *shale* argentinas. De hecho si se considera la profundidad de los yacimientos, la mayor accesibilidad en EEUU sugiere que la inversión energética sería menor para obtener el mismo retorno. Adicionalmente, la relación entre pozos perforados y consumo total podría resultar más acertada para considerar en forma indiscriminada parte del retorno energético¹¹.

Cuadro 1. Cantidad de litros de gasoil utilizados en la extracción de HCNC.

	Litros/pozo	AEA1 (1500pozos)	AEA2 (6730 pozos)	AEA3 (15.000pozos)
Perforación t30	61380	92070000	413087400	920700000
Perforación t45	92070	138105000	619631100	1381050000
Transporte equipos	22304	33456000	150105920	334560000
Transporte insumos	61380	92070000	413087400	920700000
Total t30	145064	217596000	976280720	2175960000
Total t45	175754	263631000	1182824420	2636310000

Fuente: elaboración propia

Considerando que el precio del gasoil en Argentina es de 1,44 dólares por litro (GlobalPetrolPrices.com, 2014), el escenario intermedio supondría un costo monetario de más de 1.400 millones de dólares. Si se tiene en cuenta que el país no se auto abastece de gasoil y que el déficit energético se aproximó a los u\$s 6.000 millones durante 2013, las importaciones previstas podrían agravar la situación, al menos hasta que la balanza se compense debido a las menores

¹¹ Estudios recientes evidencian que cerca del 10% del gas natural extraído se utiliza *in-situ* sólo en el acondicionamiento del gas. Adicionalmente, las curvas de recuperación teóricas sobreestiman el rendimiento del pozo en función de las tasas de declive.

importaciones de gas natural. Perforar los 2500 pozos previstos en el acuerdo entre YPF y Chevron, podrían implicar que en el corto plazo el desbalance aumente un 10% adicional.

5.2 Agua

Para la extracción de petróleo no convencional en EEUU se utilizan, sólo en forma directa, entre uno y tres barriles de agua por cada barril de HC (Cleveland, O'Connor, 2011). En el Cuadro 2, además de presentar algunas características de los reservorios NC actualmente en explotación, se indican las cantidades de agua de fractura empleadas en cada caso. Para la extracción de HCNC en Neuquén, el Decreto 1483/12 prevé la utilización de 15.000 m³ por pozo fracturado. Ese volumen llama la atención por su precisión y por el límite que implica, ya que en experiencias previas, como la del pozo 570 de Loma de la Lata se habrían empleado 20.000 m³ en una multifractura y en una publicación reciente se indica que es previsible que los pozos de Vaca Muerta se fracturen una segunda vez al cabo de cinco años de producción (Chiapussi, 2013). En ese caso se utilizarían 30 millones de litros de agua, el doble de lo previsto en el Decreto pero la misma cantidad que ha usado Apache en el ACO.xp-2001h a 20 km de Zapala (Neuquén) (Scandizzo, 2013).

Cuadro 2. Características de diferentes reservorios de HCNC y agua utilizada en cada caso

	Barnett	Marcellus	Haynesville	Eagle Ford	Vaca Muerta
Superficie (km²)	13.000	250.000	23.000	5.000	30.000
Profundidad (km)	2,0-2,6	1,2-2,6	3,2-4,2	1,2-4,2	2,0-3,5
Porosidad (%)	4,0-5,0	10,0-11,0	8,0-9,0	4,0-15	4,0-12,0
Espesor (m)	60-90	30-120	60-90	20-150	30-550
Agua para fracturación (m³)	10.456	17.275	12.275	¿?	¿15.000?

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por Askenazi (2013) y EPA (2011).

En una investigación reciente (Scatizza *et al*, 2013), se indica que la cantidad mencionada en el Decreto incluiría requerimientos para perforación y fracturación pero no se justifica la afirmación. En base a ello, el escenario AEA1, implicaría el uso directo de unos 22.500.000 m³/año (22,5 hm³ anuales) y un requerimiento de 0,71 m³/s. En el Cuadro 3, se presentan las estimaciones correspondientes a los tres escenarios mencionados anteriormente y se comparan con los caudales de los ríos Limay, Neuquén y Colorado en función de la información presentada por Scatizza *et al* (2013).

Cuadro 3. Caudales versus requerimiento hídrico directo para posibles escenarios de autoabastecimiento energético.

