

¿Ordeñar una Vaca Muerta? Articulaciones entre el modelo agroexportador y la fractura hidráulica en la Argentina del siglo XXI.

Ferrante y Sandra Bettina.

Cita:

Ferrante y Sandra Bettina (2014). *¿Ordeñar una Vaca Muerta? Articulaciones entre el modelo agroexportador y la fractura hidráulica en la Argentina del siglo XXI. VIII Jornadas de Sociología de la UNLP. Departamento de Sociología de la Facultad de Humanidades y Ciencias de la Educación, La Plata.*

Dirección estable: <https://www.aacademica.org/000-099/307>

ARK: <https://n2t.net/ark:/13683/eCvm/0u2>

¿Ordeñar una Vaca Muerta?

Articulaciones entre el modelo agroexportador y la fractura hidráulica en la Argentina del siglo XXI

Ferrante, Sandra Bettina¹

¹ Universidad Pablo de Olavide (UPO) e-mail: sferrant@agro.uba.ar

Unión Latinoamericana de Técnicos Rurales y Agrarios (ULTERA)

RESUMEN: La extracción de hidrocarburos no convencionales, mediante fractura hidráulica, se expande en Neuquén bajo la premisa de revertir el déficit en balanza comercial, asociado con la importación de combustibles. No se trata de una técnica innovadora ni de reservas recién descubiertas; el auge del *fracking* reside en su alta rentabilidad monetaria y en la *promesa* de que permitiría avanzar hacia la autosuficiencia energética a nivel nacional. Aunque es obvia la hegemonía del lenguaje valorativo del capital, dependiendo de la escala no es posible sustituir completamente flujos de energía por equivalentes en dinero. De ahí la importancia de considerar las articulaciones territoriales desde enfoques más amplios. En ese sentido, el objetivo general de este trabajo es estudiar dos flujos de energía claves para transitar hacia el autoabastecimiento energético en Argentina. Se analizan: i) el retorno energético de los hidrocarburos no convencionales en la cuenca neuquina, a partir de estimaciones para el yacimiento de Vaca Muerta, y ii) la evolución del consumo de combustibles asociada con las transformaciones recientes en el modelo agroexportador argentino. Con ello, se contribuye a reflexionar sobre la compatibilidad del modelo económico vigente y el tránsito hacia la autosuficiencia energética en nuestro país.

1. Introducción.

La energía es necesaria para el crecimiento económico, debido a que la producción de bienes y servicios depende de su disponibilidad, de igual manera que requiere capital y trabajo (Stern, 2011). Tanto los sistemas naturales como los sociales, sostienen su complejidad en base a costos energéticos (Tainter, 2006). En consonancia con ello, el rol de la energía en el desarrollo de las naciones es fundamental (Allen, 2009). Para Latinoamérica, los hidrocarburos (HC) constituyen la fuente energética mayoritaria y son considerados la principal riqueza natural estratégica (Mansilla, 2011). En ese marco y ante el declive de las reservas tradiciona-

les, la extracción de gas y petróleo no convencional (NC) supone una oportunidad para sostener el crecimiento económico en base a recursos propios. Uno de los recursos no convencionales más destacados es el *shale* gas, para el cuál las reservas en Argentina, se estiman entre las primeras del mundo (EIA, 2011).

Actualmente, en nuestro país, se suele insistir con que el *fracking* (tecnología empleada para extraer los hidrocarburos NC) facilitaría transitar hacia la independencia energética a nivel nacional. De esa manera, se especula, por un lado, con evadir el contexto global enmarcado en una “tercera crisis del petróleo” resultante de un declive generalizado en el suministro energético que induciría restricciones al crecimiento económico (Fernández-Durán, 2008, 40). Y por otro, con revertir los crecientes déficit en la balanza comercial energética, asociados con los incrementos en la compra de hidrocarburos y las menores tasas de extracción verificadas en la década reciente.

Aunque las expectativas mencionadas incluyen tanto aspectos monetarios (balanza comercial) como biofísicos (autoabastecimiento energético), la extracción de energía NC crece rápidamente en función de que los desarrollos tecnológicos (fractura hidráulica y perforación horizontal), se combinan con la alta rentabilidad monetaria de la actividad (Friedmann, 2013; Helbling, 2013). Al mismo tiempo, la resistencia a expandir masivamente el *fracking*, se vincula con riesgos, incertidumbres y evidencias de impacto negativo en el ambiente y la salud humana (Howarth *et al*, 2011; Jackson *et al*, 2013). Algunos de los reales y/o potenciales perjuicios derivados de la extracción NC, se asocian con requerimientos de agua muy superiores a los que utiliza la industria del petróleo y el gas convencional (IEA, 2012).

Es obvio que en el análisis ortodoxo de riesgos y beneficios, se impone la hegemonía valorativa del capital. Y tal es su alcance, que el lenguaje estrecho de lo monetario atraviesa incluso las propuestas redistributivas, reduciéndolas al reparto de los excedentes crematísticos e invisibilizando todos aquellos aspectos que quedan fuera esas dimensiones. Sin pretensión de exhaustividad, se señalan dos restricciones derivadas del condicionamiento monetario.

La primera, resulta de que los precios de la energía, especialmente los aumentos recientes y su volatilidad, obedecen principalmente a la especulación y la financiarización económica (Conferencia para las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo [CNUCD], 2013). La segunda, refiere que la extracción de HC ha tenido y tiene costos muy altos, que lejos de internalizarse (tal como propone la economía ambiental y neoclásica), “han sido socializados o direc-

tamente transferidos hacia los grupos más débiles o a la sociedad en su conjunto” (Falconi, 2013, 88). De ahí cuestionar ¿qué quedaría de la alta rentabilidad monetaria sin eventuales burbujas financieras ni *externalización* de costes ambientales y sociales (Kapp, 1950)?

Más allá de las dudas sobre la cuantía real del beneficio monetario, la extracción de HCNC se propone, en Argentina, como una actividad capaz de contribuir a la soberanía nacional, en función de lo cuál resultaría divergente de las lógicas tradicionales del extractivismo neocolonial (Svampa, Viale, 2014). Sin embargo, resulta difícil compatibilizar decisiones soberanas con la lógica de la extracción de HCNC, basada en aumentar la transnacionalización del sector energético (Observatorio Petrolero Sur, 2014). Lo cuál, en lenguaje muy coloquial, equivaldría a considerar una contribución positiva (a la soberanía) el aumento en el número de zorros al cuidado del gallinero (energético nacional).

