



número 25 (primer semestre 2012)  
number 25 (first semester 2012)

## Los hidrocarburos no convencionales en el escenario energético argentino

Diego Pérez Roig<sup>1</sup>

### Introducción: los *no convencionales* irrumpen en la agenda pública

En reuniones llevadas a cabo en febrero de 2012 en Buenos Aires, la *Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos* (OFEPHI), el Gobierno Nacional y representantes sindicales, rubricaron acuerdos y fijaron nuevas pautas de desarrollo para el sector petrolífero y gasífero. Entre los puntos más salientes se destacaba la idea de que el autoabastecimiento de petróleo y gas, guiado por el “criterio de máximo desarrollo de las cuencas, a través de métodos y procedimientos convencionales y no convencionales”, debía ser el principio rector de la política de estado en la materia, tendiente hacia la sustitución de importaciones de hidrocarburos. Dos meses más tarde, dicho objetivo fue sancionado por ley –la 26.741/12–, luego de que el Congreso de la Nación tratara y aprobara un proyecto enviado por el Poder Ejecutivo Nacional. En este marco, quedó establecido como uno de los principios de la política hidrocarburífera argentina: “La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

El detonante concreto e inmediato de los acuerdos de febrero y la ley aprobada por el Congreso en mayo, estuvo dado por las crecientes erogaciones que el Estado Nacional debe destinar al sostenimiento del sistema energético. Las importaciones de combustibles –sobre todo de gas natural licuado, gasoil y fueloil, que se utilizan en las centrales térmicas de generación de energía eléctrica–, se han convertido en uno de los principales desequilibrios de la balanza comercial. De 2003 a 2010 las importaciones del rubro se incrementaron en prácticamente un 715%, pasando de US\$ 549 millones, a US\$ 4.474 millones. En 2011 llegaron a los US\$ 9.400 millones (Ministerio de Economía de la Nación) –cifra que podría superarse en 2012.

En este marco, el Gobierno Nacional ha responsabilizado a Repsol y sus socios locales en la administración de YPF –la compañía más importante del sector en el país–, por las prácticamente nulas inversiones realizadas en materia de cateo y exploración, y el impacto de esta política sobre la extracción de hidrocarburos. Como puede observarse en los estados contables de la empresa, el ingreso del Grupo Petersen a la composición accionaria en 2007, fijó un piso de distribución de dividendos entre inversionistas del 90 por ciento –cuando el promedio de la actividad es del 24 por ciento–, agudizando un panorama de desinversión que, entre 2003 y 2011, generó caídas en la

---

<sup>1</sup> Conicet – Dpto. de Cs. Sociales (UNQ), [diegoperezroig@gmail.com](mailto:diegoperezroig@gmail.com)

extracción de crudo y gas de un 30 y un 35 por ciento, respectivamente (Secretaría de Energía de la Nación; Instituto Argentino del Petróleo y el Gas). En la reunión de directorio previa a la expropiación de las acciones de Repsol prescrita por la nueva ley, el representante estatal en la compañía, rechazó la propuesta de aumentar el capital social de la petrolera con las ganancias de 2011 -\$ 5.296 millones-, y reclamó que dicha suma se destine a trabajos de exploración, reposición de reservas y aumentos en la producción (Página/12, 22/3/2012). La exigencia principal del Gobierno Nacional durante la etapa final del conflicto fue la necesidad de invertir en los “megadescubrimientos” de hidrocarburos no convencionales que la empresa venía anunciando desde hacía meses.

Los primeros días de noviembre 2011 Repsol-YPF había dado detalles del mayor “hallazgo” de petróleo y gas de su historia: en los 428 kilómetros cuadrados de Loma de La Lata (LLL) – Neuquén-, habría recursos de petróleo y gas técnica y económicamente explotables equivalentes a 927 millones de barriles de petróleo. Este hallazgo tenía vinculación directa con el hecho en diciembre de 2010 –cuando en un acto Repsol-YPF y la presidenta Cristina Fernández presentaron el descubrimiento de 4,5 TCF (trillones de pies cúbicos) de gas no convencional en Neuquén-, y en líneas generales, con una seguidilla de rimbombantes anuncios que se remontan, al menos, a octubre de 2009 y que se inscriben en un proceso generalizado de expansión geográfica de la frontera hidrocarburífera.

La posibilidad de revertir la situación actual del sector, ha alentado previsiones y expectativas de todo tipo. Sin ir más lejos, en marzo de 2012, el gobernador neuquino Jorge Sapag presentó al Gobierno Nacional un plan quinquenal para el desarrollo del gas y petróleo no convencional en la provincia, con una inversión aproximada de US\$ 27.000 millones (La Mañana Neuquén, 2/3/2012). De esta manera, en Neuquén desaparecieron rápidamente los fantasmas creados por el constante descenso de los niveles de extracción, como también el necesario debate acerca de la diversificación de la matriz monoprodutora (hidrocarburífera) local. Los desembolsos requeridos, así como la posibilidad de lograr jugosas ganancias, han generado interés entre los “grandes jugadores” de la actividad, como lo evidencia el reciente desembarco de la norteamericana Exxon-Mobil o la francesa Total en Neuquén.

En esta trama tampoco han faltado voces críticas. Con motivo del anuncio de diciembre de 2010, el economista Diego Mansilla señaló que “en 'Loma de la Lata' [...] se conocía hace varios años la existencia de estructuras con gas no convencional por lo que la denominación de 'descubrimiento' anunciada es errónea ya que no se trataría de [...] reservas nuevas desconocidas sino que se logró pasar las estimaciones de 'reservas posibles' [...] a reservas probadas” (Mansilla, 2010: s/n), con el objetivo sustantivo de valorizar la empresa. La posibilidad de una gran maniobra especulativa también fue alertada en Estados Unidos, donde este tipo de explotaciones cuenta con un mayor desarrollo. Una nota publicada en *The New York Times*, que recoge filtraciones de emails y documentos internos de las empresas, y en la que se analiza la información técnica y productiva de miles de pozos, arroja sospechas sobre la actual fiebre del *shale gas*:

Un ex ejecutivo de Enron escribió en 2009, mientras trabajaba en una compañía de energía: “Me pregunto cuándo comenzarán a decirle a la gente que estos pozos no son lo que pensaban que iban a ser”. Agregó que el comportamiento de las compañías de *shale gas* le recordaba lo que observó cuando trabajaba en Enron [...] La información sobre producción, provista por las compañías a reguladores estatales y revisada por el *Times*, muestra que muchos pozos no están teniendo la performance que la industria esperaba. En las tres mayores formaciones de *shale* – Barnett en Texas, Haynesville en el este de Texas y Louisiana y Fayetteville, que atraviesa Arkansas– menos del 20% del área anunciada por las compañías como productiva parece ser rentable bajo las condiciones de mercado vigentes, de acuerdo a la información y analistas de la industria (The New York Times, 26/11/2011).