	Limay	Neuquén	Colorado
Módulo anual (m3/s)	650	280	140
Volumen anual (hm3)	20.498	8.830	4.415
Volumen diario (hm3)	56,1	24,1	12
% respecto a una requerimiento del AEA1	0,11	0,26	0,51
% respecto a una requerimiento del AEA2	0,49	1,14	2,29
% respecto a una requerimiento del AEA3	1,1	2,6	5,1

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por (Scatizza, 2013)

Si se suman los caudales de los tres ríos mencionados, se alcanzarían anualmente unos 33.743 hm³. Al estimar los requerimientos hídricos directos en función de ese caudal conjunto, el porcentaje afectado sería del 0.067% para el AEA1. Es llamativo que esa cifra coincida con la que se indica en el Decreto 1483/12 para la estimación del requerimiento de perforación, dado que en ese caso se consideran 2500 pozos en cinco años.

De todas maneras, las estimaciones de los requerimientos en función de caudales medios pueden considerarse en términos muy preliminares ya que se trata de aguas superficiales con importante variabilidad estacional. Ello se evidencia, por ejemplo, para el río Neuquén y los caudales medidos en la localidad de Paso de Indios (cercana a Añelo y los pozos no convencionales). En ese caso la media anual, se establece en 314 m³/s, cifra algo superior a la mencionada en el trabajo de Scatizza (2013) pero con una desviación típica de 296 m³/s para la serie 1969-2006 (Giovanardi, 2010). Con lo cuál extracciones de agua que representan muy bajos porcentajes en el total anual podrían constituir proporciones significativas cuando el río alcanza caudales mínimos.

Para contabilizar los flujos hídricos indirectos, podrían emplearse los indicadores de Agua Virtual (AV) y Huella Hídrica (HH). El concepto de AV (Allan, 1993) estima la cantidad de agua contenida en cualquier producto o servicio, incluyendo aquella utilizada en producirlo. La metodología de cuantificación para el AV fue desarrollada por Hoekstra (2003) y suele asimilarse con la de HH (aunque ésta última se supone integra el requerimiento hídrico de transporte de bienes). El presente trabajo excede contabilizar el AV o la HH de la extracción de HCNC pero es de interés mencionar que en investigaciones posteriores ello podría estimarse en función del conocimiento de las cantidades de agua requere-

ridas tanto en *upstream* (para la construcción de todos los equipos e infraestructuras utilizadas en la perforación, fractura, disposición, tratamiento, inyección, reutilización, etc.) como en *downstream* (materiales y equipos de acondicionamiento/transporte, disposición, etc.).

Adicionalmente, el conocimiento de la tasa de retorno energético de la extracción no convencional también permitiría considerar la cantidad de agua tanto en relación con la energía obtenida como considerando los volúmenes necesarios para extraer la energía empleada para ello. Huelga mencionar que tales estimaciones no se tienen en cuenta actualmente y que considerando los eventuales bajos EROI asociados con los HCNC ello supondría requerimientos hídricos muy superiores a los que se están difundiendo. En función de anterior, para un EROI de 2:1, los flujos hídricos directos se incrementarían un 50%. En ese caso, también es posible que ocurran “trasvases virtuales” entre cuencas eventualmente distantes.

En Neuquén, el agua se considera “un insumo barato” para las petroleras, ya que éstas pagarían un peso por cada 1000 litros utilizados¹². Para los 15.000 m³ de agua, utilizados en cada pozo, se pagarían unos 15000 pesos argentinos. Actualmente, la captación de agua estaría localizada a unos 50-60 km de la zona dónde se está perforando. Sólo considerando el costo de los 6.000 litros de gasoil necesarios para trasladar el agua en camiones se gastarían alrededor de 60.000 pesos, cifra cuatro veces superior a la eventualmente pagada por el agua utilizada.

6- Reflexiones finales

La extracción de HCNC no es una alternativa para resolver la dependencia de fuentes energéticas no renovables. Lejos de constituir parte de una estrategia de transición energética podría agravar los problemas de contaminación, especialmente en relación con los recursos hídricos. Este aspecto, se suma a la magnitud de la inversión energética asociada con la actividad. Cabe mencionar que la energía así utilizada queda indisponible tanto para realizar las actividades que requiere la ineludible transición hacia fuentes renovables como para poner en marcha acciones de mitigación de daños sociales y ambientales. Así, actividades como depuración de aguas, remediación de contaminación y restricción de emisiones, quedarían sujetas tanto a los límites ortodoxos en función de costos y rentabilidad, como a límites físicos en términos de energía neta disponible.