Las contradicciones mencionadas entre lo soberano y lo transnacional (¿acaso lo neocolonial?), no son únicas. Detrás de la hegemonía de lo monetario y de la jerarquía de los valores nacionales, es posible que se oculten causas más profundas para la actual adicción argentina a los combustibles fósiles y el aumento en la importación de HC. Lo obvio y visible es la relación entre las actividades depredadoras de Repsol y el déficit creciente en la balanza comercial (Giuliani, 2013). De ahí que recuperar el control de YPF e incrementar la extracción, convencional o no pero con destino al abastecimiento interno, supondría un avance soberano sólo si se visualiza la punta del *iceberg* de la problemática energética argentina.

Un primer aspecto menos evidente en las propuestas convencionales de solución al desbalance energético argentino es que los flujos monetarios podrían ser útiles para cubrir el déficit de balanza comercial pero no necesariamente lo son para sustituir flujos biofísicos, como los que corresponden con la matriz energética de la economía. Dado que no es posible sustituir completamente los recursos naturales con capital (Stern, 1997) y que recuperar o sostener el autoabastecimiento energético implica flujos de energía; el conocimiento de las dimensiones biofísicas de la economía del *shale* constituye un problema teórico (y práctico) que debe abordarse en forma específica e interrelacionada con las articulaciones territoriales relativas a la utilización de la energía en otros sectores económicos.

Aunque los beneficios monetarios que podría rendir la energía no convencional impacten positivamente en el modelo de acumulación y desarrollo, la expansión de la extracción de los HCNC, podría implicar cambios en la base biofísica de la economía, cuya magnitud y conse-

cuencias aún no han sido suficientemente estudiadas ni previstas. Lo mismo podría afirmarse sobre la expansión del modelo agroexportador vigente en la Argentina del siglo XXI. De ahí la pregunta de partida de esta investigación, en relación con las posibilidades de compatibilizar el actual agronegocio con las perspectivas de transitar hacia la autosuficiencia y la soberanía energética a nivel nacional.

En función de lo anterior, el objetivo general es estudiar los flujos de energía claves para el autoabastecimiento energético en la Argentina actual. Se analizan: i) el retorno energético de los hidrocarburos no convencionales en la cuenca neuquina, a partir de estimaciones para el yacimiento de Vaca Muerta (Neuquén), y ii) la evolución del consumo de combustibles asociada con las transformaciones en el modelo agroexportador en las dos décadas recientes. La elección de Neuquén para el estudio del *fracking*, 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, dónde se extienda masivamente la fractura hidráulica, d) constituye un caso paradigmático de territorio de sacrificio (Di Risio *et al*, 2012) y e) en la zona se están desarrollando investigaciones en terreno que permiten complementar y enmarcar las dimensiones biofísicas, en relación con los impactos socioeconómicos (proyecto de investigación “Hidrocarburos y Economía Neuquina”, en particular Giuliani *et al*, 2014).

La perspectiva bajo la cuál se desarrolla este estudio corresponde a la economía ecológica, en complemento con la ecología política (Martínez-Alier, 1995). Desde ese campo transdisciplinar, tanto la producción como la transformación de energía y materiales son cuestiones centrales (Ramos-Martín, 2003). De ahí que el énfasis de este trabajo corresponda con la visibilización de los flujos energéticos como parte de la trama material que atraviesa los conflictos socioambientales en Argentina. Cabe aclarar que el avance que aquí se presenta es parte de una investigación en curso y reviste continuidad con trabajos anteriores de la autora, tanto en forma exclusiva como en colaboración.

Luego de esta Introducción (1) el trabajo consta de cuatro secciones más. En el apartado siguiente, se presentan referencias generales que permiten contextualizar el trabajo (2). A continuación, se analiza la problemática del *fracking* en la provincia de Neuquén focalizando en la

inversión y el retorno energéticos relativos a la extracción del *shale* gas en Vaca Muerta (3). En la cuarta sección se reflexiona sobre transformaciones energéticas que involucra el modelo agroexportador en la Argentina del siglo XXI. Finalmente, se presentan las reflexiones generales que se desprenden del presente trabajo (5).

2. Los HCNC y la fractura hidráulica

2.1. ¿Qué se entiende por HCNC?

La condición de “no convencional” (NC) en relación con el petróleo y el gas natural, involucra dos aspectos: composición de las mezclas de los hidrocarburos (HC) y su localización física (menos accesible que la habitual). Esta última 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. Ambas características, inciden en que el rendimiento energético neto de los NC resulte muy inferior al de los convencionales (Gupta, Hall, 2011) y en que los impactos negativos sean superiores (Jackson *et al*, 2013, Howarth, Santoro, Ingraffea, 2011). Además de los distintos tipos de contaminación asociados con la extracción de HCNC, la ocupación territorial directa (en superficie y en subsuelo) que implican es muy superior a la “convencional”.

La clasificación de NC no es unívoca. Para el caso de la provincia de Neuquén, según el Decreto 1483/12 (Anexo XVI, página 5), ese tipo de reservorios corresponde a “formaciones de baja a muy baja permeabilidad, tales como areniscas compactas, carbonatos, carbón, arcilla (*shale*) u otras litologías que producen gas y/o petróleo”, asociadas con pozos o perforaciones tanto verticales como horizontales, dónde la estimulación hidráulica tiene por objeto “mejorar la permeabilidad y transmisibilidad de los fluidos”. Posteriormente, se clasifica como no convencional, “la técnica de estimulación, que bien podría ahora, ser considerada moderna, racional y eficiente, en tanto entre otras cuestiones aumenta el horizonte de reservas” (Decreto 1208/13 mediante el cual se aprueba el Acta Acuerdo suscrita entre el Ministro de Energía y Servicios Públicos y la empresa YPF S.A.).

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 varios km de profundidad) y, sin ser

indispensable, excavación horizontal (perpendicular a la anterior con una extensión de varios cientos de metros). El conjunto de actividades mencionadas requiere el empleo de grandes cantidades de agua, resultando en una utilización superior en dos órdenes de magnitud respecto a las de los HC convencionales (Howarth, Ingraffea, Engelder, 2011). Desde algunos sectores, intentando minimizar los riesgos de impacto negativo, se insiste en reducir la fractura sólo a la inyección de agua y aditivos. Sin embargo ese evento (además de central para la extracción de HCNC) resulta inseparable de numerosas etapas previas y posteriores¹.