A decir verdad, la única certeza hasta el momento son los cientos de denuncias por contaminación de aire, suelo y agua hechas en aquel país, con motivo de las técnicas de perforación horizontal y fractura hidráulica que se utilizan para liberar el hidrocarburo de las arenas y arcillas compactas, e incrementar la extracción en términos del volumen y la fluencia del

petróleo y el gas. Llama la atención que el gobernador neuquino, respondiendo a los reparos planteados desde diversos sectores, pretenda apoyarse en Estados Unidos y países europeos como un ejemplo de cuidado por el ambiente (Río Negro, 13/11/2011). Justamente, es en estos países donde la fractura hidráulica está siendo objetada. La presión popular y las denuncias de impactos ambientales han hecho que Francia y Bulgaria llegaran a la prohibición de la fractura hidráulica, mientras que en Estados Unidos, Canadá, Irlanda del Norte, Nueva Zelanda, Australia y Sudáfrica ha sido objeto de múltiples moratorias (Observatorio Petrolero Sur). Los no convencionales son un activo adicional de especulación financiera, y prenda de negociación de las compañías para la obtención de ingentes subsidios.

En Argentina, una serie de factores estructurales, que comprenden a las causas inmediatas del conflicto entre el Gobierno Nacional y la multinacional Repsol, pero que van mucho más allá del mismo, han minimizado al absurdo o directamente marginado del debate público los impactos ambientales de estas explotaciones: ¿qué implicancias tienen éstos en términos ecológicos? ¿Cuáles son las razones profundas de la *fiebre de los no convencionales* que se ha apoderado del sector?

### Las técnicas de fractura hidráulica y perforación horizontal<sup>2</sup>

La extracción de hidrocarburos no convencionales recibió un impulso fundamental entre mediados y fines de la década de 1970, cuando comenzó a diseñarse y probarse la técnica de *fractura hidráulica masiva*. Sin embargo, recién en 1998, con el desarrollo de lo que se conoció en inglés como *slickwater fracking*, fue posible pensar en una explotación técnica y económicamente viable.

La fractura hidráulica –o simplemente *fracking* en inglés– busca estimular los yacimientos a partir del bombeo de fluido y un agente de *apuntalamiento* –por lo general arena– a elevada presión, con el propósito de producir microfisuras en la roca almacenadora de hidrocarburos. Las fisuras se producen desde el pozo de inyección y se extienden por cientos de metros hasta la roca de reserva, manteniéndose abiertas por acción del agente de apuntalamiento, permitiendo así la recuperación del hidrocarburo. A su vez, la perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que, una vez fisurada, entra en contacto con el pozo, y por consiguiente, incrementar la extracción en términos de la fluencia y el volumen de gas que puede ser obtenido del mismo. Los riesgos e impactos ambientales de estas dos técnicas deben considerarse como un todo que involucra:

- La contaminación de agua subterránea por acción de los fluidos utilizados para las fisuras, a raíz de roturas en los encamisados o filtraciones;
- La contaminación de la tierra y agua superficial (y potencialmente aguas subterráneas), debido a derrames de los compuestos utilizados en las fisuras, y de las aguas contaminadas que regresan a la superficie una vez concluido el proceso;
- El sobreconsumo y agotamiento de fuentes de agua;
- El tratamiento de las aguas residuales;
- Los impactos sobre la tierra y el paisaje;
- Los impactos derivados de la etapa de construcción de las locaciones, como pueden ser la contaminación sonora durante la perforación de los pozos, el venteo de gases no aprovechables, e impactos por el tráfico de vehículos.

Estas técnicas han tenido un mayor grado de implementación en Estados Unidos. A partir de lo que se conoce como *enmienda Halliburton* –a raíz del lobby ejercido por esa empresa para generar una laguna jurídica en la ley estadounidense de energía de 2005–, se quitaron herramientas y

<sup>2</sup> Para la elaboración de este apartado nos hemos basado en el informe *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, elaborado por el Tyndall Centre (2011) de la Universidad de Manchester.

potestades a la Agencia de Protección Ambiental de aquel país para controlar y regular la utilización de fluidos químicos en dicho proceso, y se facultó a las compañías con el derecho a negarse a revelarlos bajo el argumento de que constituyen “secretos comerciales”. Por esta razón, no existen datos precisos sobre la identidad y la concentración de los químicos utilizados. Lo poco que ha tomado estado público hasta el momento tiene la forma de un puzzle parcialmente ensamblado, en el que se conjuga tanto la información solicitada por determinados estados – como el de Nueva York– como requisito previo a la autorización de los proyectos, como la proveniente de investigaciones independientes.

La composición del fluido utilizado para realizar las fracturas varía de acuerdo a la formación que se pretende explotar, aunque por lo general presenta una combinación de un 98 por ciento de agua y arena, y un 2 por ciento de aditivos químicos, entre los que se encuentran: ácidos, bactericidas y biocidas, estabilizadores de arcilla, inhibidores de corrosión, reticulantes, reductores de fricción, agentes gelificantes, controladores de metal, inhibidores de sarro, surfactantes. Muchas de estas sustancias han sido clasificadas por organismos de control europeos como de “inmediata atención” debido a sus efectos potenciales sobre la salud y el ambiente –tóxicos para organismos acuáticos, elementos mutagénicos, cancerígenos y con efectos sobre la reproducción.

Si bien el nivel de riesgo asociado al uso de estas sustancias depende de su concentración y de la forma en que se exponga a los seres vivos y al ambiente durante su utilización, las enormes cantidades que deben emplearse son, por sí mismas, motivo de máxima precaución y control [cuadros 1 y 2].

CUADRO 1			
Consumo de recursos de una explotación de gas de pizarra			
	Actividad	Plataforma de seis pozos perforados verticalmente a 2.000 metros y horizontalmente a 1.200 metros	
<b>Construcción</b>	Plataforma de pozos – has.	1,5	2
<b>Perforación</b>	Pozos	6	
	Volumen de remoción de tierra - m <sup>3</sup>	827	
<b>Fractura hidráulica</b>	Volumen de agua - m <sup>3</sup>	54.000	174.000
	Volumen de químicos (@2%) - m <sup>3</sup>	1080	3480
	Volumen de reflujo de agua - m <sup>3</sup>	7.920	137.280
	Desechos químicos en el reflujo de agua (@2%) - m <sup>3</sup>	158	2.746
<b>Actividad en la superficie</b>	Días de actividad en la etapa de pre-producción	500	1.500
	Total de transportes en camión - número	4.315	6.590
<b>Fuente:</b> Tyndall Centre for Climate Change Research (2011)			

