Globethics Repository

Globethics

Hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta (Neuquén) [Unconventional Hydrocarbons in Vaca Muerta (Neuquén)]

This page was generated automatically upon download from the Globethics Repository. More information on Globethics see https://www.globethics.net. Data and content policy of Globethics Repository see https://repository.globethics.net/pages/policy.

Item Type	Article
Authors	Ferrante, Sandra Bettina;Giuliani, Adriana
Publisher	Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO)
Rights	Creative Commons Copyright (CC 2.5)
Download date	2026-11-05 10:48:26
Link to Item	http://hdl.handle.net/20.500.12424/224542

Hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta (Neuquén): ¿Recursos estratégicos para el autoabastecimiento energético en la Argentina del siglo XXI?

Unconventional Hydrocarbons in Vaca Muerta (Neuquén): Strategic Resources towards Energy Self-Sufficiency in Argentina in the XXIth Century?

Por Sandra Bettina Ferrante* y Adriana Giuliani**

Fecha de Recepción: 30 de junio de 2014.
Fecha de Aceptación: 28 de agosto de 2014.

RESUMEN

La extracción de hidrocarburos no convencionales (HCNC) se expande en un contexto de crisis multidimensional global. El *fracking* resulta viable debido a su alta rentabilidad monetaria. También permitiría disponer de más energía para sostener el crecimiento económico. La extracción de HCNC, lejos de resolver los problemas asociados con la dependencia de los combustibles fósiles, podría agravarlos. En este trabajo se propone reflexionar sobre el potencial de la extracción de HCNC en la provincia de Neuquén, para contribuir a que la Argentina alcance el autoabastecimiento energético. Para cumplir con ese objetivo: i) se analiza el contexto de la explotación de hidrocarburos a escala provincial y nacional, ii) se estudian los principales flujos biofísicos (focalizando en el binomio agua y energía) asociados con la fractura hidráulica en Vaca Muerta y iii) se propone una estimación preliminar del retorno energético en relación con los requerimientos para autoabastecimiento a escala nacional. Este trabajo es parte de una investigación en curso e implica un avance en el abordaje de la problemática del *fracking* desde la perspectiva de la economía ecológica.

Palabras clave: *Fractura hidráulica, Binomio agua-energía, Tasa de retorno energético.*

* Ingeniera agrónoma por la FAUBA. Máster en Desarrollo económico y sostenibilidad por la Universidad Pablo de Olavide. Realizó estudios de posgrado en comunicación ambiental en la Universidad Pompeu Fabra y posee estudios internacionales en desarrollo (Graduate Institute of International and Development Studies, Geneve) y en cambio global y sostenibilidad socio-ecológica (Universidad Internacional de Andalucía). Correo electrónico: San-dra.ferrante@gmai.com

** Magíster en Historia Económica y de las Políticas Económicas por la Universidad de Buenos Aires (UBA). Obtuvo el Diploma en Economía Social y Desarrollo Local de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) Sede

ABSTRACT

The extraction of unconventional hydrocarbons (HCNC) is growing in a context of global multidimensional crisis. The fracking becomes viable due to its high profit-earning capacity. It would also provide more energy in order to sustain economic growth. But, far from solving the problems asso-ciated with the dependence on fossil fuels, the HCNC extraction could aggravate them. This study focuses on the potential of HCNC extraction in the province of Neuquén, Argentina, as a mean to reach national energy self-sufficiency. To fulfill this objective: i) the context of the exploitation of hydrocarbons at the provincial and national level is analyzed, ii) the main biophysical flows associ-ated with hydraulic fracturing in Vaca Muerta are studied (focusing on the water-energy nexus) and, iii) a preliminary estimate of energy return in relation to the requirements for sufficiency at national level is proposed. This work is part of an ongoing investigation, which has made significant progress in addressing the issue of fracking from the perspective of ecological economics.

Keywords: *Fracking, Water-energy nexus, EROI.*

Introducción

La extracción de hidrocarburos no convencionales (HCNC) mediante fractura hidráulica, se expande en un contexto de crisis multidimensional global. En ese marco, la llamada "tercera crisis del petróleo" supondría un declive generalizado en el suministro energético e implicaría restricciones al crecimiento económico (Durán, 2008, 40). Ante tales perspectivas, los combustibles fósiles no convencionales, se presentan como una oportunidad para postergar los problemas asociados con la extrema dependencia de fuentes energéticas fósiles 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 involucra 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 Argentina, al igual que en otros países del mundo, su extracción se promueve como parte de una estrategia 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 principalmente 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? Si tal extracción de energía se considerara una actividad capaz de contribuir a la soberanía nacional, la relevancia de integrar los costes ambientales y sociales (Kapp, 1950) es aún mayor que en el caso de la empresa privada.

Por otro lado, ante la crisis energética y los análisis que pronostican un cercano *peak oil* (Hubbert, 1956 en Brecha, 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 cual ha contribuido, especialmente en años recientes[1], en generar un déficit creciente en la balanza comercial (Giuliani, 2013). Ese déficit resulta de que la demanda de energía interna se abastece (parcialmente) con combustibles importados. De ahí que la extracción de HCNC en Neuquén se presente como solución a la problemática mencionada y promesa de tránsito hacia el autoabastecimiento energéticos a escala nacional.

Un aspecto que no suele visualizarse en las propuestas convencionales de solución al des-balance energético 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. Tal como indica Recalde (2012, 92), "si bien los vectores de energía (combustibles) son factores reproducibles para la función de producción, existe una proporción de las fuentes

1 En la cuarta sección se profundiza sobre las causas del déficit en la balanza energética.

primarias de energía no reproducibles, lo que implica que existe un determinado nivel de energía que no es posible fabricar con ningún tipo de tecnología, y que impone límites al proceso de producción".

Aunque la viabilidad del *fracking* se sostenga en la rentabilidad monetaria (ligada a la *externalización* de costes ambientales y sociales), para lograr el autoabastecimiento energético se requiere que la "rentabilidad" energética de la extracción de HCNC sea favorable. Esto último implica que la cantidad de energía obtenida sea significativamente mayor que la energía empleada para ello. Un indicador de tal rentabilidad es la tasa de retorno energético (TRE o EROI[2]) (Cleveland *et al*, 1984). A comienzos del siglo pasado, la TRE del petróleo estadounidense se asociaba con una relación de 100:1[3] (Gupta, Hall, 2011).En cambio, actualmente, para el petróleo no convencional, las estimaciones de TRE se aproximan a 2:1 (Cleveland, O'Connor, 2011). A mayor retorno energético le corresponde más disponibilidad de energía para usos adicionales a la extracción en sí misma.

Cambios en la TRE como el mencionado en el párrafo anterior podrían tener dos consecuencias no deseables. Por un lado, que para obtener una misma cantidad de energía, los impactos se amplificarían. Por otro, que los horizontes de reservas fósiles estarían considerablemente sobreestimados (para el ejemplo anterior, la mitad de los recursos se utilizarían sólo en poner a disposición las fuentes de energía). Paradójicamente, la rentabilidad de la actividad podría mantenerse alta, especialmente si se consideran subsidios, mercados de futuro, volatilidad en los precios, etc. sin que ello represente altas tasas de retorno para la energía invertida. Para Argentina, la TRE de la extracción de HCNC no ha sido estudiada hasta el momento. El desconocimiento en ese campo, llama la atención en relación con los fundamentos para la expansión de la fractura hidráulica. El rendimiento energético es un aspecto clave, tanto para evaluar las perspectivas de avanzar hacia el autoabastecimiento energético como para considerar de forma más ajustada el horizonte de reservas fósiles y en función de ello desarrollar propuestas de transición energética sostenibles.

