
LA RENACIONALIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES EN ARGENTINA: DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO



Esteban Serrani

Introducción

Si bien es conocido el descenso sostenido de la producción que el sector de hidrocarburos ha experimentado en los últimos años, y que ha desembocado en la expropiación del 51% de las acciones de Repsol-Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) por parte del Estado argentino, varias son las preguntas que emergen de este reciente proceso que sirven de guía a este trabajo. Éstas buscan aportar evidencia adicional que permita no sólo entender más cabalmente el proceso histórico que llevó a la expropiación de YPF en 2012, sino también esgrimir algunos desafíos que este mercado debe afrontar para recuperar el autoabastecimiento energético.

En primer lugar, ¿qué explica el descenso de la producción de los últimos años? En segundo ¿en qué ha cambiado la intervención económica estatal en la última década respecto a la década neoliberal de 1990?, y sobre todo, ¿en qué se ha transformado desde la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, sancionada en mayo de 2012? En tercer lugar, en una industria cuyos resultados sólo pueden ser mensurados objetivamente en el comportamiento de los principales indicadores en el largo plazo, ¿cómo se puede evaluar, a tan pocos meses, si ha habido cambios en las estrategias para alcanzar el autoabastecimiento de la YPF nacional respecto a lo desarrollado por la misma empresa mientras estuvo bajo control del grupo español Repsol? Y, finalmente, habiendo expropiado el 51% de la principal empresa del mercado local, ¿es posible que por sí sola logre revertir los problemas estructurales del sector?

En efecto, se revisará sucintamente el derrotero de YPF, desde la privatización hasta su renacionalización, para aportar hipótesis interpretativas que permiten comprender cómo la empresa que se había presentado como parte sustantiva del problema del estancamiento de la producción en los años de 1980, volvió a estar en dominio estatal a tan sólo veinte años de su privatización. Finalmente, se presentarán aportes

a modo de balance preliminar de la gestión pública de la empresa, y al mismo tiempo, se postularán algunos cardinales desafíos que se le presentan a la intervención económica estatal como obstáculos estructurales para habilitar un proceso virtuoso de desarrollo económico.

Historia y transformaciones recientes

En 1922, bajo una mirada estratégica de los recursos naturales, el Estado nacional fundó la primera petrolera estatal del continente, YPF. Desde sus orígenes estuvo integrada verticalmente para competir con el oligopolio de empresas privadas extranjeras que tenían el control del sector. El resguardo y la dirección estatal sobre el sector de hidrocarburos por intermedio de YPF se fue profundizando a medida que se consolidaba el proceso de industrialización por sustitución de importaciones (ISI), régimen que exigía un permanente abastecimiento energético a bajo costo. A pesar de los múltiples gobiernos con diferentes posturas políticas que se sucedieron, de la inestabilidad política en virtud de los seis golpes de Estados sufridos entre 1930 y 1976 y de los vertiginosos cambios en la orientación de las políticas estatales energéticas y de la conducción de la empresa, en todo el periodo ISI YPF fue considerada una empresa pública estratégica para apalancar el crecimiento acelerado de la economía y el desarrollo industrial.

Fue con la irrupción de la última dictadura cívico-militar (1976-1983) que se iniciaron las reformas promercado. En ese interregno, se dio origen al proceso de privatización periférica de algunas actividades centrales de la petrolera estatal, generando una intensa red de empresas con escasa experiencia petrolera que se volvieron contratistas de YPF; se habilitó tanto una política de precios desfavorable a la petrolera estatal como su utilización para tomar fondos en el exterior y realizar colocaciones financieras en el mercado interno, que la dejaron en una crítica situación financiera al regreso de la democracia, en 1983.