CUADRO 2			
Consumo de recursos de una explotación de gas de pizarra en un escenario de re-fractura del pozo			
	Actividad	Plataforma de seis pozos perforados verticalmente a 2.000 metros y horizontalmente a 1.200 metros	
<b>Pre-producción</b>	Ídem anterior	Ídem anterior	
<b>Proceso de re-fractura (asumiendo un promedio de 50% de pozos refracturados una única vez)</b>	Volumen de agua - m <sup>3</sup>	27.000	87.000
	Volumen de químicos (@2%) - m <sup>3</sup>	540	1740
	Volumen de reflujo de agua - m <sup>3</sup>	3.960	68.640
	Desechos químicos en el reflujo de agua (@2%) - m <sup>3</sup>	79	1.373
	Duración total de las actividades en superficie para la re-fractura - días	200	490
	Total de viajes de camión - número	2.010	2.975
<b>Total para un 50% de re-fractura</b>	Plataforma de pozos - has.	1,5	2
	Pozos	6	
	Volumen de remoción de tierra - m <sup>3</sup>	827	
	Volumen de agua - m <sup>3</sup>	81.000	261.000
	Volumen de químicos (@2%) - m <sup>3</sup>	1.620	5.220
	Volumen de reflujo de agua - m <sup>3</sup>	11.880	205.920
	Desechos químicos en el reflujo de agua (@2%) - m <sup>3</sup>	237	4.119
	Duración total de las actividades en superficie - días	700	1.990
Total de viajes de camión - número	6.325	9.565	
<b>Fuente:</b> Tyndall Centre for Climate Change Research (2011)			

Una vez culminado el procedimiento de fractura, el fluido utilizado regresa a la superficie - fenómeno que en inglés se conoce como *flowback*-, en proporciones que varían, de acuerdo al pozo, entre un 9% y un 35%. Por lo tanto, en cada proceso de fractura se producen desechos líquidos que van de los 1.300 a los 23.000 m<sup>3</sup>, que contienen agua, los químicos utilizados, componentes orgánicos tóxicos, metales pesados, y materia natural con residuos radioactivos (denominados *NORMs* en inglés: *Naturally Occurring Radioactive Materials*). Por lo tanto, la toxicidad del fluido que regresa a la superficie puede llegar a ser mayor que la del utilizado para la fractura hidráulica, circunstancia que obliga a extremar los cuidados en términos de almacenaje y tratamiento de aguas residuales.

Por otro lado, lo que no se recupera en el proceso de reflujo, permanece bajo tierra, constituyendo una muy potencial fuente de contaminación. Un motivo posible puede ser una falla o pérdida gradual de integridad del pozo, ya que, dada la significativa profundidad de las reservas de hidrocarburos no convencionales, en general éstas deben perforarse atravesando varios acuíferos, lo que produce una comunicación entre éstos y otro tipo de formaciones. Para reducir el riesgo que se deriva de este hecho, deben realizarse cuatro tipos de encamisados para sellar el pozo de las formaciones adyacentes, y para estabilizarlo una vez completado y en proceso de producción. Sin embargo, cualquier eventualidad que vaya desde una falla del encamisado, hasta su progresiva pérdida de integridad, puede resultar en la contaminación de otras formaciones rocosas y aguas subterráneas, variando sus consecuencias de acuerdo a la naturaleza de la pérdida de integridad, el tipo de contaminante y el ambiente en que la misma se produzca. El

mayor riesgo, en este sentido, es una filtración en sentido ascendente de aguas utilizadas para la fractura.

Como conclusión general, ante la posibilidad de desarrollo de este tipo de proyectos en el Reino Unido y el resto de Europa, el informe del Tyndall Centre sostiene:

*La evidencia de Estados Unidos sugiere que la extracción de gas de esquisto –el principal objetivo de estas técnicas– conlleva un riesgo significativo de contaminación del suelo y aguas superficiales, y hasta que se cuente con una base de evidencias, la única acción responsable es la adopción de un enfoque precautorio frente a su desarrollo en el Reino Unido y Europa [...] La profundidad de la extracción de gas de esquisto genera mayores desafíos en la identificación categórica de las vías de contaminación de aguas subterráneas por los productos químicos utilizados en el proceso de extracción [...] En Estados Unidos existe considerable evidencia de que en diferentes casos se ha producido contaminación tanto de aguas superficiales como subterráneas (2011: 5).*

### Factores estructurales

Como adelantamos, existen factores estructurales de orden doméstico e internacional que generan un escenario propicio para el desarrollo de este tipo de explotaciones:

#### 1. Las peculiaridades de la matriz energética argentina

La matriz energética argentina es altamente dependiente del consumo de hidrocarburos, sobre todo de gas. El 35 por ciento de la oferta interna de energía primaria se obtiene a partir de petróleo, y un 51,6 por ciento a partir de gas natural (Secretaría de Energía de la Nación). Comparativamente, en la matriz energética mundial se observa una dependencia similar en el caso del petróleo, aunque no así en el del gas natural, que se reduce a menos de la mitad (Agencia Internacional de Energía). En cuanto a otras fuentes, vale la pena destacar como datos favorables para la Argentina, la baja incidencia del carbón mineral –que es el combustible fósil más contaminante, y a nivel mundial representa más de la cuarta parte de la oferta–, y de la energía nuclear, cuya participación proporcional se reduce a menos de la mitad en nuestro país.

Las diferencias de composición son aún mayores si observamos la situación de Brasil, principal socio comercial de Argentina en la región: mientras la participación del petróleo y sus derivados es prácticamente idéntica, la incidencia del gas natural en aquel país es cinco veces menor. Asimismo, comparada con la argentina, la matriz energética brasileña recibe un aporte exponencialmente superior del rubro biomasa –sobre todo de productos de caña de azúcar, pero también leña–, y la triplica en cuanto a la oferta proporcional de energía hidráulica (Ministério de Minas e Energia).

En un informe de reciente publicación, la Secretaría de Política Económica –dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación–, señala que

*[...] desde fines de la década del '70, el gas ha tenido una incidencia creciente en la oferta energética del país, representando actualmente más del 50% del total, guarismo muy por encima del promedio mundial, que se encuentra cercano al 20%. En este contexto, se profundizó la importancia del gas en la matriz energética debido, principalmente, al consumo intensivo en centrales eléctricas y, en menor medida, por los incrementos en los consumos vehiculares, industriales y domiciliarios (2011: 12).*

Prácticamente el 70 por ciento de la generación bruta del mercado eléctrico mayorista depende de fuentes fósiles (CNEA), y las perspectivas de una diversificación *sustentable* de la matriz en este sector –a partir de la incorporación de energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás– son pobres. Recién en mayo de 2009 fue reglamentada la ley N° 26.190/06, que establece un régimen de “fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”. El objetivo planteado es el de “lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica

nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen". Es decir que, en consonancia con los pronósticos referidos a la situación mundial que detallaremos más adelante, los hidrocarburos continuarán ocupando un lugar central, al menos en el corto y mediano plazo.