En función de lo anterior, el objetivo de este trabajo es presentar, desde un abordaje teórico, un análisis del potencial de la extracción de HCNC en la provincia de Neuquén en términos de su capacidad para contribuir, o no, en que Argentina avance hacia el autoabastecimiento energético. Para cumplir con ese objetivo, se analizan: i) el contexto de la explotación de hidrocarburos a escala provincial y nacional, ii) los principales flujos biofísicos (focalizando en el binomio agua y energía) asociados con la fractura hidráulica en Vaca Muerta y iii) se consideran las estimaciones de rendimiento energético en relación con los requerimientos de autoabastecimiento a escala nacional. 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, dónde se extienda masivamente la extracción de gas de lutitas o *shale gas*[4].

Luego de esta Introducción el trabajo consta de cinco secciones más. En la primera de ellas, se presentan algunas referencias sobre los HCNC y la fractura hidráulica. Luego, se analiza el contexto nacional y las actuales perspectivas en torno al *fracking* en la provincia de Neuquén. A continuación, se presenta el concepto de retorno energético y se caracterizan los principales flujos biofísicos, focalizando

2 Por la sigla en inglés de "Energy Return on Energy Investment".

3 Es decir, por cada barril de petróleo utilizado en la extracción, refinación, distribución, etc. se obtenían cien barriles. Cuanto mayor es la TRE o el EROI, mayor es la rentabilidad energética de un recurso o vector energético.

4 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.

en el binomio agua-energía para el contexto mencionado. En la sección siguiente se reflexiona sobre el potencial de los HCNC para avanzar hacia el autoabastecimiento energético en Argentina. Finalmente, se presentan las reflexiones generales que se desprenden del presente trabajo.

1. 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 y cuáles son las prácticas que acompañan esa tecnología. Responder claramente estos interrogantes es de utilidad para posteriormente definir el sistema socio-ecológico a estudiar y considerar en forma integrada la estimación del retorno energético. 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 la solución para algunas controversias actuales "depende de a qué definición de 'fractura hidráulica' deseemos[5] acogernos" (Mooney, 2011, 84,).

1.1.¿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). A su vez, las diferencias en la composición de las mezclas combustibles, inciden en los procesos de separación y transformación requeridos. Alrededor de un 1/3 de la energía empleada para obtener petróleo no convencional, corresponde con actividades de extracción y refinación (Cleveland, O¨Connor, 2011). Para el procesamiento y comprensión del gas no convencional en Marcellus se utiliza *in-situ* un 8,2% de la energía extraída (Aucott, Melillo, 2013).

La clasificación de "no convencional" no es unívoca. Para el caso de la provincia de Neuquén, los

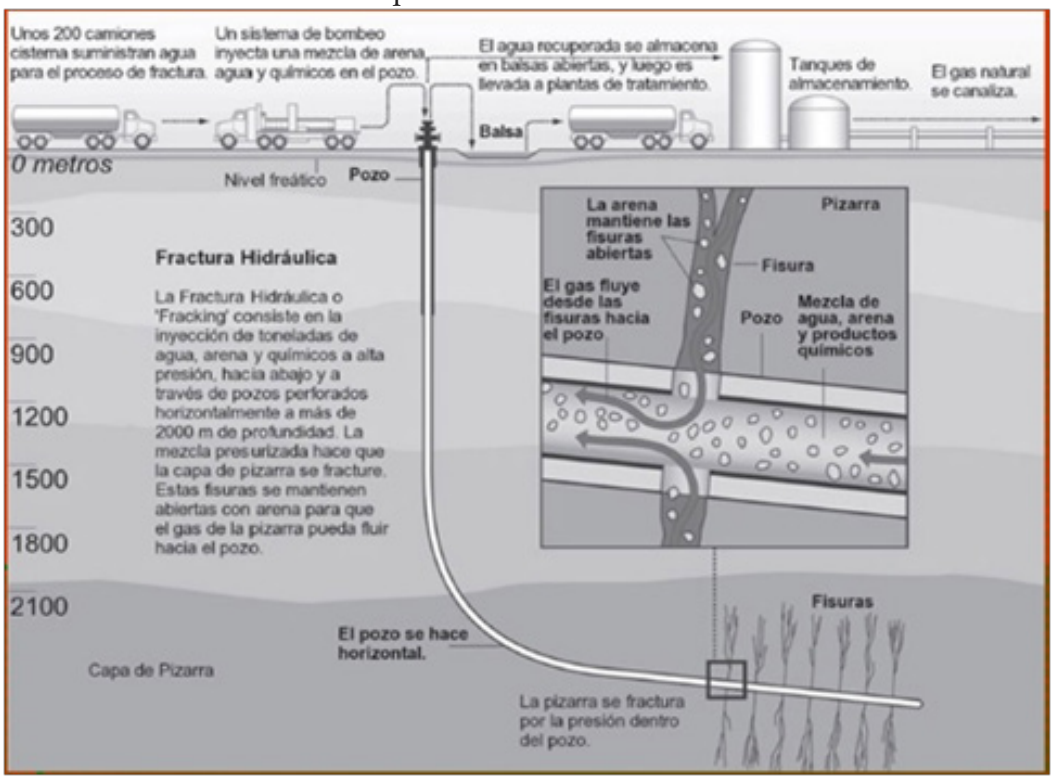
5 El subrayado no aparece en el original.

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). Por otra parte y 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 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). Según el Decreto Provincial 1483/1, en la cuenca neuquina (Argentina), se prevé la perforación y fractura de unos 2500 nuevos pozos en los próximos cinco años.

Fig. 1.
Esquema de hidrofractura



Fuente: Propublica (http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national). Para la provincia de Neuquén se prohibe el almacenamiento de agua recuperada en balsas abiertas.

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 (además del fluido utilizado para la perforación), se emplea una mezcla de agua con productos químicos y arena.

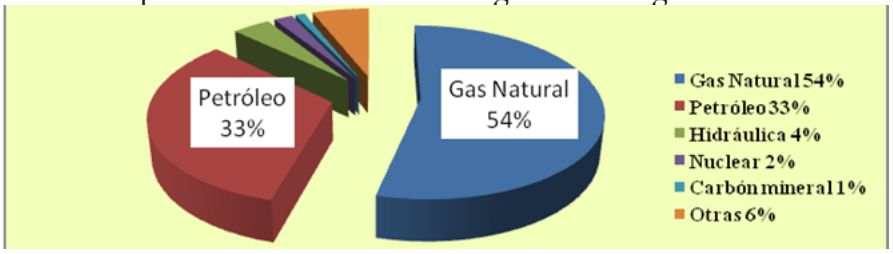
Según datos de EEUU, se emplean alrededor de 225.000 litros de aditivos de síntesis por cada pozo explotado (Mooney, 2012). La lista de aditivos es amplia (algunas investigaciones reportan más de 700 productos que obviamente no se emplean simultáneamente); se emplean para disolver minerales, mantener la viscosidad del fluido, prevenir la corrosión de los equipos, minimizar la fricción, etc. (Rahm *et al* 2013). Es relativamente habitual la disponibilidad de información sobre los riesgos de contaminación e impactos negativos sobre la salud que implican tales productos. Un aspecto menos estudiado es la inversión energética que ellos implican. Para Marcellus, se estima que en cada pozo se utilizan unos 4.416 Giga Joules (GJ) en aditivos (Aucott, Melillo, 2013). Si esa cantidad se convirtiera en combustible[6], equivaldría a emplear 133.818 litros de dieselpor cada pozo fracturado.