Pero no fue hasta la llegada del gobierno de Carlos Menem (1989-1999) que se llevaron a cabo íntegramente las políticas de reforma estructural neoliberal del sector. Por un lado, se privatizó la empresa pública, YPF, en un proceso que se inició en 1992 y finalizó en 1999, cuando la española Repsol compró la totalidad de las acciones. Asimismo, se transfirieron una gran cantidad de activos de YPF a los anteriores contratistas, ahora en términos de concesión y sin mandatos

claros en términos de exploración e inversión, la cual quedó ligada a la decisión que cada empresa tomara. Por otro lado, se desregularon completamente los mecanismos de fijación de precios, de producción, refinación y comercialización, perdiendo el Estado el control sobre las inversiones necesarias para la reposición de las reservas en el largo plazo. Finalmente, se habilitó una completa apertura comercial, habilitando las exportaciones e importaciones de hidrocarburos sin seguimiento estatal y completamente desacopladas del ritmo de satisfacción de la demanda necesaria del mercado local. Además, se quitaron todos los aranceles sobre la industria, los derechos de exportación y se habilitó la libre disponibilidad de las divisas obtenidas por las exportaciones, pudiendo liquidar hasta el 70% de las mismas en bancos del exterior.

Luego de la crisis institucional y de la salida de convertibilidad cambiaria¹ que rigió desde 1991 hasta inicio de 2002, en enero de ese año se produjo una devaluación cambiaria del 300%, que provocó una afanosa alteración de los precios internos y un reacomodamiento asimétrico en perjuicio de los trabajadores de los costos y beneficios de la drástica medida.

Sin lugar a dudas, el nuevo contexto de profunda crisis tanto económica como político-institucional, fundó una transformación en la forma típica de intervención estatal en la economía, propia del periodo neoliberal anterior. El sector de los hidrocarburos no fue la excepción. De esta manera, se sucedió una serie de políticas y regulaciones que: a) contuvieron, en el mediano plazo, el incremento de los precios internos (desacoplándolos del ritmo de crecimiento del precio internacional y de los efectos distorsivos de la devaluación interna); b) capturaron parte de la renta extraordinaria que las empresas obtuvieron vía exportaciones por el incremento del precio internacional.

Así, en 2002 el gobierno argentino impuso retenciones a las exportaciones de crudo con una tasa del 20%, que fue aumentada al 25% en mayo de 2004. En agosto de ese año, las alícuotas de las retenciones correspondientes al crudo fueron fijadas entre 25% y 45% dependiendo de los valores del precio internacional del West Texas Intermediate (WTI). En noviembre de 2007, se instauró un nuevo régimen con varias

¹ Ley N° 23.928, que declaró la convertibilidad del austral con el dólar estadounidense a partir del 1 de abril de 1991, a una relación de diez mil australes por cada dólar; y habilitó al Banco Central de la República Argentina a vender las divisas que le sean requeridas para operaciones de conversión a la relación anteriormente descrita.

fórmulas, pero el precio máximo a recibir por barril importado sería de (dólares americanos) USD 42/bbl cuando el WTI superaba los USD 60.9/bbl.²

Las exportaciones de gas natural también fueron alcanzadas por retenciones: en mayo de 2004 fueron del 20%; en julio de 2006 fue elevada a 45% (estableciendo como base para su aplicación el precio fijado por el Convenio marco entre Argentina y Bolivia para 2006-2026, de alrededor de 6/millón de dólares de BTU); en 2008 elevó las alícuotas de retención aplicable al gas natural del 45% al 100%, estableciendo como base para su aplicación un mayor precio en cualquier contrato de importación de gas natural.³

Asimismo, el gobierno lanzó propuestas de acuerdos de precios con productoras de hidrocarburos desde 2003 en adelante, con el fin de contenerlos. En esta línea, en 2008 lanzó los programas Gas Plus, Petróleo Plus y Refino Plus, buscando incrementar la extracción de hidrocarburos y cuidando la reposición de reservas, al mismo tiempo de incrementar la capacidad del parque refinador nacional, que había llegado al tope en 2007-2008.⁴

En efecto, la intervención estatal durante el kirchnerismo dirigió sus políticas a contener los precios internos (vector de competitividad del resto de los sectores productivos y de los servicios públicos) y a captar parte de la renta extraordinaria vis retenciones al comercio exterior. Sin embargo, no fue hasta 2012 que el gobierno alteró sustantivamente el entramado jurídico neoliberal, herencia del menemismo de la década anterior, en un contexto de sostenido descenso de la producción de hidrocarburos por parte del conjunto de empresas privadas, de crisis de la balanza comercial energética y de un incremento sustantivo de las importaciones energéticas para cubrir la pujante demanda interna.