## 2. La pesada herencia neoliberal en el sector

La imposición del neoliberalismo, y su persistencia como patrón de acumulación al menos durante el período 1976-2001, legaron una serie de consecuencias ineludibles para la comprensión de la situación actual del sector hidrocarburífero, sus reconfiguraciones técnicas, y el desarrollo en el corto y mediano plazo de los *no convencionales*.

El primero de los elementos tiene que ver con la situación fiscal de las provincias, castigada a dos bandas por la destrucción de las economías regionales, y el proceso comúnmente conocido como de "desguace del Estado". La descentralización de la provisión de servicios básicos como la salud y la educación públicas en la década de 1990 –que disparó el gasto en términos de personal del Estado–, sumado a "la crisis económica de las provincias en el campo productivo, y los magros ingresos tributarios obtenidos de fuentes locales, incrementaron la dependencia de estos estados subnacionales de la coparticipación impositiva, las transferencias y adelantos del gobierno nacional y un creciente endeudamiento" (Oszlak, 2003: s/n). Hacia el primer trimestre de 2011, la participación de la recaudación local de las provincias sobre el total de recursos disponibles se ubicó en torno al 30,5% (Dirección Nacional de Coordinación Fiscal con las Provincias, 2011): de cada tres pesos del gasto provincial, poco menos de uno proviene de los ingresos tributarios locales, que inevitablemente deben ser complementados por la coparticipación de impuestos, transferencias no automáticas desde la Nación, y endeudamiento público. Así las cosas, no resulta extraño que –en un razonamiento que podemos hacer extensivo al desarrollo de otros proyectos extractivos–, a pesar de las magras regalías, muchas provincias perciban en la radicación de la industria hidrocarburífera en sus territorios la posibilidad de aumentar el "financiamiento interno" –captando parte de la renta generada por dicha actividad–, para, consecuentemente, incrementar sus niveles de autonomía política y económica.

En segundo lugar, la imposición del neoliberalismo también afectó la política que, si bien con matices, venía siendo aplicada en el sector petrolífero y gasífero, otrora vector fundamental del modelo de desarrollo caracterizado por la sustitución de importaciones y la industrialización nacional, el crecimiento del mercado interno, y pautas redistributivas del ingreso. En este sentido, las medidas implementadas fundamentalmente en el lustro 1989-1994, barrieron con décadas de políticas públicas relativamente homogéneas, con el objetivo sustantivo de negar el carácter estratégico de los hidrocarburos, y convertirlos en simples *commodities*. Para ello fue necesario:

1. Desregular el mercado, mediante las leyes 23.696/89 y 23.697/89, y los decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/91, que otorgaron libre disponibilidad, exportación e importación de petróleo crudo, eximiéndolo del pago de cualquier tipo de arancel o retención; libertad de comercialización de petróleo crudo y derivados; desregularon los precios intermedios y finales del mercado; permitieron la libre instalación de refinerías y bocas de expendio; autorizaron la libre convertibilidad en divisas de los ingresos; licitaron áreas centrales y marginales de YPF, convirtiendo los contratos de exploración y explotación en concesiones o asociaciones; crearon un sistema mediante el cual las propias empresas debían declarar el nivel de reservas sin ningún control por parte del Poder Ejecutivo; pusieron a la venta parte de los activos de YPF (refinerías, buques, ductos).

2. Privatizar de YPF y "balcanizar" la gestión del recurso, mediante el decreto 2778/90, la ley 24.145/92, y el artículo 124 de la Constitución Nacional de 1994. El decreto dictaminó que YPF dejaba de ser una empresa estatal para convertirse en una sociedad anónima de capital abierto, con cotización en Bolsas de Valores, que podía recibir inversiones tanto nacionales como extranjeras. Además, estipuló que YPF debía deshacerse de todos aquellos activos que no fueran considerados "estratégicos": destilerías, equipos exploratorios, oleoductos, transporte marítimo, y el centro de investigación y desarrollo tecnológico. La ley federalizó las reservas de

hidrocarburos, transfiriéndolas a las provincias, y dispuso la privatización de YPF, transformándola en sociedad anónima. En 1993 el Estado Nacional mantenía únicamente el 20% de las acciones, siendo el 46% del sector privado. La privatización terminó de concretarse en 1999, cuando Repsol adquirió la mayoría del paquete accionario. El artículo 124 de la reforma dio rango constitucional a la provincialización de los hidrocarburos dispuesta por la ley 24.145/92.

Esta batería de medidas –a contramano de una tendencia mundial signada por la creciente participación de los Estados Nacionales–, asociada a la frágil situación económica de las provincias, tendió a agigantar la capacidad de negociación y chantaje de las operadoras privadas. Al momento de la prórroga del vencimiento de la concesión de explotación del área “Loma La Lata-Sierra Barrosa” (yacimiento gasífero más importante de Sudamérica), Repsol-YPF contaba con una facturación anual de US\$ 27.000 millones, mientras que los ingresos anuales de Neuquén apenas alcanzaban los US\$ 1.050 millones (Ministerio de Hacienda, Obras y Servicios Públicos de Neuquén). La extensión de la concesión implicó una transferencia de US\$ 40.000 millones a favor de Repsol-YPF (Giuliani y Díaz, 2008).

Al mismo tiempo, las reformas estructurales también estimularon la política predatoria de las empresas, que orientadas por una inmediata valorización de las concesiones, priorizaron la sobreexplotación de los pozos ya productivos –o en las áreas cuyo potencial había sido verificado por las inversiones de riesgo hechas por la YPF estatal durante décadas–, y la exportación de lo extraído, en desmedro de la reposición de reservas y las necesidades del mercado interno (Mansilla, 2007).

### 3. el pragmatismo como norma y sus consecuencias en los últimos ocho años

Si bien el sector hidrocarburífero –y el complejo extractivo/exportador en general– es uno de los que evidencia mayores líneas de continuidad con el modelo de acumulación heredado del período 1976-2001, la ambivalencia de las medidas adoptadas en los últimos ocho años configura un panorama sui géneris que no puede asirse con los rótulos habituales (neoliberal o desarrollista/neodesarrollista). Valgan las siguientes consideraciones:

- En 2003 y a fines de 2006, momentos sumamente sensibles del mandato de Néstor Kirchner, por el escaso apoyo con que asumió la presidencia primero, y por las complejidades de cara a un año electoral luego, la política hacia el sector hidrocarburífero quedó comprendida dentro de la lógica de construcción de poder del Gobierno Nacional en las provincias. La federalización del dominio de los recursos naturales consagrada en el artículo 124 de la Constitución Nacional de 1994 fue reafirmada por el decreto 546/03 y la “ley corta” 26.197/06. Así, se logró el beneplácito de las élites políticas y económicas provinciales, al elevadísimo de cristalizar la balcanización de la gestión y explotación de un recurso estratégico, y de agigantar enormemente la capacidad de negociación de las operadoras privadas, como demostraron al poco tiempo las leoninas condiciones de prórroga de la concesión del yacimiento Cerro Dragón (Chubut) a la Pan American Energy en 2007.