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). Tanto la cantidad como la calidad del fluido de retorno implican no sólo riesgos para la salud humana y de los ecosistemas, también pueden asociarse con diferentes alternativas de tratamiento y disposición final. Para el caso de Marcellus, estimaciones preliminares arrojan un costo energético de 2706 GJ para el tratamiento de los fluidos de desecho correspondientes a cada pozo de gas no convencional. Ese costo equivaldría a unos 82.000 litros de combustible diesel.

2. La explotación de hidrocarburos en Argentina y en Neuquén

En la 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
Composición de la Matriz Energética de Argentina 2012



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

6 El contenido energético del diesel es de 0,15 GJ/galón o 0,033 GJ/l (EIA, 2008). Un galón equivale a 4,5461 litros.

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).

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.

Mapa N° 1:
Cuencas sedimentarias de Argentina



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

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 refinerías 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 vendieron 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 Có 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 Económicamente Activa) y 23.500 personas vivían debajo de la línea de pobreza[7].

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 1° 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

—

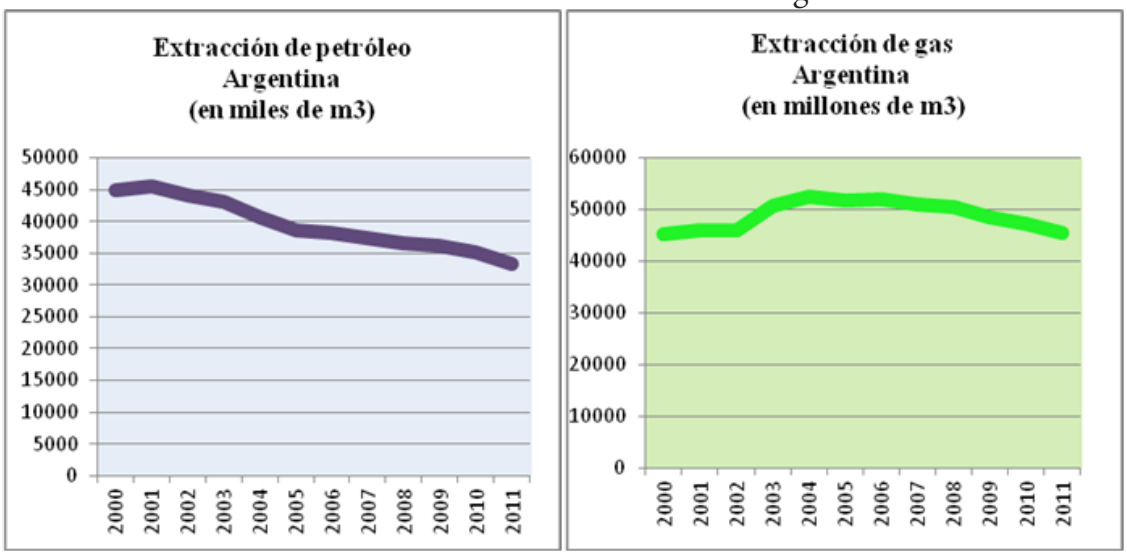
7 En los primeros años luego de la privatización, muchos de los "ex ypefeanos" se convirtieron en cuentapropistas incursionando en diversos rubros; al poco tiempo las experiencias fueron fracasando y las verdaderas consecuencias salieron a la luz; las recordadas "puebladas" de 1996-1997 fueron el reflejo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

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 ingreso a la compañía del Grupo Petersen a partir de 2007 no cumplió con las expectativas del Poder Ejecutivo Nacional, que propició las negociaciones.

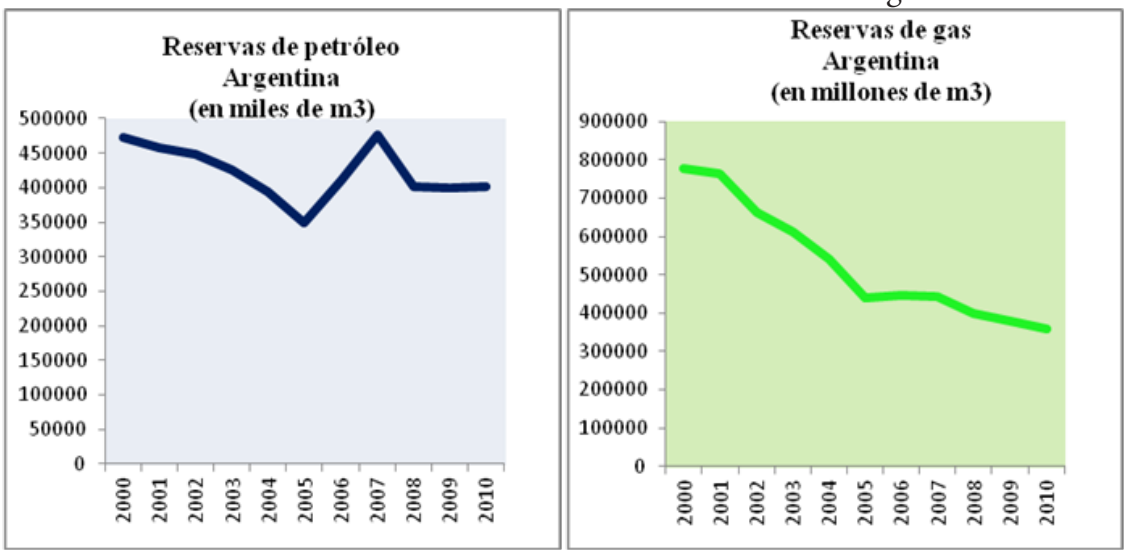
En definitiva, el abanico de instrumentos implementados en esta etapa no generó un verdadero cambio de rumbo en materia energética. El resultado fue la sobre-explotación de los yacimientos, declinación de la extracción, disminución de las inversiones en exploración y pérdida de reservas, como se observa en los gráficos siguientes:

Gráfico 2.
Evolución de la extracción de HC en Argentina



Fuente: Secretaría de Energía de Nación

Gráfico 3.
Evolución de las reservas de HC en Argentina



Fuente: Secretaría de Energía de Nación

La creciente demanda de una economía con altos índices de crecimiento[8] 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), a partir de la sanción de la Ley 26.741 en 2012.