3. El retorno energético de la fractura hidráulica en Neuquén

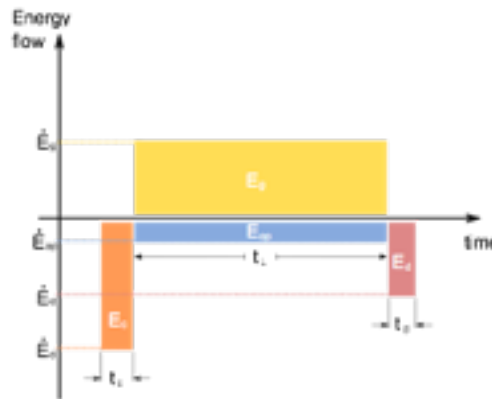
La extracción de HC constituye un aspecto fundamental de la economía neuquina, dada la proporción del producto bruto geográfico que involucra actualmente y el destino de las regalías que de ella derivan, al pago de gastos de cuenta corriente y salarios (Giuliani, 2013). La estrategia del gobierno de esa provincia (históricamente en manos del Movimiento Popular Neuquino), consiste en incrementar las regalías a partir de la explotación de los HCNC en las formaciones geológicas Vaca Muerta y Los Molles; con lo cual coincide con el gobierno nacional que también propone expandir el *fracking* como medio para reducir las importaciones de energía que complican la balanza de pagos del país (Ferrante, Giuliani, 2014).

Este estudio de la fractura hidráulica en Neuquén, se centra en el análisis de los flujos de energía, necesarios para comprender el retorno energético de la actividad y luego evaluar su impacto en el autoabastecimiento energético (tema que se desarrolla en la sección siguiente). La idea generalmente aceptada de que la eficiencia y la rentabilidad es una relación entre "salidas" ("output") y "entradas" ("input") también puede aplicarse a procesos de extracción energética. Para analizar esa relación considerando la "ganancia" neta de energía, se han desarrollado un conjunto de índices (Murphy, Hall, 2010). Entre ellos, uno de los más difundidos 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 el cociente entre la cantidad de energía recuperada en un determinado proceso de extracción, o "producción" de energía, y la cantidad de energía que ello demanda (Cleveland, 1984; Murphy, Hall, 2010; Murphy *et al*, 2011).

¹ Ejemplo de lo mencionado es la insistencia en difundir que el *fracking* no tiene relación con la sismicidad, cuando ésta es consecuencia de la disposición del fluido de retorno (post-fractura) pero no de la inyección inicial de agua.

Sea que se extraigan HCNC o “tradicionales”, habrá que emplear energía durante el proceso. Tanto el petróleo como el gas natural, se obtienen luego de la construcción de un conjunto de infraestructuras y operación de equipos que facilitan o permiten el proceso. Esas instalaciones, equipos e insumos implican costos energéticos tanto directos como indirectos (ver E_c en Fig. 1). A su vez, durante la operación del sistema extractivo, aunque comienza a fluir energía (E_g , ídem), se continúan empleando recursos energéticos adicionales (E_{op} , ídem). Sólo una parte de la energía extraída se utiliza *in situ* (por ejemplo, para comprimir el gas antes de transportarlo), es de esperar que una mayor cantidad de ella sea distribuida y procesada (E_d , ídem). En la Tabla 1, se presentan algunos de los componentes (en términos de actividades) de los flujos energéticos para el caso de la fractura hidráulica en Neuquén.

Figura 1. 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”); para simplificar el esquema, se suponen flujos constantes.

Aquí se consideran parte de los procesos *upstream* (exploración y explotación) para un pozo no convencional en Loma La Lata (Neuquen) (ver detalle en Ferrante, Giuliani, 2014). Un primer esbozo del flujo de energía directa invertida (E_c y E_{op} parciales) corresponde a contabilizar cuánto gasoil se requeriría para perforar un pozo no convencional. Si se tiene en cuenta que se emplean unos 30 a 45 días (datos para Loma La Lata en Chiappussi, 2013) y que el consumo diario de gasoil se acerca a los 2046 litros/día (Sell, Murphy, Hall, 2011), esa fase podría involucrar entre 61.380 y 92.070 litros. Si la incidencia del transporte de equipos fuera similar la registrada para Marcellus (Aucott, Melillo, 2013), supondría unos 26.786 litros de gasoil adicionales por cada pozo.

Tabla 1. Componentes del flujo energético asociado con el shale en Neuquén

Ec	Eop	Ed	Eg
Traslado de trabajadores, equipos e insumos.			
Prospección-Exploración de la formación de roca madre (mapeo del área, análisis de carbono orgánico total y reflectancia, etc.).	Tratamiento del fluido de retorno, traslado, disposición del mismo y eventual reutilización.	Construcción de gasoductos, mantenimiento y evaluación de corrosión.	Energía extraída en boca de pozo durante toda la operación del mismo. Hasta que el pozo no es abandonado se estima considerando modelos y similitudes con otros yacimientos (ver EUR). Por el momento, dada la cantidad de pozos fracturados en Argentina, no se dispone de información suficiente para reducir el alto grado de incertidumbre que rodea a los “pronósticos” de la industria.
Perforación vertical y horizontal, construcción del pozo, cementación, etc.	Actividades de monitoreo, detección de microsísmica, supervisión del reservorio.	Distribución	
Traslado de insumos de fractura (ej. agua, arena, aditivos, etc.)	Tratamientos, compresión.	Comercialización	
Terminación, punzado	Mantenimiento de equipos	Envasado	
Fracturación hidráulica, estimulación ácida			
Pérdidas, venteos, quemas, fugas involuntarias.			

Fuente: elaboración propia.

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 toneladas². Considerando 375 viajes y un consumo de combustible de 32 litros por cada 100 km (Marchese, Golato, 2011), se agregarían unos 6000 litros de gasoil para el traslado de agua. A esas estimaciones, se agregaría el combustible requerido para trasladar unas 750 toneladas de arena y aditivos de fractura mediante unos 50 camiones desde el puerto de Buenos Aires³. Lo mismo cabría hacer para las piletas, cañones de punzado y otros equipos que actualmente se importan⁴ pero que aquí sólo se contabilizaron incluidos en el transporte de equipos.