- Simultáneamente, se fue profundizando el esquema de retenciones instrumentado por el gobierno de Eduardo Duhalde. En noviembre de 2007, cuando la inflación comenzaba a rondar el 20 por ciento anual, la resolución 394 de la Secretaría de Energía fijó nuevos derechos de exportación con una alícuota variable atada a la cotización internacional del crudo, y estableció valores de referencia y de corte para los hidrocarburos en el mercado interno, desacoplándolos de un incesante incremento de su precio en el mercado mundial –de 2000 a 2006 el aumento fue, en promedio, de US\$ 20 a US\$ 50, y en 2007 de US\$ 50 a US\$ 100– que hubiese disparado la espiral inflacionaria en el país. También en el plano económico, la crónica remisión de utilidades al exterior motivó en 2011 la implementación de un nuevo régimen que obliga a las operadoras a liquidar en el mercado local las divisas generadas por las exportaciones.

El pragmatismo como clave de lectura puede aplicarse a otras políticas, como la creación de ENARSA, el intento de “nacionalizar” la composición accionaria YPF a partir del ingreso del Grupo Petersen, la aplicación de subsidios al consumo doméstico e industrial de gas, los incentivos a la inversión privada de los planes denominados *Plus*. No obstante, el problema

fundamental de los últimos ocho años es que esta suerte de *realpolitik* petrolera, aun con sus relativos y coyunturales aciertos, no ha hecho mella en la principal victoria de la imposición del modelo neoliberal: la generación de un sentido común de gobierno en el que los hidrocarburos pueden administrarse como una mercancía más, privilegiando su valor de cambio (renta) en el mercado por sobre su valor de uso. Sólo así puede entenderse que, en el marco de una fuerte recuperación macroeconómica iniciada en 2002-2003 y de una persistente caída en los niveles de extracción, Argentina continuara exportando hidrocarburos.

El crecimiento promedio de la tasa anual porcentual del PIB del 7,63 por ciento entre 2003-2010 (Banco Mundial), incrementó el consumo de energía, sobre todo a partir de la explotación de hidrocarburos, habida cuenta de las peculiaridades de la matriz energética nacional. El consumo total de petróleo (incluyendo derivados), pasó de casi 450 mil barriles por día en 2003, a 618 mil en 2010, lo que implica un incremento del 37,33 por ciento (U.S. Energy Information Administration). En cuanto a la demanda de gas, hubo un crecimiento cercano al 23%. Medida en volúmenes de millones de m<sup>3</sup>/día, la misma pasó de 84.288 de MM m<sup>3</sup>/día en 2003, a 103.582 MM m<sup>3</sup>/día en 2010, destacándose sobre ese total la demanda para el consumo residencial (24,3 por ciento), industrial (28 por ciento), y para la generación de energía eléctrica (29 por ciento) (Enargas).

CUADRO 3						
PETRÓLEO: Extracción, reservas y horizonte de reservas						
Año	Extracción		Reservas		Horizonte	
	Miles de m <sup>3</sup>	Índice	Miles de m <sup>3</sup>	Índice	Años	Índice
1988	26.123	100	362.470	100	13,88	100
1989	26.735	102,34	344.623	95,08	12,89	92,9
1990	28.004	107,2	249.608	68,86	8,91	64,24
1991	28.505	109,12	267.618	73,83	9,39	67,66
1992	32.246	123,44	320.747	88,49	9,95	71,69
1993	34.454	131,89	352.441	97,23	10,23	73,72
1994	38.746	148,32	358.140	98,81	9,24	66,62
1995	41.739	159,78	379.402	104,67	9,09	65,51
1996	45.569	174,44	413.436	114,06	9,07	65,39
1997	48.403	185,29	416.734	114,97	8,61	62,05
1998	49.148	188,14	437.758	120,77	8,91	64,19
1999	46.507	178,03	488.280	134,71	10,5	75,67
2000	44.824	171,59	472.781	130,43	10,55	76,02
2001	45.182	172,96	457.674	126,27	10,13	73
2002	43.817	167,73	448.425	123,71	10,23	73,73
2003	42.980	164,53	425.213	117,31	9,89	71,28
2004	40.415	151,17	368.923	107,05	9,13	70,82
2005	38.564	147,62	313.322	86,44	8,12	58,54
2006	38.320	146,69	305.719	84,34	7,97	57,42
2007	37.429	143,27	325.194	89,71	8,68	62,53
2008	36.589	140,06	316.041	87,19	8,63	62,17
2009	36.146	138,36	333.502	92	9,22	66,42
2010	35.255	134,95	401.462	110	11,38	81,98

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación

Regresamos al punto de partida. El escenario de disminución de la extracción y retrimiento de las reservas [cuadros 3 y 4], sumado al crecimiento en la demanda de los últimos años, ha redundado en ingentes importaciones de combustibles –sobre todo de gas natural licuado, gasoil y fueloil–, que se han convertido en uno de los principales desequilibrios de la balanza comercial.

Sin embargo, en lugar de otorgar prioridad absoluta al abastecimiento del mercado interno con un recurso estratégico no renovable, el país continuó siendo “superavitario” en el comercio exterior de hidrocarburos hasta el año 2010 (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas). No se trata únicamente de la voracidad predatoria del capital privado, sino que hubo un problema mucho más profundo en el paradigma que rigió el diseño y la implementación de políticas públicas del sector en todos los niveles de gobierno.

Hasta el momento el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales se insertó en una lógica mercantil que subordina consideraciones de tipo social, ecológico o estratégico, como bien lo expresan las ambiciones del gobernador neuquino: “En cuatro años estamos en condiciones de abastecer el gas que consume la República, más el que se va a consumir por el crecimiento natural de la industria, más el que se puede perfectamente exportar por los gasoductos que hoy están ociosos a Chile y que han costado miles de millones construir” (La Mañana Neuquén, 3/5/2011).