Para el caso de Argentina, cabe profundizar el análisis a diferentes escalas e incluyendo expresamente aquellos componentes de los flujos que aquí se omitieron y mejorando las estimaciones en función de información más ajustada al contexto. Aún así, nuestro trabajo muestra con claridad la importancia de abordar el *fracking* desde una perspectiva sistémica ya que la problemática que la

¹² http://www.rionegro.com.ar/diario/un-insumo-barato-para-las-petroleras-1399200-10948-notas_energia.aspx

aplicación tecnológica pretende solucionar no se circunscribe a una única dimensión. Quizás de forma más notoria que en otros ámbitos económicos, las cuestiones de soberanía energética permiten dar visibilidad a las interconexiones entre los flujos monetarios y sus equivalentes energéticos-materiales.

7- Referencias bibliográficas.

- Aguilera F, Alcántara V. (Comp.). 1994. "De la economía ambiental a la economía ecológica". Madrid: Icaria-Fuhem.
- Askenazi, A, Biscayart, P, Cánova, M, Montenegro, S, Moreno, M. 2013. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU.
- Aucott, M, Melillo, J. 2013. A preliminary energy return on investment analysis of natural gas from the Marcellus shale. *Journal of Industrial Ecology*. 1-12.
- Berkes, F., & Folke, C. 1998. Linking social and ecological systems for resilience and sustainability. *Linking social and ecological systems: management practices and social mechanisms for building resilience*, 1-25.
- Brantley, S, Yoxheimer, D, Arjmand, S, Grieve, P, Vidic, R, Pollack, J, Llewellyn, G, Abad, J, Simon, C. 2014. Water Resource Impacts during Unconventional Shale Gas Development: the Pennsylvania Experience, *International Journal of Coal Geology*, doi: 10.1016/j.coal.2013.12.017
- Capra, F. 1992. El punto crucial: ciencia, sociedad y cultura naciente. Editorial Pax México.
- Carbonell, E. M. 2012. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). *Revista Catalana de Dret Ambiental*, 3(2): 1-43.
- Clarkson, C. 2013. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices. *International Journal of Coal Geology* 109-110: 101-146.
- Cleveland, C.J. 2005. Net energy from the extraction of oil and gas in the United States. *Energy*, 2005, vol. 30, no 5, p. 769-782.
- Cleveland, C. J., O'Connor, P. A. 2011. Energy return on investment (EROI) of oil shale. *Sustainability*, 3(11), 2307-2322.
- Conferencia para las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (CNUCD). 2013. Don't blame the physical markets: Financialization is the root cause of oil and commodity price volatility. *Policy Brief Nro. 25*.
- Cotarelo, P (Coord). 2012. *Agrietando el futuro. La amenaza de la fractura hidráulica en la era del cambio climático*. Libros en Acción. Madrid.
- Decreto 1483/12 (Neuquén, Argentina). Disponible en: http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2013/09/D1483-12_uso-agua-yac.-no-conv..pdf (Acceso 16/06/2014)
- Durán, R. F. 2008. *El crepúsculo de la era trágica del petróleo: pico de oro negro y colapso financiero (y ecológico) mundial*. Virus Editorial. Madrid.
- Friedmann, J. 2013. *Fracking: Formulation of Appropriate State Regulation Of Waste Disposal*. Thesis Master of Science in Geology, department of Earth and Environmental Sciences, The University of Michigan. Disponible en: http://pocarisweat.umdl.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/97755/Friedmann_Joey_MS_2013.pdf?sequence=1 Acceso el 22 de marzo de 2014.
- Funtowicz, S, Ravetz, J. 1991. "A new scientific methodology for global environmental issues". In: R. Costanza (Ed), *Ecological Economics: the Science and Management of Sustainability*. New York: Columbia University Press.

Giovanardi, F. 2010. Caudal ecológico del río Neuquén: un enfoque hidrológico. VI Congreso argentino de presas y aprovechamientos hidroeléctricos. Neuquén, 3 al 6 de noviembre de 2010.

Giuliani Adriana. 2013. Gas y Petróleo en la economía neuquina, Educo, Neuquén.

Gupta, A., Hall, C. 2011. A review of the past and current state of EROI data. *Sustainability*, 3(10), 1796-1809.

International Energy Agency (IEA). 2011. Are we entering a golden age of gas? World Energy Outlook 2011 | Special Report.
http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf

Helbling, T. 2013. En alza: los altos precios y las nuevas tecnologías han propiciado un fuerte aumento de la producción de petróleo y gas en Estados Unidos que podría cambiar radicalmente los mercados energéticos mundiales. *Finanzas y desarrollo: publicación trimestral del Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial*, 50(1), 34-37.