Entre un 15 y un 85% del fluido de fractura (agua y aditivos) empleado retorna a la superficie. Las diferentes alternativas de tratamiento, reciclaje y/o disposición final en pozos sumidero (tal como se prevé en el Decreto 1483/12) implican diferentes costos tanto monetarios como energéticos. Si en Vaca Muerta, la cantidad de energía empleada para tratamiento y disposi-

² Ese es el volumen indicado en el Decreto provincial. En informes de empresas que operan en la zona se mencionan cantidades hasta cuatro veces mayores (Shiratori, 2012), lo cuál implica multiplicar todos los insumos correspondientes al fluido de fractura.

³ 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. Si se considerara la incidencia del transporte transatlántico, la cifra sería aún mayor.

⁴ <http://www.neuquen.com.ar/energia/13840-el-sector-petrolero-podria-sustituir-importaciones-por-us-475-mil-lones.html>

ción de fluidos de retorno fuera similar a la registrada para Marcellus, ello supondría unos 82.000 litros de gasoil, adicionales por cada pozo (Aucott, Melillo, 2013). Esta aproximación parece razonable en función de que se estima emplear volúmenes de agua similares. Sin embargo, podrá ajustarse cuando se conozcan los sitios de disposición final, el tipo de tratamiento de depuración empleado en Neuquén y se establezca evidencia acerca de si el límite de uso de agua que fija el Decreto 1483/12 se corresponde con la realidad o no.

La incertidumbre en la información disponible persiste también en relación con los cálculos de energía interna o relativa a usos indirectos. En este trabajo, se utiliza nuevamente la referencia de Marcellus (Aucott, Melillo, 2013), incorporando un factor de corrección de 1,45 en función de la diferencias de profundidad media, bajo el supuesto de una relación directa con el consumo de acero (lo cuál es razonable en función de la longitud del ducto y podría subestimarlos en función de diferencias no lineales en resistencia). La energía estimada para contabilizar el acero, cemento y otros materiales empleados para tuberías y revestimientos se multiplicó por ese factor; para los demás rubros se utilizó el mismo dato. De esa manera se estimó una inversión de energía, que varió según las alternativas de perforación entre 38000 y 58.000 GJ (Ferrante, Giuliani, 2014).

4.2. Retorno energético del shale gas en Neuquén

Para estimar el retorno energético, además de contabilizar la energía invertida, se requiere estimar cuánta energía se obtendría. En cuanto a la cantidad de petróleo y gas que podría obtenerse de Vaca Muerta, la información disponible aún es escasa, incierta y poco consistente. Sin embargo, es importante destacar que la productividad de los pozos argentinos es relativamente baja. Según un especialista de la Fundación Bariloche (Bravo, 2013), para extraer la misma cantidad de petróleo que en un pozo de Arabia Saudita, se necesitarían cincuenta pozos argentinos.

En este trabajo, se consideran estimaciones de inversión y retorno energético a escala de pozo; en posteriores análisis puede ser de utilidad establecer la rentabilidad energética en el orden regional, de cuenca o de yacimiento. Di Sbroiavacca (2013) propone que de cada pozo de *shale gas* en Neuquén se extraerían unos 124 millones de m³ (EUR o *estimated ultimate recovery*). En cambio, el USGS (2012) estima que por cada pozo de gas NC, se recuperan en promedio, unos 74 millones de m³ (2,617 Bcf) en Haynesville, cerca de 33 millones de m³

(1,158 Bcf) en Marcellus y unos 13 millones de m³ (0,470 Bcf) en Fayetteville⁵. En un análisis reciente (Gutierrez-Schmidt, 2014) se estima el EUR para Vaca Muerta, en 82 millones de m³ o 2,8 Bcf⁶ de gas (a 30 años) y 23100 m³ de petróleo (en pozos verticales, a 25 años)⁷.

A partir de las cifras mencionadas se estiman las pérdidas, principalmente en gas natural⁸, y el gasto energético del procesamiento en boca de pozo. Aunque son sistemáticamente negadas por la industria, las pérdidas de gas alcanzan entre el 1 y el 30% del HC (Taillant *et al*, 2013). En este trabajo se contabiliza un 8 % en comprimir y procesar el gas natural (EIA, 2011). La conversión de gas natural y de petróleo en unidades de energía se realiza según tablas de la EIA⁹.

Si el desempeño de los pozos de *shale* en Vaca Muerta se correspondiera con el estimado localmente, se recuperarían 2.954.156 GJ en gas y 1.036.564 GJ de petróleo. En un trabajo reciente, se presenta una primera aproximación para el retorno energético del *shale* gas en 50:1 en parte¹⁰ del *upstream* (Ferrante, Giuliani, 2014). En ese caso, se utiliza la misma metodología aplicada por Aucott y Melillo para Marcellus (2013). A partir de las consideraciones señaladas por Yaritani y Matushima (2014), se incorporan en la estimación anterior la energía utilizada para comprimir el gas natural (boca de pozo) y la correspondiente a las pérdidas y fugas involuntarias (con lo cuál se avanza en el primer tramo del *downstream*). En ese caso,

⁵ Datos relativamente similares se encuentran en Clark, C., Han, J., Burnham, A., Dunn, J., & Wang, M. (2011). Life-Cycle Analysis of Shale gas and natural gas (pp. 1–52) y Stamford, L., & Azapagic, A. (2014). Life cycle environmental impacts of UK shale gas. *Applied Energy*, 134, 506–518. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.063

⁶ Bcf indica billones de pies cúbicos. El dato fue extraído de http://www.energianeuenquen.gov.ar/files/ESTUDIOS/Shale%20Gas%20World_2013-Nicolas%20Gutierrez%20Schmidt.pdf Si el EUR indicado en el estudio referenciado fuese correcto, el escenario de autoabastecimiento en base a lo estimado por Di Sbroiavacca (2013) podría pasar de 1500 a 2250 pozos anuales.

⁷ En un reportaje reciente, J. Sapag, indicó que los pozos NC tendrían un horizonte productivo de entre 15 y 18 años (<http://www.inversorenergetico.com.ar/neuquen-puso-en-marcha-el-primer-pozo-convencional-bajo-sugestion/>).