CUADRO 4						
GAS NATURAL: Extracción, reservas y horizonte de reservas						
Año	Extracción		Reservas		Horizonte	
	Millones de m3	Índice	Millones de m3	Índice	Años	Índice
1988	21.041	100	773.016	100	36,74	100
1989	22.571	107,27	743.927	96,24	32,96	89,71
1990	23.018	109,4	579.056	74,91	25,16	68,47
1991	24.643	117,12	592.869	76,7	24,06	65,49
1992	25.043	119,02	540.899	69,97	21,6	58,79
1993	26.664	126,72	516.662	66,84	19,38	52,74
1994	27.697	131,63	535.528	69,28	19,34	52,63
1995	30.441	144,67	619.295	80,11	20,34	55,38
1996	34.649	164,67	685.586	88,69	19,79	53,86
1997	37.074	176,2	683.796	88,46	18,44	50,2
1998	38.630	183,59	686.584	88,82	17,77	48,38
1999	42.418	201,6	748.133	96,78	17,64	48,01
2000	44.815	212,99	777.609	100,59	17,35	47,23
2001	45.916	218,22	763.526	98,77	16,63	45,26
2002	45.770	217,53	663.523	85,84	14,5	39,46
2003	50.676	240,84	612.496	79,23	12,09	32,9
2004	52.317	248,61	534.217	69,11	10,21	27,79
2005	51.234	243,5	445.045	57,57	8,69	23,64
2006	51.778	246,08	406.286	52,55	7,84	21,33
2007	51.004	242,4	393.546	50,91	7,71	20,98
2008	50.508	240,04	354.575	45,86	7,02	19,1
2009	48.417	230,1	351.681	45,49	7,26	19,76
2010	45.524	216,35	358.712	46,4	7,87	21,42

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación

No está claro aún si la implementación de la ley 26.741/12 tenderá a revertir dicho sentido común de gobierno. Por un lado, se restablece un principio rector general de la política a implementar en el sector que concibe a los hidrocarburos en tanto recursos estratégicos –y no como simples commodities–, imprescindibles para un desarrollo socioeconómico armónico, equitativo y sustentable, y se reubica al Estado Nacional, a través de su Poder Ejecutivo, como la “autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia” –retrotrayendo políticas implementadas en la década de 1990 y reafirmadas en 2003 y 2006, que promovieron la balcanización en la gestión del recurso y agigantaron la capacidad negociadora de las compañías privadas. Asimismo, la declaración de utilidad pública y expropiación del 51% del patrimonio de YPF S.A. en manos de

la multinacional Repsol, que posibilita la recuperación del control de la principal empresa del sector es, sin lugar a dudas, un vector fundamental para: la realización de una explotación racional que se ajuste a las necesidades sociales; un incremento en la refinación que permita abastecer la demanda del mercado interno; la fijación de una política de precios antiinflacionaria y acorde a los costos de producción; la recuperación de la renta y su reinversión en gastos sociales, investigación y desarrollo de formas alternativas de energía que permitan transitar hacia una matriz menos dependiente de los hidrocarburos; el fortalecimiento de la integración regional a partir de alianzas con otras compañías estatales latinoamericanas.

Sin embargo, dicha lógica tendiente a la satisfacción de las necesidades sociales, deberá convivir, forzosa y contradictoriamente, con un redivivo sentido común mercantil, que encuentra expresión en otros principios rectores del proyecto: la posibilidad de generar saldos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, la continuidad de YPF como sociedad anónima abierta, la preservación de los intereses de los accionistas “generando valor para ellos”, la promoción de asociaciones con otras empresas –que pueden ser públicas, pero también “privadas o mixtas, nacionales o extranjeras”.

Hay una contradicción manifiesta en la idea de generar saldos exportables de un recurso finito en un país cuyos yacimientos más importantes se encuentran maduros, y al mismo tiempo garantizar una explotación racional y sustentable tendiente al autoabastecimiento. Asimismo, en un contexto en el que “el fin de petróleo fácil” tracciona al alza los costos de exploración y extracción, ¿mediante qué alquímico criterio se fijará un precio que satisfaga por igual a los accionistas y las necesidades de abastecimiento en el mercado interno?

#### 4. Las necesidades energéticas de la acumulación de capital a escala global

Finalmente, debemos tener en cuenta factores estructurales y geopolíticos. Existe una lógica correlación entre la incesante acumulación de capital y el consumo energético global. En los últimos treinta años, la población mundial experimentó un crecimiento de alrededor del 50 por ciento<sup>3</sup>; en ese mismo período, el consumo total de energía primaria<sup>4</sup> se incrementó en un 74 por ciento.<sup>5</sup> Así como un puñado de corporaciones y países acaparan la producción y el consumo de riquezas materiales, también concentran el consumo de energía: en 2008 los 34 Estados que integran la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) –considerados los más desarrollados y avanzados del planeta– acapararon prácticamente la mitad del consumo de energía primaria a nivel mundial.

Probablemente no exista prueba más significativa de la voracidad energética del capitalismo que el incremento en el consumo de las potencias emergentes. La población china creció un 33 por ciento entre 1980 y 2008; en ese mismo período, su consumo energético lo hizo en un 400 por ciento. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), “el aumento del consumo de energía de China entre 2000 y 2008 fue más de cuatro veces mayor que en la década previa” (2010: 8); en 2009 el gigante asiático superó a Estados Unidos como el mayor consumidor de energía del mundo. En el caso de la India el crecimiento demográfico entre 1980 y 2008 fue del 66,5 por ciento, mientras que sus necesidades energéticas se multiplicaron en un 375 por ciento. De generalizarse el ascendente nivel de vida de las clases altas y medias de estos países, sus necesidades energéticas podrían dispararse aún más. En efecto, la AIE prevé que para el año 2035 el aumento en la demanda mundial de energía primaria estará motivado, casi exclusivamente, por los países emergentes. China contribuirá un 36 por ciento del crecimiento proyectado en el uso global de energía; mientras que India lo hará con un 18 por ciento del aumento total.

Como señaláramos, la matriz energética global se encuentra compuesta en un 81 por ciento por combustibles fósiles. Si bien se prevé una progresiva participación de otras fuentes, los

---

<sup>3</sup> Todos los datos poblacionales fueron tomados del *U.S. Census Bureau, Population Division*: <http://www.census.gov>

<sup>4</sup> La energía primaria es toda fuente de energía que se obtiene de la naturaleza antes de ser transformada.

<sup>5</sup> Las estadísticas y previsiones energéticas fueron tomadas de la *U.S. Energy Information Administration (EIA)*: <http://www.eia.doe.gov> y la *Agencia Internacional de Energía (AIE)*: <http://www.iea.org>

combustibles fósiles continuarían siendo la principal en 2035, ya que es la única, por su densidad, capaz de satisfacer el incesante crecimiento en el consumo de energía. Para entonces habría un crecimiento sostenido en la demanda de petróleo, que alcanzaría los 99 millones de barriles diarios (mb/d) en 2035, 15 mb/d más que en 2009. Sin embargo, ante la irreversible declinación de las fuentes tradicionales –es decir, alcanzado el cénit del petróleo, que estancará la extracción en 68-69 mb/d hacia 2020–, la frontera petrolera continuará su avance hacia las aguas profundas y los confines del globo<sup>6</sup>, y habrá un sólido crecimiento de la participación de condensados<sup>7</sup> y petróleo no convencional. Si bien se cree que estas reservas son varias veces superiores a las de petróleo convencional, sus rendimientos energéticos son sustancialmente menores, y su extracción sumamente contaminante y costosa.