Howarth, R. W., Ingraffea, A., Engelder, T. 2011a. Natural gas: Should fracking stop? *Nature*, 477(7364), 271-275.

Howarth, R. W., Santoro, R., Ingraffea, A. 2011b. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*, 106(4), 679-690.

Hubbert, M.K. 1956. Nuclear Energy and the Fossil Fuels; Presented at the American Petroleum Institute, Spring meeting of the Southern District, Division of Production; Shell Development Co.: San Antonio, TX, USA, en: Brecha, R. J. (2013). Ten Reasons to Take Peak Oil Seriously. *Sustainability*, 5(2), 664-694.

Jackson, R. B., Vengosh, A., Darrah, T. H., Warner, N. R., Down, A., Poreda, R. J., Karr, J. D. 2013. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 110(28), 11250-11255.

Kapp, K.W. 1950. Los costes sociales de la empresa privada (antología). Los libros de la catarata, Madrid (Ed. 2006).

López R, Sevilla E. 2010. "Los desafíos para sostener el crecimiento: el balance de pagos a través de los enfoques de restricción externa", Documento de trabajo N°32, Centro de Economía y Finanzas para el Desarrollo de Argentina (CEFIDAR), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Mansilla D, Perrone G. 2010 *Energía en Argentina, Evolución reciente, actualidad y perspectivas*, Documento Técnico N° 1, Centro de Estudios Económicos y Monitoreo de las Políticas Públicas, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marchese, R, Golato, M. 2011. "El consumo de combustible y energía en el transporte". Extensión 33. *Revista de la Fac. de Cs. Exactas y Tecnología*, Universidad Nacional de Tucumán, Argentina. Acceso el 30/5/2014:
<http://www.herrera.unt.edu.ar/revistacet/ultimonro/nro33/pdf/n33ext02.pdf>

Martínez-Alier, J. 2005. "El ecologismo de los pobres. Conflictos ambientales y lenguajes de valoración". Barcelona: Icaria.

Mooney, C. 2011. The truth about fracking. *Scientific American*, 305(5), 80-85.

Murphy, D, Hall, Ch, Dale, M, Cleveland, C. 2011. Order from Chaos: A preliminary protocol for determining the EROI of fuels. *Sustainability*, 3(11), 1888-1907.

Naredo, J. M. 2006. Raíces económicas del deterioro ecológico y social: más allá de los dogmas. Siglo XXI de España Editores.

Portero, J. G. 2012. Hidrocarburos no convencionales (I): Conceptos básicos, historia, potencialidad y situación actual. Tierra y tecnología: revista de información geológica, (41), 28-32.

Ramos, P. 2012. En qué consiste la Fractura hidráulica. En Cotarelo (2012).

Rahm, B, Bates, J, Bertoia, L, Galford, A, Yoxtheimer, D, Riha, S. 2013. Wastewater management and Marcellus shale gas Development: Trenes, drivers and planning implications. Journal of Environmental Management 120: 105-113.

Ramos, J. 2003 “La perspectiva biofísica del proceso económico: Economía Ecológica” en F Falconi, M. Hercowitz, R. Muradian (Eds.) (2004): Globalización y Desarrollo en América Latina. FLACSO, Quito, Ecuador, pp. 19/47.

Scandizzo, H. 2013. Fracking para el modelo. Fractura expuesta 2: Invasión fracking. Observatorio Petrolero Sur, Buenos Aires. 44 p.

Stephenson, E, Shaw, K. 2013. A dilemma of abundance: governance challenges of reconciling shale gas development and climate change mitigation. Sustainability, (5), 2210-2232.

Urresti, A., Marcellesi, F. 2012. Fracking: una fractura que pasará factura. Ecología Política, nº43.

•

8- Sitios web

Sitio oficial de la Dirección de Estadísticas y Censos de Neuquén: www.estadisticaneuquen.gob.ar

Sitio oficial del Ministerio de Economía y Obras Públicas de Neuquén: <http://w2.neuquen.gov.ar>

Sitio oficial de la Provincia de Neuquén: www.neuquen.gov.ar/

Sitio oficial de la Secretaría de Energía de la Nación: www.energia.gov.ar/

Sitio oficial del Instituto Nacional de Estadísticas y censos

c): <http://www.indec.mecon.ar/>