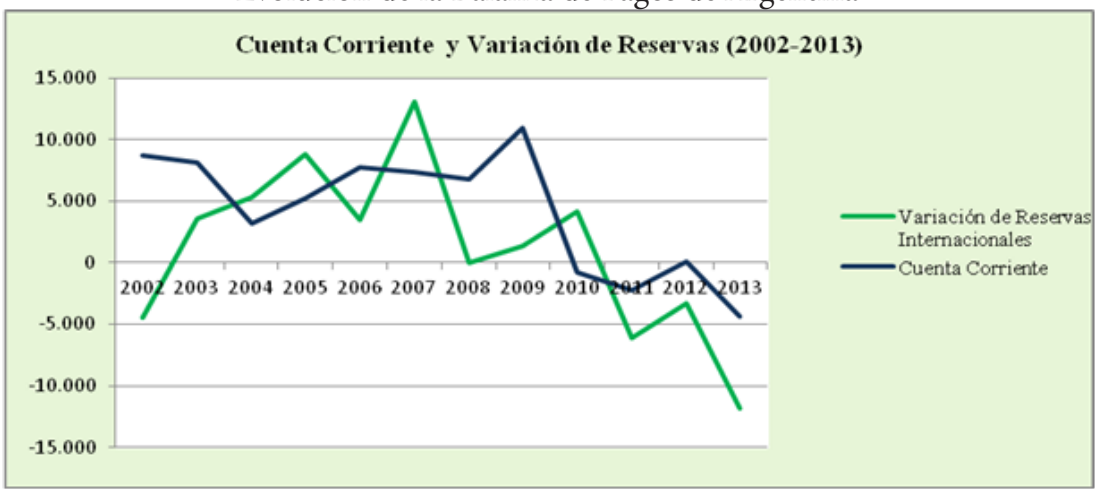
Gráfico 4.
Evolución de la importación de energía en Argentina



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.
Evolución de la Balanza de Pagos de Argentina



Fuente: INDEC

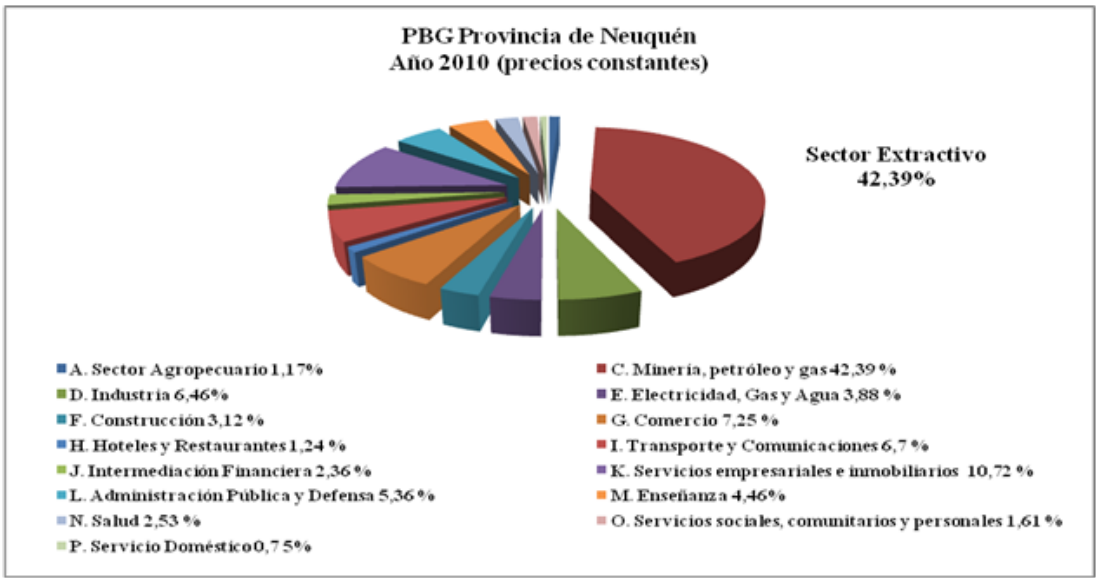
—

8 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).

2.1. 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 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%:

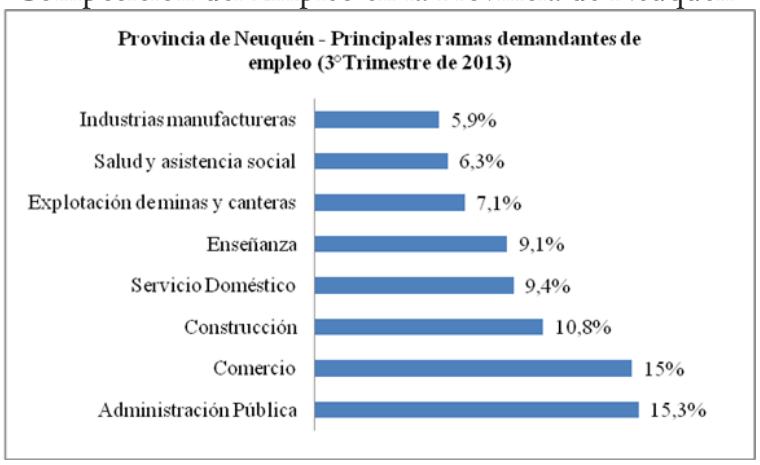
Gráfico 6.
Composición del PBG de la Provincia de Neuquén



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%).

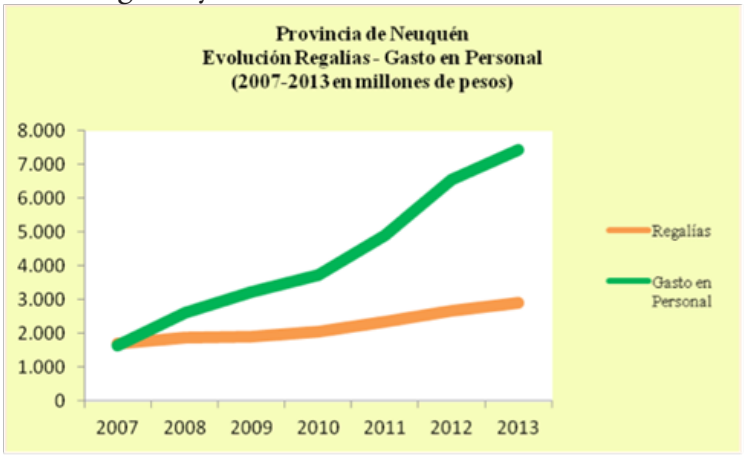
Gráfico 7.
Composición del Empleo en la Provincia de Neuquén



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

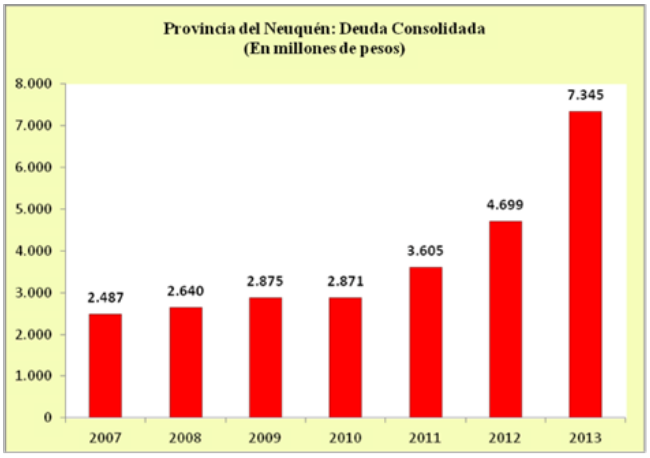
La necesidad de dar respuestas en un mercado laboral con insuficiente demanda y las recomposiciones del poder adquisitivo en etapas inflacionarias impulsan persistentemente la masa salarial, que paulatinamente se ha convertido en el principal componente del Gasto del Estado Neuquino.
Los ingresos presupuestarios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



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

Gráfico 9.
Evolución del Endeudamiento en la Provincia de Neuquén



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

2.2. 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.
La posible analogía con la experiencia relativa a los HCNC en Estados Unidos, que le ha permitido a ese país proyectar el autoabastecimiento, intensificó la actividad en la Cuenca Neuquina. La factibilidad de la explotación se encuentra aún en experimentación y genera expectativas en las operadoras. Uno de los proyectos más difundidos es el que involucra a la empresa Chevron, debido a los reparos planteados en relación a sus antecedentes en materia de impacto ambiental, por los que inclusive recibió una condena de la Corte Nacional de Justicia de Ecuador.