En este contexto, Argentina podría pasar de ocupar un lugar marginal en el mercado hidrocarburífero a nivel mundial [ver cuadros 5, 6 y 7], a ser uno de los principales destinos de inversión en *no convencionales*, y un potencial exportador neto de energía en el futuro.

CUADRO 5			
Extracción, consumo y reservas de petróleo en Argentina y a nivel mundial - 2009/2010			
Petróleo	Mundo	Argentina	Porcentaje
Oferta - 2010 (Miles de barriles por día)	86.848,635	763,609	0,878%
Consumo - 2010 (Miles de barriles por día)	87.068	618	0,709%
Reservas - 2009 (Miles de millones de barriles)	1.341,572	2,616	0,194%

Fuente: U.S. Energy Information Administration

CUADRO 6					
Producción de gas natural por tipo en Argentina y a nivel mundial - 2009 (en miles de millones de pies cúbicos)					
	Ventado y encendido	Reinyectado	Comercializado	Gas natural	Producción bruta
Mundo	4.083	13.574	112.584	106.471	134.307
Argentina	31	39	1.638	1.461	1.709
Porcentaje	0,75%	0,28%	1,45%	1,37%	1,27%

Fuente: U.S. Energy Information Administration

CUADRO 7		
Consumo de gas natural en Argentina y a nivel mundial - 2009 (en miles de millones de pies cúbicos)		
Mundo	Argentina	Porcentaje
106.764	1.523	1,42%

Fuente: U.S. Energy Information Administration

<sup>6</sup> A comienzos de 2011 se celebró, en la ciudad noruega de Tromsø, la conferencia “Fronteras del Ártico”, a la que asistieron alrededor de 1.000 participantes. “El Ártico fascina a las compañías de petróleo y gas más que ninguna otra región en este momento [...] Esperan explotar enormes y aún no descubiertas reservas, en esta remota área que está libre de la inestabilidad política que invade otras partes del mundo ricas en hidrocarburos” (Der Spiegel Online, 26/01/2011).

<sup>7</sup> Mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso que por condiciones de temperatura y presión cercanas a la superficie se recupera en forma líquida.

Un informe encargado por la U.S. Energy Information Administration –que tomó estado público en abril de 2011–, ubica a nuestro país en el tercer lugar en materia de *recursos de gas de pizarra técnicamente recuperables* con 774 trillones de pies cúbicos, detrás de China (1.245 TFC), y Estados Unidos (862 TFC). Por su parte, la cantidad total de reservas (sumando las que todavía no son técnicamente recuperables) ascenderían a 2.732 TFC.

Dicho trabajo destaca que Argentina ya cuenta con una significativa infraestructura en tres de sus cuencas productivas –sobre todo la Neuquina, en la que ya se han realizado las primeras perforaciones multifractura–, que facilitaría la extracción y la exportación de gas natural.

### Algunas conclusiones preliminares

La explotación de hidrocarburos no convencionales será la piedra angular del sector energético en la Argentina de los próximos años. Esto es lo que inevitablemente se desprende del articulado de la ley 26.741/12 –buscar el autoabastecimiento y, al mismo tiempo, lograr saldos exportables–, y de los primeros pasos dados en pos de su implementación. Miguel Galuccio, nuevo gerente general de YPF y ex presidente de Integrated Project Management –unidad dependiente de Schulumberger, empresa que disputa con Halliburton la supremacía en cuanto a servicios de exploración y perforación–

*[...] es una estrella en el planeta de los «reservoristas», los expertos en la industria del petróleo en la localización y perforación de hidrocarburos. Se le reconoce [...] haber modificado el paradigma de su negocio aplicando tecnologías novedosas que han permitido sacar gas y petróleo, en términos rentables, de yacimientos que antes parecían imposibles de explotar. Es el caso del «shale» gas del yacimiento de Vaca Muerta, que se conoce desde hace 20 años, pero sólo en los últimos dos comenzó a ser atractivo por las nuevas técnicas de extracción y también por los crecientes valores del producto en el mercado (Ámbito Financiero, 3/5/2012).*

YPF explotaría este yacimiento en asociación con Exxon-Mobil y Chevron, empresas privadas norteamericanas que aportarían la tecnología y los capitales necesarios –unos US\$ 25.000 millones anuales durante una década (La Nación, 6/5/2012).

Llamativamente, el informe encargado por la U.S. Energy Information Administration también menciona el potencial de la cuenca Chaco Paranaense –actualmente improductiva, y con antecedentes exploratorios prácticamente nulos–, con recursos técnicamente recuperables de 164 TFC. Ubicada entre Brasil, Uruguay, Argentina, Paraguay y Bolivia, dicha cuenca alberga el Sistema Acuífero Guaraní (SAG), uno de los reservorios de agua subterránea más grandes del mundo. Sobre su área de 1.084.063 kilómetros cuadrados, se yerguen 1.500 municipios de los cuatro países, con una población total de alrededor de 23.500.000 habitantes. Casi un 40 por ciento de la misma se abastece de agua potable del SAG, utilizándose para la provisión humana, industrial y para explotación como termas (Santa Cruz, 2009). La existencia de este recurso, así como los impactos conocidos de la fractura hidráulica y la perforación horizontal, y las prohibiciones y moratorias de las que estas técnicas fueron objeto en otras partes del mundo, no han sido obstáculo hasta el momento para dar inicio a proyectos orientados a la explotación de hidrocarburos no convencionales en la región. A fines de 2011 se conoció que la estatal uruguaya ANCAP e YPF iniciarán exploraciones en la Cuenca Norte de ese país (El País, 3/11/2011), y que en la provincia de Entre Ríos dicha empresa ya ha hecho los primeros estudios geológicos con imágenes satelitales (Uno Entre Ríos, 8/11/2011).

En este último caso,

*[...] la zona con mayor prospectiva [...] se encuentra en la región centro-norte, y en la actualidad casi monopoliza las producciones de cítricos y arroz –que la provincia lidera a nivel nacional en volúmenes de producción y exportación–, y tienen suma importancia las de madera y lino. Por otra parte, el norte de Entre Ríos concentra gran cantidad de ganado vacuno, con existencias que rondan 1.500.000 ejemplares [...] En general, el territorio en cuestión es soporte de numerosas actividades productivas primarias y*

agroindustriales. La estructura exportadora de Entre Ríos marca una fuerte preeminencia del sector primario [...] seguido por el sector agroindustrial [...] En orden de importancia, los principales destinos de las exportaciones son Asia, Europa y el MERCOSUR (Pérez Roig, 2010: 133).