⁸ Los escapes de gas ocurren en toda la cadena de explotación de HC (extracción, transporte y distribución), e incluyen fracciones gaseosas disueltas en el petróleo.

⁹ http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=about_energy_conversion_calculator

¹⁰ No se incluye el costo energético de la prospección.

para del gas natural el retorno energético rondaría una relación de 5:1 y para el petróleo se acercaría a los 13:1¹¹.

Las relaciones estimadas, indican que por cada barril de petróleo invertido se dispondrá de unos 13 y que por cada m³ de gas podrán utilizarse 5 veces ese volumen. El menor rendimiento energético de la extracción de HCNC implica que para obtener la misma cantidad de energía se debe realizar una mayor inversión energética. Se pueden visualizar impactos de la caída en el rendimiento energético de varias maneras. Una posibilidad se mencionó en la comparación para los pozos árabes y los argentinos. Otra posibilidad es considerar que la relación de energía neta (o EROI) para los pozos convencionales explotados en EEU U en 1919 era de 1000:1 y, al igual que lo estimado para Vaca Muerta, ha caído a 5:1 en años recientes (Hall, Lambert, Balogh, 2014) .

4. Consumo de combustibles y modelo agroexportador en Argentina

A fines de los años 70, Argentina se auto-abastecía de petróleo y de gas natural (GN), en función de las actividades de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) (Bravo, 2013). Poco más de una década después, desconociendo el carácter estratégico del petróleo y del gas natural, la desregulación del mercado de HC y la privatización de YPF constituyeron el prelude para la sobre-explotación de los yacimientos fósiles, con destino a la obtención de saldos exportables (Sabattella, 2014). En consonancia con lo anterior y con la falta de inversiones en refinerías y exploración, la situación actual se caracteriza por la creciente importación de GN, gas oil y en ocasiones, naftas y fuel oil; lo cual provoca un importante déficit en la balanza comercial (Bravo, 2013).

La reciente crisis energética en Argentina, comenzó a manifestarse a partir de 2004 (Kozulj, 2005). En ese momento, el desabastecimiento de gas no estuvo relacionado con la meteorología, ni con incrementos significativos en la demanda, se trató de una limitación en la inyección, relacionada con el declive de los principales yacimientos (Kozulj, 2005). Una década más tarde, las importaciones de combustible se incrementaron alrededor de 20 veces y, tras la sanción reciente de un decreto de necesidad y urgencia, 22 de cada 100 pesos de la ampliación

¹¹ Las pérdidas de energía en términos de fugas de gas se contabilizaron en un 10 % en el primer caso. Para el caso del petróleo se estimaron escapes equivalentes al 2% de la energía a extraer. Se trata de estimaciones conservadoras, especialmente para el gas. En una investigación aún no publicada (Schneising et al, 2014) se determinan pérdidas de gas (en masa y en energía) para diferentes regiones de EEUU, evidenciando que los escapes de metano se están subestimando en forma sistemática.

presupuestaria, se destinarán a subsidiar el transporte y la energía¹². Las importaciones en de combustibles se realizan a precios internacionales, muy por encima de los precios locales. En 2013, Argentina importó 2.427.092 m³ de gasóleos (común y súper), gastando en ello 1.987 millones de u\$ (Tablas dinámicas de la Secretaría de Energía). En relación con el año anterior esas cifras representaron un incremento del 80% en volumen y del 72% en el costo monetario (Di Dicco, 2014). En esta sección se presentan posibles relaciones entre los requerimientos de combustibles importados y las transformaciones en el modelo agroexportador en la Argentina de las dos década recientes.

Por diferentes motivos (volumen de negocio, tasa de expansión, conflictividad, dependencia de las retenciones para el pago de casi la mitad de los salarios públicos, etc.), el sector paradigmático del agronegocio reciente es la soja genéticamente modificada. En Argentina, la superficie sembrada con ese cultivo aumentó cuatro veces desde el comienzo de los noventa, alcanzando el corriente año alrededor de 20 millones de hectáreas (ha). El consumo directo de gasoil para realizar las actividades de siembra, fertilización, cosecha, acondicionamiento y transporte, se estima en 62,6 litros (L) por ha sembrada con soja (Econoagro, 2014). Ello implica, que para la campaña 2013/14, sólo con un cultivo se habrían utilizado 1.240 millones de litros de gas oil (1,24 millones de m³). Para los tres principales cultivos de la cosecha gruesa en Argentina (soja, maíz y girasol), el consumo de gasoil para la campaña 2013/2014 rondaría los 1,8 millones de (Econoagro, 2014). Ese volumen de combustible, aunque no contabiliza el total empleado por el agronegocio, equivale al 70% del gasoil importado por Argentina durante el año 2012¹³.

Además del laboreo, los costos energéticos del agronegocio se relacionan con el consumo de fertilizantes y agrotóxicos. El empleo de estos últimos, entre 1991 y 2012, ha pasado de 39 millones a 335 millones de kg (o Litros) anuales¹⁴. Es decir, que mientras que la superficie

¹² Decreto 1246/14, <http://elauditor.info/posts/show/6098>

¹³ Según la Secretaría de Energía se importaron 2260 miles de toneladas equivalentes de petróleo (kTEP), lo cuál equivale a 2,6 millones de m³ de gasoil.

¹⁴ <http://www.reduas.fcm.unc.edu.ar/wp-content/uploads/downloads/2013/06/2-CONSUMO-AGROTOX-INFORME-2013.pdf>

cultivada en Argentina, en el mismo período, aumentó un 50%, el consumo de agroquímicos lo hizo en un 858%¹⁵.