Dos preguntas emergen de este contexto: a) ¿Qué explica la aceleración del descenso de la producción en los años anteriores a la expropiación de YPF en mayo de 2012?; b) ¿Cuáles fueron las principales consecuencias que produjo sobre el sector la recuperación estatal del control de la petrolera YPF?

² Resolución N° 394/2007. Para un desarrollo detallado del esquema de retenciones a las exportaciones, consultar Serrani, 2013.

³ Resolución N° 127/2008. Para un análisis pormenorizado de estos programas, véase Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012.

⁴ Segmento que en las últimas cuatro décadas mantuvo estable su capacidad de refinación en virtud de la escasa inversión en ampliación de la capacidad instalada, al igual que la falta de construcción de nuevas refinerías (Sabbatella y Serrani, 2011).

Factores explicativos de la expropiación de YPF: la aceleración del descenso del gas natural

En los últimos años, en Argentina se ha producido una relevante suma de estudios académicos que buscaron explicar las causas del deterioro de la producción local de hidrocarburos, la pérdida del autoabastecimiento energético y el origen de la expropiación de YPF.⁵ Si bien este trabajo asume la tesis explicativa de que el deterioro del sector se explica por la sobreexplotación de los recursos conocidos, la subexploración producto de la escasa inversión de riesgo y un aprovechamiento de vínculos privilegiados con el Estado para sostener la maximización de los beneficios por parte de las empresas que configuraron el “oligopolio petrolero” (Barrera, 2012; Kozulj, 2002 y 2012; Mansilla y Perrone, 2010; Recalde, 2012; Sabbatella, 2012; Serrani y Castellani, 2010; Serrani, 2012), es preciso aportar nuevos elementos explicativos que permitan comprender con mayor precisión el derrotero del mercado hidrocarburífero nacional.

En este sentido, el caso del acelerado decaimiento de la producción de gas natural es particularmente crítico, dado que en 2011 representaba el 50% de la producción primaria de energía según el Balance Energético Nacional, publicado anualmente por la Secretaría de Energía.

A lo largo de la última década, el ritmo de extracción de gas natural registra un persistente descenso, que se aceleró considerablemente desde el año 2008. Entre ese año y 2013 la producción de gas natural se redujo en 6 mil millones de m³, lo que equivale a una tasa de caída de la producción de -3.5% anual acumulativo promedio. La contracara de este proceso de aguda caída de los niveles de extracción fue el incremento de las importaciones de gas natural proveniente de Bolivia y en forma de Gas Natural Licuado (GNL), que pasó de explicar el 2.7% de la oferta

⁵ Este conjunto de trabajos ha puesto énfasis en diferentes aspectos de la cuestión. Por un lado, hay trabajos que han explicado el declive de producción energética por las malas políticas implementadas por los diferentes gobiernos kirchneristas, que han inhibido el normal desarrollo del sector (Gadano, 2012; Montamat, 2005; Fanelli, 2012; las publicaciones de los ocho exsecretarios de Energía (<http://www.exsecretarios.com.ar>); por otro lado, como producto de las estrategias de negocios del oligopolio de empresas privadas, nacido de las reformas neoliberales de los noventa (Sabbatella, 2012; Mansilla y Perrone, 2010; Sabbatella y Serrani, 2011); por la subexploración y la sobreexplotación de los recursos naturales descubiertos, en gran medida, por las inversiones de la YPF mientras era estatal (Barrera, 2012; Kozulj 2002 y 2012; Kozulj y Bravo, 1993); y, finalmente, por la constitución de un conjunto de vínculos privilegiados con el Estado, que habilitó a las empresas la persecución y obtención de cuasirrentas de privilegio (Serrani, 2012 y 2013; Serrani y Castellani, 2010).

interna en 2008 a más del 25% en el año 2013. Asimismo, en esos años aumentaron fuertemente las importaciones de combustibles líquidos sustitutos de gas natural para la generación térmica. Como resultado, la balanza comercial energética se volvió fuertemente deficitaria, pasando de un superávit de 6 mil mdd en 2006 (su punto máximo) a un resultado negativo de -6500 mdd en 2013, debido a que las importaciones de energía se quintuplicaron en ese lapso.

¿Qué explica entonces la mengua del gas natural?