2.3. El acuerdo con Chevron

En la madrugada del 29 de agosto de 2013 la Legislatura Neuquina aprobó la Ley 2867 que ratificó el acuerdo que el Poder Ejecutivo Provincial firmó un mes antes con YPF, en relación al proyecto piloto

por 1.500 millones de dólares que la compañía nacional emprendió en asociación con Chevron (260 millones y 1.240, respectivamente).

Acuerdo entre la Provincia de Neuquén e YPF:

1. Escindir de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa, de titularidad de YPF y prorrogada en el año 2000 hasta noviembre de 2027, una superficie de 2.327,5 km2, denominada en adelante Loma la Lata Norte.
2. Incorporar la superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, también de titularidad de YPF y con vencimiento en noviembre de 2026, conformando una superficie total de 395 km2.
3. Prorrogar la concesión de Loma Campana por el término de 22 años a partir de su vencimiento, es decir hasta noviembre de 2048.

Compromisos de YPF:

1. Pago de 20 millones de dólares dentro de los 15 días de la ratificación legislativa del acuerdo.
2. Aporte de 45 millones de dólares en tres cuotas, en concepto de Responsabilidad Social Empresaria.
3. Pago de una suma equivalente al 5% sobre las utilidades después de impuestos resultantes del proyecto de inversión, a partir de diciembre de 2027.
4. Reducción al 50% el subsidio aplicable al precio del gas para la planta de Metanol, según los términos del Acta Compromiso suscripta por YPF y la Provincia en 1998.
5. Inversión mínima de 1.000 millones de dólares en el término de 18 meses a partir de julio de 2013, so pena de revocación del acuerdo.
6. Priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en la Provincia.
7. Utilización racional y eficiente de agua y áridos de acuerdo a normativa vigente.
8. Fiscalización a cargo de la Autoridad de Aplicación.

Las condiciones para la Provincia:

1. No aplicación de Renta Extraordinaria, Canon extraordinario de producción ni nuevos tributos. Mantenimiento de las Regalías en el 12%.
2. Mantenimiento de un porcentaje no superior al 3% en el Impuesto a los Ingresos Brutos en el área de concesión.
3. Exención del impuesto de sellos a todos los instrumentos que se firmen con posterioridad al Acta Acuerdo, que sí se encuentra sujeta al mencionado impuesto de sellos (base imponible: 1.240 millones de dólares).

Acuerdo entre YPF y Chevron:

Los detalles del acuerdo entre YPF y Chevron no fueron puestos a disposición pública, aunque se desprende que responden a los lineamientos del Decreto 929/13 sancionado por el Poder Ejecutivo Nacional en julio de 2013, con el objeto de atraer inversiones para el sector. Se trata de estímulos no incluidos en la normativa vigente a proyectos no inferiores a

los 1.000 millones de dólares:
• Luego del quinto año de iniciado el proyecto, derecho a comercializar en el mercado externo el 20% del volumen extraído con una alícuota del 0% de retenciones, o de comercializarlo al mismo precio en el mercado interno si no se hubiese alcanzado el autoabastecimiento en el país.
• Libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación.

Horas antes de la votación en la Legislatura, afuera del recinto la Policía reprimió a un grupo de manifestantes anti *fracking* que se proponía impedir que se llevara a cabo la sesión. El principal argumento de quienes votaron afirmativamente -25 diputados de un total de 35- fue la urgencia por sustituir las importaciones de energía por gas y petróleo extraídos en el país; 2 legisladores se opusieron y hubo 8 ausentes, 7 de los cuales se retiraron luego de que la mayoría se negara a suspender las deliberaciones a raíz de la represión policial.

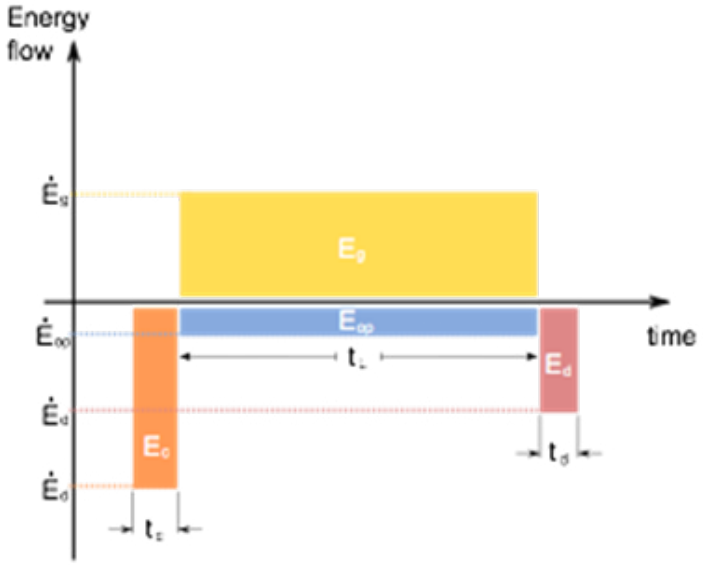
3. Flujos biofísicos principales

En esta sección se estudian los flujos de energía y de agua, ya que son los que por su magnitud e importancia estratégica resultan claves para analizar la extracción de HCNC incorporando el punto de vista biofísico. Conocer estos flujos es fundamental para comprender el retorno energético del *fracking* en la cuenca neuquina. A su vez, las características del sistema estudiado hacen necesario integrar los análisis: con el *fracking* el agua se utiliza para extraer energía y, como consecuencia de esa actividad, se requiere energía para tratar, transportar y ubicar en disposición final el agua correspondiente a los fluidos de retorno. En el primer apartado se presentan referencias sobre el concepto de retorno energético, ya que enmarca el estudio de los flujos energéticos y permite analizar desde una perspectiva biofísica la estrategia de autoabastecimiento energético.

3.1. Flujo de energía y retorno energético

Sea que se extraigan HC no convencionales 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 un costo energético, que en la Fig. 2 se representa como Ec. A su vez, durante la operación del sistema extractivo, aunque comienza a fluir energía (Eg), se continúan empleando recursos energéticos adicionales (Eop). Sólo una parte de la energía extraída se utiliza *in situ* (por ejemplo, para comprimir el gas antes de transportarlo), la mayor cantidad de ella es distribuida y procesada (Ed). 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 obtenida en un determinado proceso de extracción, o "producción" de energía, y la cantidad de energía empleada para ello (Murphy, Hall, 2010; Murphy et. al., 2011).

Figura 2.
Flujos energéticos



Fuente: Murphy *et al* 2011. Ec (energía empleada en construcción de infraestructuras para la extracción), Eop (energía asociada con la operación de los equipos tanto de extracción como de procesamiento), Ed (energía de distribución), Eg (energía "producida"); para simplificar el esquema, se suponen flujos constantes.

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 sumarse deben expresarse en una unidad común (Cleveland, 2005). Adicionalmente, para ajustar las diferencias de calidad[9] en la energía, se propone emplear la exergía (para integrar las diferencias en la capacidad de realizar trabajo) y/o derivar la intensidad energética en función de datos monetarios cuando otra información no estuviera disponible (Murphy *et al*, 2011).