Por razones de simplicidad, nos referiremos sólo a los fitosanitarios y fertilizantes utilizados para producir soja. Un primer aspecto, en relación con ese megamonocultivo en Argentina, es que mientras que los sistemas convencionales para producción de soja utilizan directamente mayor cantidad de combustible (debido a las prácticas de labranza), los sistemas de producción de soja transgénica o RR (por el acrónimo de Roundup Ready) incluso con labranza cero, requieren más energía en función del uso de agroquímicos que involucran (CONICET, 2009). El agrotóxico más utilizado en Argentina es el glifosato, con un consumo aproximado de 200 millones de kg en la campaña 2012/13¹⁶ y un incremento cercano al 200% respecto del volumen empleado a comienzos de 1990¹⁷. Para sintetizar ese compuesto se utilizan alrededor de 511MJ (megajoules) por cada kg producido (Green, 1987 en CONICET, 2009). En función de ello, para el actual nivel de consumo en Argentina, el costo energético del herbicida mencionado equivale a emplear unos 2.640.097 m³ de gas oil cada año. Si para los demás agroquímicos utilizados, se emplearan unos 200 MJ por kg¹⁸, habría que sumar unos 24.000 millones de MJ (equivalentes a 619.983 m³ de gasoil anuales).

En relación con el consumo de fertilizantes, ligado a la expansión del agronegocio, la situación es similar: entre 1993 y 2013, se ha pasado de emplear 540.000 toneladas a 3,25 millones de toneladas¹⁹. El costo energético de fertilizar los tres principales cultivos de cosecha gruesa, equivale a unos 1,7 millones de m³ de gasoil (estimaciones basadas en el trabajo de Denoia *et al*, 2006 y en la superficie informada en Econoagro, 2014).

El llamado Plan Estratégico Agroalimentario y Agroindustrial (PEAA o PEA2, presentado por el gobierno nacional en 2011), establece como meta para el año 2020, cosechar unas 157,5 millones de toneladas de granos. Cumplir con ese objetivo, implicaría pasar de las 33 millones

¹⁵ <http://www.unr.edu.ar/noticia/3478/agrotoxicos-quotnecesitamos-una-ley-que-penalice-su-uso-indebidoquot> Acceso el 21/7/2014. Aunque el Ministro de Ciencia y Tecnología de la Nación, Dr. Lino Barañao, considere que el herbicida más comúnmente usado (glifosato) es atóxico, se han documentado numerosos y gravísimos problemas de salud (<http://www.reduas.fcml.unb.br/glifosato-mitos-y-realidades/#more-1376>; acceso el 10/8/2014) que pueden asociarse con su empleo o con el de otros agrotóxicos habituales y complementarios en el paquete tecnológico del agronegocio (<http://www.diariojunio.com.ar/noticia.php?noticia=62995>; acceso el 10/8/2014).

¹⁶ Idem 14

¹⁷ <http://www.funpat3mil.com.ar/documentos/Glifosato.pdf>

¹⁸ En el Informe elaborado por el CONICET (2009) se referencian costos energéticos de entre 98 y 579 MJ/kg o Litro para los agroquímicos frecuentemente empleados en Argentina.

¹⁹ <http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/Indicadores/image/SIDSA%202014/graficos/42-%20fertilizantes%20GR.jpg>

de has actuales a cultivar una 42 millones en poco más de cinco años²⁰. El PEA2 propone limitar el avance de la soja aumentando sólo un 20% la superficie bajo ese cultivo y favorecer cultivos como el maíz y el girasol. Sin embargo, esto último tampoco supondría menores consumos de combustible asociados a labores y transporte. Para el caso del girasol, los consumos por ha son relativamente similares a los de la soja (58 L/ha vs 62, 6 L/ha) pero para el caso del maíz, el incremento en la utilización directa de gas oil podría duplicarse (Econoagro, 2014). Profundizar el modelo del agronegocio en la dirección prevista por el PEA2, asumiendo que la mitad de la tierra cultivada se asigne a maíz y las otras 4,5 has adicionales se cultiven con soja o girasol (empleando una cantidad media de combustible), implicaría 810 millones de litros de gasoil adicionales por año. Es decir, sólo el combustible requerido para el laboreo incrementaría alrededor de un 30% las actuales importaciones en el rubro mencionado. Sin ser exhaustiva²¹, la estimación para el consumo energético asociado con el agronegocio actual y la estrategia *agroalimentaria* desarrollada en el PEA2, evidencia fuertes condicionamientos para transitar hacia el autoabastecimiento energético en Argentina.

Una cuestión clave en relación con las limitaciones que impone el modelo agroexportador actual, al tránsito hacia el autoabastecimiento energético se asocia con las perspectivas del agregado de “valor”, particularmente en relación con la producción de agrocombustibles. Desde abril de 2014, Argentina cuenta con la mayor planta del mundo para procesamiento de soja. No es la única, en el país hay varias plantas con capacidad para procesar unas 20 mil toneladas de soja diarias. Actualmente la capacidad instalada supera la disponibilidad de grano de origen nacional y los empresarios del sector aspiran a procesar soja de Brasil, Paraguay o Bolivia (Entrevista a S. Gancberg, 2014²²).

Aunque se considere agregar “valor” al procesamiento de la soja, el balance energético indica todo lo contrario. Cada vez que de los granos de soja se extrae aceite y luego biodiesel, la *pérdida*²³ energética alcanza un 32 % (Pimentel, Patzec, 2005). La producción de biodiesel implica perder alrededor de la tercera parte de la energía invertida (ver en párrafos anteriores

²⁰ <http://darioaranda.wordpress.com/2013/07/22/la-decada-extractiva/>

²¹ Para ello, sería necesario completar la estimación con los consumos correspondientes a los demás cultivos y, muy especialmente, con el costo energético de la transformación de los granos cosechados.

²² <http://www.telam.com.ar/notas/201405/61610-destacan-el-rol-de-argentina-en-la-produccion-y-molienda-de-soja.html>

²³ La energía no se pierde literalmente, se transforma; degradando la capacidad de realizar trabajo.

cuánto combustible fósil se utiliza). Si embargo, no pagará impuestos hasta diciembre del 2015²⁴. A pocos de sancionada la ley, se informó que la producción nacional de biocombustibles para el primer semestre de 2014 se incrementó un 31% respecto del mismo período del año anterior²⁵.

5. A modo de reflexión final

La fractura hidráulica deviene en el corolario tecnológico que liga la extracción de HC con los cambios en orden de magnitud del actual extractivismo y la expansión del modelo agroexportador en la Argentina del siglo XXI. Se asume la *necesidad* de cantidades crecientes de energía, sin cuestionar cuáles son las actividades que inducen en nuestro país, la expansión de la demanda actual de energía fósil. Menos aún se debaten las articulaciones y las asimetrías en el reparto de los beneficios y los impactos negativos que todo ello genera.