En febrero de 2010, cuando se conocieron los primeros detalles del acuerdo suscrito entre el gobierno entrerriano y Repsol-YPF, planteamos una serie de tesis que hoy, habida cuenta del auge de los no convencionales y del agravamiento de ciertas condiciones estructurales en el sector, nos permitimos reafirmar y ampliar, tanto en este caso como en el de otras cuencas.

En primer lugar, dadas las condiciones geológicas –formaciones con presencia del recurso–, técnicas –el desarrollo e implementación de la fractura hidráulica y la perforación horizontal–, económicas –aumento de la cotización de los hidrocarburos por la irreversible declinación de las explotaciones tradicionales–, y políticas –la decisión del Gobierno Nacional y los provinciales de avanzar con el “criterio de máximo desarrollo de las cuencas, a través de métodos y procedimientos convencionales y no convencionales”–, sólo resta saber si estos proyectos contarán con una correlación de fuerzas favorable como para avanzar definitivamente. Es que la superposición e incompatibilidad de una industria extractiva de este calibre con actividades socioeconómicas y culturales, y recursos naturales preexistentes, podría catalizar procesos de *acumulación por desposesión* (Harvey, 2007) que impliquen el surgimiento (o, en determinados casos, consolidación) de resistencias sociales similares a las generadas por otras actividades extractivas como la minería a gran escala o el agronegocio.

En segundo lugar, la acumulación de capital presupone un abastecimiento ilimitado, en cantidades, calidades y precios correctos, de lo que Marx ha llamado “condiciones de producción” –fuerza de trabajo, ambiente e infraestructura–. Si cualquier incremento significativo del costo de estos elementos golpea al capital por el lado de la oferta y dificulta su reproducción, no sería de extrañar que tanto las necesidades de abastecimiento del mercado de hidrocarburos a “precios correctos”, como el afán de los capitales individuales por defender o aumentar su rentabilidad, conlleve la adopción de estrategias de reducción y externalización de costos, que los transfieran al ambiente, la tierra y las comunidades. Esta degradación de las condiciones sociales y materiales de producción puede generalizarse a otros capitales, dando lugar a un movimiento espiralado que James O’Connor denomina *segunda contradicción del capitalismo*.

Dependiendo de cuál sea el criterio de administración de la nueva YPF –modificaciones en su composición accionaria, asociación con empresas públicas y privadas, nacionales y extranjeras–, podrían producirse presiones adicionales sobre la magnitud y velocidad de valorización de los proyectos, que se compensarían únicamente mediante una aceleración de la tasa de retorno del capital, precipitando la producción y reduciendo su tiempo de circulación, esto es, minimizando las inversiones en capital fijo, sobre todo las referidas a cuidados ambientales (que no reportan ningún beneficio económico).

Finalmente, en tanto las condiciones de producción no son producidas ni reguladas satisfactoriamente de acuerdo a las leyes del mercado, “debe existir alguna agencia cuyo trabajo consista tanto en producir las condiciones de producción como en regular el acceso del capital a las mismas. En las sociedades capitalistas, esa agencia es el estado” (O’Connor, 2002: 41). Sin embargo, tanto la necesidad de detener la sangría de recursos que implica la creciente importación de combustibles, como la búsqueda de una mayor autonomía fiscal por parte de las administraciones locales, siembran dudas respecto de la autonomía del Estado nacional y los provinciales para imponer condiciones al capital.

## Bibliografía

GIULIANI, A.; DÍAZ, N. (2008): **Petróleo y economía neuquina**. Neuquén: Universidad Nacional del Comahue.

HARVEY, D. (2007): **El nuevo imperialismo**. Madrid: AKAL.

MANSILLA, D. (2007): **Hidrocarburos y política energética**. Buenos Aires: Ediciones del CCC.

\_\_\_\_\_ (2010): **Luces y sombras del descubrimiento de gas en Neuquén** [<http://www.centrocultural.coop/blogs/surdesarrollo/2010/12/luces-y-sombras-del-descubrimiento-de-gas-en-neuquen/>]

O'CONNOR, J. (2002): "¿Es posible el capitalismo sostenible?" En, Alimonda, Héctor [comp.]: **Ecología Política. Naturaleza, Sociedad y Utopía**. Buenos Aires: CLACSO, 2002, pp. 27-49.

OSZLAK, O. (2003): "El mito del estado mínimo: una década de reforma estatal en la Argentina". **Desarrollo Económico**, Vol. 42, Nº 168, (Ene-Mar, 2003), pp. 519-543.

PÉREZ ROIG, D. (2010): "Argentina, ¿nuevo capítulo de despojo y contaminación?". **Herramienta** Nº 45, páginas 125-140, octubre de 2010. Buenos Aires.

Tyndall Centre for Climate Research. (2011): "Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts"

Disponible en: [http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndallcoop\\_shale\\_gas\\_report\\_final.pdf](http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndallcoop_shale_gas_report_final.pdf)

### Agencias oficiales

Agencia Internacional de Energía (2010): *World Energy Outlook 2010*.

Banco Mundial: <http://datos.bancomundial.org/>

Enargas: *Informes 2005 y 2010*

Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (2011): *Complejo petróleo y gas*

Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/mme>

Secretaría de Energía de la Nación: <http://energia.mecon.ar>

U.S. Census Bureau, Population Division

U.S. Energy Information Administration:

<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>

\_\_\_\_\_ (2011) *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*

### Medios de prensa

ÁMBITO FINANCIERO (Ignacio Zuleta), 3/5/2012: *El "mago" Galuccio con 10 sub-40 y club de notables*

DER SPIEGEL ONLINE (Christoph Seidler), 26/01/2011: *The Exorbitant Dream of Arctic Oil*.

El País, 3/11/2011: *YPF buscará petróleo en el Norte del país*.

LA MAÑANA Neuquén, 3/5/2011: *Sapag ofrece a Nación la cuenca de Neuquén para sustituir importaciones*.

LA MAÑANA Neuquén, 9/10/2011: *Pinchando expectativas en "no convencional"*.

LA NACIÓN (Mariano Obarrio), 6/5/2012: *YPF salió a buscar inversores de EE.UU.*

MDZ Online, 14/10/2010: *En 2011 el Estado argentino gastará 20% más en energía*.

PÁGINA/12, 12/10/2011: *Mil millones en inversiones*.

PÁGINA/12, 13/10/2011: *Sacarles petróleo a las rocas*.

PÁGINA/12, 30/10/2011: *El colmo de las calificadoras*.

RÍO NEGRO, 16/10/2011 (Fernando Castro): *Viaje al yacimiento neuquino donde se extrae el petróleo del futuro*.

RÍO NEGRO (Gerardo Bilardo), 13/11/2011: *Al compás del petróleo*.

THE NEW YORK TIMES (Ian Urbina), 26/11/2011: *Insiders Sound an Alarm Amid a Natural Gas Rush*.

UNO Entre Ríos, 8/11/2011: *La provincia avanzará en la búsqueda de hidrocarburos no convencionales*.