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 será evaluado. En relación con la definición del sistema, un primer paso es identificar los componentes 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). Por una parte, se contabilizan los flujos de energía (directos e indirectos) utilizados en cada paso. Por otra, se estima la cantidad de energía obtenida en el horizonte temporal de producción. Ambas cuestiones implican incertidumbres y déficit de información que aquí se considera en forma preliminar y que corresponde profundizar posteriormente.

Para estimar la cantidad de energía empleada cabe considerar dos tipos de flujos, según se trate de energía utilizada directamente en las actividades extractivas, de transporte, transformación, etc. o se trate de la energía empleada para producir insumos, equipos, etc. Para el primer caso y en relación con el *upstream*, se contabilizaría el "consumo" directo derivado de la construcción de la plataforma y operación de los equipos de excavación vertical y perforación horizontal, la energía empleada para trasladar

9 La cuestión sobre las diferencias de calidad (entre fuentes primarias, vectores energéticos y uso final de la energía), en relación con las posibilidades de agregación de información reviste una complejidad (Giampietro, Sorman, 2012) que excede el presente trabajo pero que corresponde atender luego de este trabajo preliminar.

cada uno de los componentes de la estructura, máquinas, operarios e insumos a utilizar, la utilizada para tratar los fluidos de retorno u otros desechos, etc.

Por otra parte, cabría contabilizar la cantidad de energía indirecta asociada con las actividades de extracción. En este caso podría incluirse: 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).

Consideremos los procesos *upstream* para un pozo no convencional en Loma La Lata[10] (Neuquén). En ese caso la perforación completa tomaría entre 30 y 45 días, ya que la roca generadora puede alcanzar unos 520 metros de espesor (Chiappussi, 2013). Luego de esa etapa se desarrollan las siguientes actividades: i) instalación de los revestimientos (entubado o *casing*), cementación y válvula de cierre, ii) "punzado" (cañón con cargas y luego con cuñas-tapón, equipo para descenso y ascenso de ambos, cinco veces), iii) traslado y disposición de unas 40 piletas de unos 80 m3 de capacidad, iv) captación, traslado y disposición de agua, v) traslado de aditivos químicos y arenas (unos 750 m3, alrededor de 50 camiones [11]), vi) dos tambores para mezcla de aditivos, vii) diez equipos de bombeo trabajando simultáneamente, cada línea bombeando unos 20 barriles por minuto (Chiappussi, 2013) durante unas tres a cinco horas (Ramos, 2012). Los pasos ii a vii, que corresponden a específicamente a la fractura, por lo tanto podrían repetirse al cabo de unos cinco años (Chiapussi, 2013).

Según el Decreto 1483/12, la cantidad de agua a utilizar para el *fracking* será de quince mil metros cúbicos. La utilización de agua subterránea apta para uso domestico o irrigación, se prohibe mediante el Decreto mencionado. En función de ello, la energía directa que se asocia con este insumo corresponde con el combustible empleado para captar el agua desde cursos superficiales y trasladarla hasta el sitio de utilización.

Como primer esbozo del flujo de energía invertida (Ec y Eop parciales) para el caso de Vaca Muerta, 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 (Chiappussi, 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 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.

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[12]. 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 que requerido para trasladar unas 750 toneladas de arena y aditivos de fractura mediante unos 50 camiones desde el

10 El desarrollo del área de Loma 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^2 con unos 1500-2500 pozos. YPF tiene un área asignada en esa formación de 12.075 km^2; 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.

11 Suplemento "Energía", Diario *Río Negro*, 16/11/2013.

12 Idem anterior.

puerto de Buenos Aires[13]. Lo mismo cabría hacer para las piletas, cañones de punzado y otros equipos que actualmente se importan[14]. 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 de kilómetros.

3.2. 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 1, 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. 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 (Chiappussi, 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).
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, la fractura de unos 1500 pozos por año (escenario AEA1, ver descripción y justificación en la sección siguiente), 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 2, se presentan las estimaciones correspondientes a dos escenarios de extracción 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 1.
Características de diferentes reservorios de HCNC
(los tres primeros localizados en EEUU) y agua utilizada en cada caso

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

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

13 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.

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

Cuadro 2.
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

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

Es importante mencionar que las estimaciones de los requerimientos hídricos en función de caudales medios pueden considerarse en sólo en términos muy preliminares, ya que se trata de aguas superficiales con importante variabilidad estacional, tanto en términos de oferta como de demanda. Ello se evidencia, por ejemplo, para el río Neuquén y los caudales medidos en Paso de Indios (localidad cercana a los pozos no convencionales). En ese caso la media anual, de 314 m3/s alcanza una desviación típica de 296 m3/s, para la serie 1969-2006 (Giovanardi, 2010). En función de ello, extracciones de agua que representan muy bajos porcentajes en el total anual podrían constituir proporciones significativas cuando el río alcanza caudales mínimos y se adicionan a otros usos.

Para contabilizar los flujos hídricos indirectos, podrían emplearse los indicadores de Agua Virtual (AV) y Huella Hídrica (HH). El concepto de AV (Allan, 1998) 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 requeridas 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. Tales estimaciones no se tienen en cuenta actualmente, considerando los eventuales bajos EROI asociados con los HCNC ello supondría requerimientos hídricos muy superiores a los que se están difundiendo. En función de lo 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 utilizados[15]. Para los 15.000 m3 de agua, utilizados en cada pozo, se pagarían

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

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.

Si el precio del agua en Neuquén se mantiene en el nivel mencionado, difícilmente se reutilicen volúmenes significativos de ese insumo. La experiencia en EEU muestra que recién comienza a reciclarse agua cuando su costo incide en unos 2 u$ por cada barril de petróleo extraído. Con precios menores que el citado, parece más rentable inyectar el fluido de retorno en pozos sumidero (tal como se prevé en el Decreto 1483/12). Este aspecto también incidirá en la inversión energética correspondiente a la extracción ya que la cantidad de energía empleada varía en función de la alternativa seleccionada. Más allá de la opción elegida, la disposición del fluido de retorno puede involucrar traslados adicionales. Para el yacimiento de Marcellus, inicialmente alcanzó alrededor de 120 km y aún no baja de los 60 (Rahm *et al*, 2013), operación de equipos de tratamiento e inyección, etc. Si en Vaca Muerta cantidad de energía empleada para tratamiento y disposición de fluidos de retorno fuera similar a determinada para Marcellus, ello supondría unos 82000 litros 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.

4. ¿Es el *fracking* en Neuquén la clave para el autoabastecimiento energético en Argentina?

La urgencia por aprobar el acuerdo con Chevron y expandir la extracción de HCNC en Argentina, se justificó en función de la importancia de sostener el crecimiento económico y al mismo tiempo, sustituir las importaciones de energía por petróleo y gas extraídos en el país. Sin embargo, dada la ausencia de análisis sobre el tema, aún está pendiente responder muchos interrogantes. En las líneas que siguen intentaremos aproximarnos a los siguientes: ¿cuál es la inversión energética necesaria para extraer los HCNC?, ¿cuánta energía se obtendría de los reservorios de la cuenca neuquina? y ¿cuáles son los requerimientos para el autoabastecimiento energético en Argentina? Aquí se abordan de forma preliminar los dos primeros interrogantes.