El empleo de cantidades crecientes de energía para disponer de cada vez menores cantidad de hidrocarburos (menor rentabilidad energética resultado de la inaccesibilidad para los NC o de las transformaciones para los agrocombustibles) puede asociarse con consecuencias no deseables. Por un lado, para recuperar una cantidad similar de energía, los impactos negativos se amplificarían (mientras los positivos se mantienen constantes) y, por otro, los horizontes de reservas fósiles estarían considerablemente sobreestimados. Si se considera que los combustibles fósiles son finitos y que tarde o temprano será necesario transitar hacia fuentes renovables, considerar que tal transición requiere energía es indispensable²⁶. Más aún cuando los costos (económicos, sociales, ambientales, políticos) de resolver la encrucijada planteada podrían aumentar a futuro y con la cercanía del horizonte de escasez.

Reducir el desbalance energético con exclusiva atención de la oferta, implica continuar con las importaciones y/o intensificar las actividades extractivas internas de HC, tanto convencionales como no convencionales. La fractura hidráulica, en ese marco, constituye un medio (menos eficiente que otros) para atender una oferta que ante la expansión del agronegocio

²⁴ Iniciativa presidencial, convertida en ley por el Senado a fines de mayo del corriente, dónde fue modificada para facultar al Poder Ejecutivo para extenderla por nueve años más.

²⁵ http://www.agrositio.com/secciones/links/imagenes/Informeagroeconomico_100.pdf

²⁶ Para construir paneles solares, aero-generadores o cualquier dispositivo que permita utilizar fuentes renovables se requieren materiales y energía no renovables.

sólo se puede anticipar creciente e insostenible, dada la dependencia de recursos no renovables.

En función de lo mencionado, corresponde cuestionar si el problema del autoabastecimiento energético en Argentina es de oferta o de demanda. Si fuera sólo de oferta, los avances en la expropiación de Repsol permitirían resultados positivos al detener la deprecación energética pero ¿qué ocurriría si la exportación directa de combustibles no fuera la única causa de deprecación energética? ¿A quiénes abastece actualmente YPF SA? ¿Qué sentido tiene eximir de impuestos y abastecer con recursos propios y no renovables, actividades como la producción de biodiesel, que implican sustitución y pérdida de energía?

¿Qué diferencias hay entre exportar petróleo, aceite de soja o biodiesel? ¿Agregar valor puede ser algo diferente de agregar combustible fósil? Para cualquier tipo de transformación, se requiere utilizar y degradar energía pero no todos los sectores industriales se encuentran tan concentrados ni emplean tan poca mano de obra, como los del agronegocio oleaginoso. La expansión del modelo agroexportador en la Argentina actual, implica exportar (indirectamente) enormes cantidades de energía fósil, utilizadas como insumo intermedio e indispensable para el agronegocio (y por supuesto, para la megaminería). Entonces, ¿para qué son estratégicos y en función de qué proyecto soberano, se utilizan actualmente los recursos hidrocarbúricos argentinos?

Dada la menor rentabilidad energética de los HCNC y las eventuales sustituciones en la cadena de combustibles fósil (ej. extraer gas natural implica incrementar la utilización de gasoil), la pérdida de recursos estratégicos podría ser mayor. En todo caso, corresponde un análisis detallado y profundo de los flujos energéticos (y materiales) que, hasta el momento, no se está produciendo. La respuesta a la caída en energía neta y a la demanda creciente del agronegocio, es el aumento en la escala de la actividad (el *factory drilling* que reitera Galuccio) y la expansión de la economía de la energía (más energía y actividades económicas ligadas a la extracción de HC).

¿Cuáles serían las potenciales consecuencias de un mayor peso de la economía de la energía? Recordemos las características de la economía neuquina: fragilidad asociada con la dependencia de las regalías hidrocarbúricas, baja empleabilidad, numerosos y graves impactos socioambientales negativos (Giuliani *et al*, 2014). A ello se sumaría, una matriz energética aún más dependiente de recursos no renovables. Si se utiliza más energía fósil para extraer los

HCNC y para agregar “valor” en el marco del agronegocio, es de esperar un incremento en la dependencia de fuentes no renovables y no un avance en dirección contraria.

Los intentos por transitar hacia el autoabastecimiento con consumos energéticos crecientes, derivados de la exacerbación del agronegocio (u otras actividades megaextractivas), suponen transformaciones de magnitud en el nivel de impacto territorial y social con una escalada de las dinámicas de conflicto y seguramente de las resistencias a la ampliación de las zonas de sacrificio. Aunque cada vez está más claro quiénes se sacrifican, lo que corresponde evidenciar más nítidamente es ¿para qué? y ¿quiénes se benefician? Al evaluar críticamente uno de los sectores que inciden en la actual expansión de la demanda de combustibles en Argentina, se dificulta ligar la fractura hidráulica y la extracción NC con alguna estrategia de fortalecimiento de la soberanía nacional.

6. Bibliografía.

- Allen, R. (2009) *The British Industrial Revolution in Global Perspective*. Cambridge, Cambridge University Press.
- 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.
- Bravo, V. (2013). Una opinión sobre el Fracking. Documento de trabajo. Fundación Bariloche.
- Cleveland, C. J., Costanza, R., Hall, C. A., & Kaufmann, R. (1984). Energy and the us Economy: a biophysical perspective. *Science* (New York, NY), 225(4665): 890-897.
- Cleveland, C.J., O'Connor, P. (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.
- Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas [CONICET]. (2009). Evaluación de la información científica vinculada al glifosato en su incidencia sobre la salud humana y el ambiente. Buenos Aires, Argentina.
- Chiappussi, F. (2013). Viaje al interior de Vaca Muerta, en Edición especial de National Geographic en español. Editorial Televisa, Editorial Atlántida. Páginas 22-35.

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)

Denoia, J., Vilche, M. S., Montico, S., Tonel, B., & Leo, N. Di. (2006). Análisis descriptivo de la evolución de los tecnológicos difundidos en el Distrito Zavalla (Santa Fe) desde una perspectiva energética. *Ciencia, Docencia y Tecnología*, 33, 209–226.

Di Dicco, R. (2014). Indicadores Downstream Hidrocarburos de Argentina. San Carlos de Bariloche, Río Negro, Argentina.