4.1. Inversión energética en HCNC

Consideremos, en primer lugar, la inversión energética directa correspondiente a dos 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[16]. De esa manera se podría abastecer un consumo de gas natural que crecería desde casi 50

—

16 Según Di Sbroiavacca (2013, 13), la perforación de 2500 pozos no convencionales, que se propone en el marco del acuerdo con Chevron, sólo permitiría mejorar la calidad de la información disponible pero no lograría disminuir el déficit acumulado ni siquiera con la perforación de 25.000 pozos de *shale oil* y *shale gas* entre los años 2013 y 2050.

mil millones de metros cúbicos en 2012 hasta 126 mil millones de metros cúbicos en 2.050 (tasa de crecimiento anual de 2,4%, Di Sbroiavacca, 2013). Debido a que se dispone de información relacionada con pozos fracturados para obtener gas no convencional en Marcellus (un reservorio que guarda similitudes con Vaca Muerta, en términos de cantidad de agua usada y profundidad del recurso, ver Cuadro 1) y para simplificar el análisis se considera sólo ese tipo de extracción. A su vez la simplificación también podría justificarse teniendo en cuenta que en Argentina la cantidad de gas NC es mayor y que estos recursos se concentran en Neuquen y Vaca Muerta.

El otro escenario (AEA2), 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). En la Tabla 3 se estima el consumo correspondiente a cada escenario.

Los motivos para que los escenarios propuestos sean disimiles 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 se asume que el desempeño de la extracción no convencional en Neuquén sería similar al promedio norteamericano.

Para el primer caso se destaca que el número de pozos locales evaluados es mínimo en comparación con la población que se proyecta perforar. En cambio en relación con el segundo, cabe mencionar que las características de los pozos no son homogéneas ni coinciden en su totalidad con las formaciones de *shale* argentinas. A su vez se está utilizando el dato consumo y perforación anual pero para ajustar la estimación convendría evaluar el historial de perforación y las estadísticas de consumo acumulado.

Cuadro 3.
Cantidad de combustible utilizado en la extracción de HCNC.

	Litros diesel/pozo	AEA1 (Litros diesel para 1500pozos)	AEA2 (Litros diesel para 6730 pozos)
Perforación t30	61380	92070000	413087400
Perforación t45	92070	138105000	619631100
Perforación PM	234124	351186000	1575654520
Transporte equipos	26786	40179000	180269780
Transporte insumos	25200	37800000	169596000
Tratamiento de fluido de retorno TM	82000	123000000	551860000
Total t30 (ED1)	145064	293049000	976280720
Total t45 (ED2)	226056	339084000	1521356880
Total PM (ED3)	368110	552165000	2477380300

Fuente: elaboración propia. PM y TM corresponden a las cantidades de combustible usado y estimado para perforar y tratar el fluido de desecho en Marcellus (Aucott, Melillo, 2013). Los totales se calcularon para los dos períodos de perforación mencionados y para un gasto de combustible diario similar al empleado en Marcellus. ED significa energía directamente utilizada.

Actualmente, Argentina no se auto-abastece de combustibles líquidos y las importaciones en ese rubro se realizan a precios internacionales, muy por encima de los precios locales. Por esos motivos, es importante integrar las estimaciones biofísicas en relación con los potenciales impactos en la balanza comercial energética que podría implicar un mayor requerimiento de combustible líquido. 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). Las alternativas de utilización de combustible que se estimaron para extracción de HCNC en Neuquén podrían implicar aumentos de volúmenes de entre un 12% adicional hasta más que duplicar la cantidad que actualmente se importa.

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 (Cuadro 1), bajo el supuesto de una relación directa en el consumo de acero. 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. La magnitud del empleo de materiales en este rubro puede observarse para el caso de EEUU, dónde la extracción no convencional utilizó en sólo un año 16 millones de toneladas de acero[17].

Cuadro 4.
Inversión energética.

	Marcellus (GJ)	Vaca Muerta
Acero para casing*	3874	5617,3
Cemento para casing*	1070	1551,5
Acero en tuberías*	9637	13973,65
Obras de ingeniería in situ	907	907
Insumos para fluido de fractura	4416	4416
Tratamiento de fluido de retorno	2706	2706
Cierre del pozo	1177	1177
Electricidadin situ	3870	3870
ED1		4787,112
ED2		7459,848
ED3		12147,63
Total 1		39005,562
Total 2		41678,298
Total 3		58613,04

Fuente: Elaboración propia en base a Aucott, Melillo (2013). Los diferentes totales corresponden a la combinación de inversiones energéticas mencionadas en este cuadro y los totales según alternativas de perforación en el cuadro anterior.

17 http://www.inversorenergetico.com.ar/tenaris-ampliara-una-planta-de-tubos-para-atender-el-mercado-convencional/

4.2. Retorno energético del *fracking* en Neuquén

En cuanto a la cantidad de petróleo y gas que podría obtenerse de Vaca Muerta, la información disponible también es escasa, incierta y poco consistente. Para la estimación de la recuperación energética correspondiente a cada pozo, se mencionan valores medios de 28.000 m3 (pozo vertical), 62.000 m3 y 17.800 m3 para pozos horizontales (Di Sbroiavacca, 2013). En relación con el gas NC en términos del yacimiento en su conjunto, los factores de recuperación podrían variar entre el 27 al 6,5%; sin embargo, no se dispone de estimaciones para la productividad esperada en cada pozo (Di Sbroiavacca, 2013).
El modelo de autoabastecimiento elaborado por Di Sbroiavacca (2013) utilizó como hipótesis que de cada pozo de *shale gas* se extraerían unos 124 millones de m3 (EUR o *estimated ultimate recovery*). En cambio, el USGS (2012) estima que se recuperan por cada pozo de gas NC,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 Fayetesville. Adicionalmente, corresponde reducir esas cifras en un 8,2%, debido a que esa proporción del gas natural obtenido en boca de pozo se emplea en comprimir y procesar el hidrocarburo (EIA, 2011). La conversión de gas natural en unidades de energía se realiza según 1,08 GJ/Mcf (EIA, 2008).
En función de lo anterior, si el desempeño de los pozos en Vaca Muerta fuera similar a los de Haynesville, con 58.613 GJ se obtendrían 2,60 millones de GJ. En ese caso el EROI para el *upstream* alcanzaría entre 44:1 y 67:1. En cambio, si resultara más adecuada la estimación de Marcellus, se obtendrían alrededor de 1,15 millones de GJ y el EROI variaría entre 20:1 y 30:1. Estas estimaciones son muy preliminares y la información disponible no permite mejorar los rangos de variabilidad. Es importante recordar que también deben tenerse en cuenta costos energéticos adicionales, según corresponda en el *downstream* y que en función de ello, la relación de retorno energético empeoraría.