Di Risio, D., Gavaldá, M., Perez-Roig, D., Scandizzo, H. (2012) *Zonas de sacrificio: impactos de la industria hidrocarburífera en Salta y Norpatagonia*. Observatorio Petrolero Sur, América Libre. Disponible en <http://www.opsur.org.ar/blog/wp-content/uploads/2012/05/Zonas-de-sacrificio-impactos-de-la-industria-hidrocarbur%C3%ADfero.pdf> (Acceso 26/9/2013).

Di Sbroiavacca, N. (2013). Shale Oil y Shale Gas en Argentina . Estado de situación y prospectiva. Fundación Bariloche. Río Negro, Argentina.

Energy Information Agency (EIA). (2008). *Annual Energy Review*, Disponible en <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/038408.pdf> (Acceso 22 de junio de 2014).

Falconi, F. (2006). Economía y Desarrollo Sostenible ¿Matrimonio feliz o divorcio anunciado? El caso de Ecuador. (FLACSO, Ed.) (1era ed., pp. 1–229). Quito, Ecuador.

Fernández Durán, R. (2008). *El crepúsculo de la era trágica del petróleo: pico de oro negro y colapso financiero (y ecológico) mundial*. Virus Editorial. Madrid.

Ferrante, S, Giuliani, A. (2014). “Hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta (Neuquén): ¿Recursos estratégicos para el autoabastecimiento energético en la Argentina del siglo XXI?” Dossier Revista Estado y Políticas Públicas. FLACSO, Argentina.

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).

Giuliani, A. (2013). *Gas y Petróleo en la economía neuquina*. Educo, Neuquén, Argentina.

- Giuliani, A., Fernández, N., Hollmann, M. A., & Ricotta, N. (2014). La explotación de Vaca Muerta y su impacto en la provincia de Neuquén. In V JORNADAS PATAGONICAS DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS ECONÓMICAS. Comodoro Rivadavia, Chubut.
- Green, MB. (1987). "Energy in Pesticide Manufacture, Distribution and Use". En: ZR Helsel (ed.). *Energy in Plant Nutrition and Pest Control*. Elsevier: New York; en CONICET, 2009.
- Gupta, A., Hall, C. (2011). A review of the past and current state of EROI data. *Sustainability*, 3(10), 1796-1809.
- Gutierrez-Schmidt, N. (2014). Aplicabilidad y ajuste de modelos de declinación de producción para la estimación de reservas de los reservorios de *Shale Oil* de la Fm. Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén. Proyecto Integrador Profesional presentado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue.
- Hall, C. A. S., Lambert, J. G., & Balogh, S. B. (2014). EROI of different fuels and the implications for society \$. *Energy Policy*, 64, 141–152. doi:10.1016/j.enpol.2013.05.049
- 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* 50(1), 34-37. Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial.
- Howarth, R. W., Ingraffea, A., Engelder, T. (2011). Natural gas: Should fracking stop? *Nature*, 477(7364), 271-275.
- Howarth, R. W., Santoro, R., Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*, 106(4), 679-690.
- International Energy Agency (IEA). (2011). *Are we entering a golden age of gas? World Energy Outlook 2011 | Special Report* [online]. Disponible en: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/WEO2011_GoldenAgeofGas-Report.pdf
- Jackson, R, Vengosh, A, Darrah, T., Warner, N, Down, A., Poreda, R, Karr, J. (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. (1950). *Los costes sociales de la empresa privada (antología)*. Los libros de la catarata, Madrid (Ed. 2006).
- Kozulj, R. (2005). La crisis energética de la Argentina: orígenes y perspectivas. *Fundación Bariloche IDEE paper*, 7.
- Mansilla, D. (2011). "Integración Energética y Recursos Naturales en América Latina". La revista del CCC [en línea]. Enero / Abril 2011, n° 11. Disponible en Internet: <http://www.centrocultural.coop/revista/articulo/212/>. (Acceso el 30/5/2014).
- 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. Disponible en <http://www.herrera.unt.edu.ar/revistacet/ultimonro/nro33/pdf/n33ext02.pdf> (Acceso el 30/5/2014).
- Martínez-Alier, J. (1995), *De la economía ecológica al ecologismo popular*, Icaria/Nordan, Barcelona/ Montevideo.
- Murphy, D. J., & Hall, C. a S. (2010). Year in review--EROI or energy return on (energy) invested. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1185, 102–18.
- 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.
- Ramos-Martín, J. (2003). Empirismo en Economía Ecológica: Una Visión Desde La Teoría De Los Sistemas Complejos. *Revista de Economía Crítica* (1), 75-93.
- Scandizzo, H. (2013). *Fracking para el modelo. Fractura expuesta 2: Invasión fracking*. Observatorio Petrolero Sur, Buenos Aires. 44 p.
- Schneising, O., Burrows, J. P., Dickerson, R. R., Buchwitz, M., Reuter, M., & Bovensmann, H. (2014). Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. Aceptado, en prensa: doi: 10.1111/ef2014EF000265.
- Sell, B., Murphy, D., & Hall, C. A. (2011). Energy return on energy invested for tight gas wells in the Appalachian Basin, United States of America. *Sustainability*, 3(10), 1986-2008.
- Shiratori, J. (2012). Presentación en Jornadas del IPA: Las empresas de ingeniería en el futuro petroquímico de la Argentina. Tecnología - Shale gas. Disponible en <http://www.archivo.ipa.org.ar/images/27.06.2012JulioShiratori.pdf> (Acceso el 2/9/2014).

- Svampa, M., Viale, E. (2014). *Maldesarrollo: La Argentina del extractivismo y el despojo*. Katz Editores, Buenos Aires, Argentina.
- Taillant, J., Valls, M., D'Angelo, M., Headen, C., Roeloffs, A. (2013). *Fracking Argentina: Informe Técnico y Legal Sobre la Fracturación Hidráulica en Argentina*. Centro de Derechos Humanos y Ambiente & ECOJURE. Córdoba, Argentina.
- United States Geological Survey (USGS). (2012). *Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil y Gas Resources in the United States* [online]: <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/> (Acceso el 21/6/2014).
- Yaritani, H., & Matsushima, J. (2014). Analysis of the Energy Balance of Shale Gas Development. *Energies*, 7(4), 2207–2227. doi:10.3390/en7042207