Conclusiones

La provincia de Neuquén forma parte de la Cuenca Neuquina, principal proveedora de gas del país y segunda en cuanto al petróleo. El descubrimiento de yacimientos hidrocarburíferos de importante envergadura fue delineando su estructura productiva, de manera que en la actualidad casi el 50% del Producto Bruto Geográfico responde al sector extractivo. El destino principal de los ingresos derivados de las regalías ha sido el rubro de Gastos Corrientes y dentro de ellos el Gasto en Personal, situación que expone a la economía neuquina a un alto grado de fragilidad. De hecho, la declinación de la actividad por parte de las operadoras del sector hidrocarburífero impactó en las finanzas públicas ocasionando serias dificultades para asumir los compromisos salariales, profundizando el endeudamiento.
La estrategia del gobierno provincial, ejercido históricamente por el Movimiento Popular Neuquino, se centra en incrementar las regalías a partir de la explotación de los hidrocarburos no convencionales de las formaciones geológicas Vaca muerta y Los Molles, actividad que también es promovida por el gobierno nacional con el objeto de reducir las importaciones de energía que complican la balanza de pagos del país. Un ejemplo de esta política es el acuerdo suscripto entre YPF y Chevron, enmarcado en un régimen de incentivos para la radicación de capitales externos en el sector.
Que la explotación de hidrocarburos contribuya al desarrollo del territorio depende de las políticas que se implementen en relación a la modalidad de explotación de los recursos y al destino de la renta que origina su extracción. El mantenimiento del denominado "modelo neuquino" consolida la concen-

tración de la matriz productiva en torno al sector extractivo, con el consecuente impacto que hasta el momento se ha verificado desde el punto de vista ambiental y socioeconómico.

La extracción de HCNC además de constituir una actividad intensiva en capital (y no en trabajo), demanda importantes cantidades de energía, agua y materiales (entre los que destacan acero, cemento y arena). De expandirse según las perspectivas aquí analizadas, puede implicar transformaciones en la escala de la intervención territorial de una magnitud aún no prevista.

La expansión del *fracking* antes que resolver la dependencia de fuentes energéticas no renovables, la incrementa. De hecho, demanda el empleo de enormes cantidades de energía fósil (tanto directa como indirectamente) difícilmente substituibles. A su vez, solucionar la problemática mencionada podría requerir que se realicen inversiones de energía fósil en alternativas más sostenibles. Si no fuera así, ¿qué sentido tendría alcanzar el autoabastecimiento energético en base a amplificar la dependencia de recursos no renovables?

El retorno energético estimado para el gas natural NC resulta comparable al de alternativas renovables, con la diferencia de que los riesgos de contaminación son menores y la sostenibilidad es mayor. Sin embargo, dado que los HC constituyen un recurso finito, su empleo en una alternativa implica que no estarán disponibles para otra. Existe suficiente consenso sobre la importancia que tendría una asignación adecuada de la energía fósil con vistas a una transición energética, de ahí la preocupación por la apuesta por los HCNC. El *fracking* comprende un despliegue de actividades que no podrían realizarse en base a energía renovable: el acero que demandan las tuberías, la inyección del fluido de fractura, la síntesis de productos químicos, el transporte de arena, los equipos de perforación, etc.

El hecho de que en este caso la energía esté al mismo tiempo, vinculada a los costos y a los ingresos de la actividad extractiva, puede indicar mecanismos de retroalimentación que convendría evaluar con más detenimiento. Actividades como depuración de aguas, remediación de contaminación y restricción de emisiones, resultan sujetas tanto a los límites ortodoxos en función de costos monetarios y rentabilidad, como a límites físicos en términos de energía neta disponible. Alrededor de la tercera parte de la inversión energética corresponde a acciones que si bien podrían no ser indispensables para la extracción en sí, lo son en términos de evadir los impactos negativos de la actividad.

Para el caso de Argentina y los HCNC, corresponde profundizar el análisis 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 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.

No es fácil determinar cuáles son las claves para transitar hacia el autoabastecimiento energético pero si se pretende algún logro sostenible en ese sentido, convendría moderar las expectativas en relación con fuentes no renovables y analizar más detenidamente las posibles sustituciones entre diferentes vectores energéticos, particularmente cuando se trata de combustibles fósiles. Un aspecto a analizar en continuidad con lo aquí planteado es el de la composición y tendencias para los actuales requerimientos energéticos. Lo mismo cabe para las cuestiones de apropiación de la renta y las transformaciones de la matriz energética asociadas a la extracción de HCNC.

Este trabajo, más que conclusiones definitivas, propone interrogantes adicionales y muestra aspectos relacionados con el *fracking* en Argentina que convendría estudiar detalladamente. Al mismo tiempo, incorpora la perspectiva biofísica en los análisis económicos convencionales en torno a la extracción de HC en Vaca Muerta. De esta manera, se facilita identificar límites adicionales a los monetarios y se visualiza la magnitud expansiva de los proyectos extractivos.

Referencias bibliográficas

Allan, T. (1998). Virtual Water: A Strategic Resource. Global Solutions to Regional Deficits. *Groundwater*, 36: 545-546.

Askenazi, A, Biscayart, P, Cáneva, M, Montenegro, S, Moreno, M. (2013). *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU*. SPE Sección Argentina. Accesible en www.spe.org.ar/locker/pdf/SPE_JJPP0003.pdf

Aucott, M, Melillo, J. (2013). *A preliminary energy return on investment analysis of natural gas from the Marcellus shale. Journal of Indutrial Ecology*. 1-12.

Brecha, R. (2013). Ten Reasons to Take Peak Oil Seriously. Sustainability, 5(2), 664–694.

Cleveland, C.J. (2005). Net energy from the extraction of oil and gas in the United States. *Energy*. 30 (5): 769-782.

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.

Cotarelo, P (Coord). (2012). *Agrietando el futuro. La amenaza de la fractura hidráulica en la era del cambio climático*. Libros en Acción. Madrid.

Chiappussi, F. (2013). Viaje al interior de Vaca Muerta, en Edición especial de National Geographics 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)

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

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

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.

Energy Information Agency (EIA). (2008). *Anual Energy Review,* DOE/EIA-0384.

Environmental Protection Agency (EPA). 2011. The process of hydraulic fracturing. www.epa.gov/hydraulicfracturing/process.html.

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.

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.

Giampietro, M, & Sorman, A. (2012). *Are energy statistics useful for making energy scenarios?* Energy, 37(1), 5–17.

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, A. (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.

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.

Hoekstra A. (2003). Virtual Water: An introduction. Virtual Water Trade. Proceedings of the International Expert Meeting on Virtual Water Trade. *Values of Water Research Report Series nº 12*, Delft: IHE.

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

Hubbert, M. (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)

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/weowebsite/2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.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).

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.

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)

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

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 protcol for determining the EROI of fuels. *Sustainability*, 3(11), 1888-1907.

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.

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

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

Recalde, M. Y. (2012). Impactos directos e indirectos sobre el crecimiento. *Ciencias Económicas*, 30(1), 87–108.

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

Scatizza, C. F., Hernández, M., Preiato, S., Lorenzo, C. Di, & Wocca, M. (2013). Aprovechamiento sustentable de los recursos hídricos en el desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Temas Actuales de La Hidrología Subterránea, 297–302.

Schmidt, C. (2011). Blind Rush? shale gas boom proceeds amid Human Health Questions, 119(8), 348–353.

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.

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

Suplemento de Energía. (2013). Diario de Río Negro. Publicado el 16/11/2013.

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]. Acceso en: http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/ el 21/6/2014.

Wood, R., Gilbert, P., Sharmina, M., Anderson, K., Footitt, A., Glynn, S., & Nicholls, F. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts (Vol. 2011).

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 (Indec): http://www.indec.mecon.ar/

Leyes

Ley Nacional 17.319/67.
Ley Nacional 24.145/92 y su modificatoria Ley Nacional 24.474/95.
Ley Nacional 24.145/06
Ley Nacional 26.741/12
Ley Provincial 2867/13

Decretos

Decreto 1055/89
Decreto 1212/89
Decreto 1589/89
Decreto 2778/90
Decreto 929/2013