Al analizar el comportamiento de las cinco principales áreas de producción gasífera, que representan 50% del total país en 2014, éstas muestran un descenso acumulado en los últimos cinco años de -10% *vis a vis* -18% del “resto” de las áreas gasíferas del país. Es decir, que el “resto” de las áreas (“el otro” 50%) tuvieron un descenso mayor de 80% respecto a las 5 áreas más importantes del país (cuadro 1). En principio, esta situación permite afirmar que el descenso de producción de gas natural del país se explica más por la caída de las *áreas marginales* (“resto de las áreas”) que por una sobreexplotación de las de mayor producción.

Es decir, en los años inmediatamente anteriores a la expropiación de YPF, más que sobreexplotación de la capacidad instalada, como había ocurrido desde las reformas neoliberales en adelante, lo que se evidencia es un nuevo comportamiento empresario en busca de maximizar sus beneficios de corto plazo. Estas nuevas estrategias desarrolladas por el oligopolio de empresas privadas estuvieron concentradas en el abandonando de las áreas de menor producción, buscando achicar la extensión de su logística en el territorio, para volcarse a las áreas de mayor producción. Este comportamiento se vuelve evidente en el caso de las seis empresas de mayor producción, que representan 80% del total en el país.

Entre 2009 y el primer trimestre de 2014, Pan American Energy redujo su producción en su área principal en 0.5 millones de m³/d (que representa 63% de su producción total) mientras que en el resto de sus áreas perdió producción por 4.1 millones de m³/d, lo cual implica una tasa de descenso anual acumulativa de -5 por ciento en su área principal, y una de -58% en el resto de sus áreas (gráfica 2).

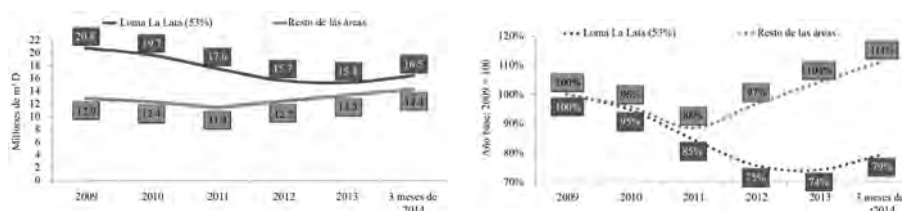
Algo similar sucede con el tercer productor del país, Total Austral: en su área principal (56% del total de su producción) aumentó la producción en 6.2 millones de m³/d (44% anual acumulativo) y en el resto de las áreas cayó 0.8 millón de m³/d (-42 anual acumulativo) (gráfica 3).

Cuadro 1. Producción de gas natural en Argentina, por principales áreas y total país. Argentina. En millones de metros cúbicos día y evolución anual (Año Base 2009 = 0%)

Área	Empresa Operadora	Producción de gas en millones de m ³ /d						Evolución de la producción de gas natural. Año base 2009				
		2009	2010	2011	2012	2013	3 meses de 2014	2010	2011	2012	2013	3 meses de 2014
Aguada Pichana	Total Austral	11.15	10.96	10.31	9.75	8.34	7.55	-2%	-8%	-13%	-25%	-32%
Anticinal-Cerro Dragón	PAE	8.46	8.47	8.57	8.43	8.07	8.04	0%	1%	0%	-5%	-5%
Cuenca Marina Austral	Total Austral	12.22	14.89	17.26	18.01	18.05	18.44	22%	41%	47%	48%	51%
Loma La Lata-Sierra Barrosa	YPF	20.85	19.74	17.62	15.73	15.41	16.50	-5%	-15%	-25%	-26%	-21%
San Roque	Total Austral	10.96	10.45	9.89	8.47	7.37	6.71	-5%	-10%	-23%	-33%	-39%
Resto áreas		69.02	64.54	61.08	60.16	57.02	56.69	-6%	-12%	-13%	-17%	-18%
Total país		132.66	129.06	124.73	120.56	114.27	113.93	-3%	-6%	-9%	-14%	-14%
5 principales áreas		63.63	64.52	63.65	60.40	57.24	57.24	1%	0%	-5%	-10%	-10%
Resto de las áreas		69.02	64.54	61.08	60.16	57.02	56.69	-6%	-12%	-13%	-17%	-18%

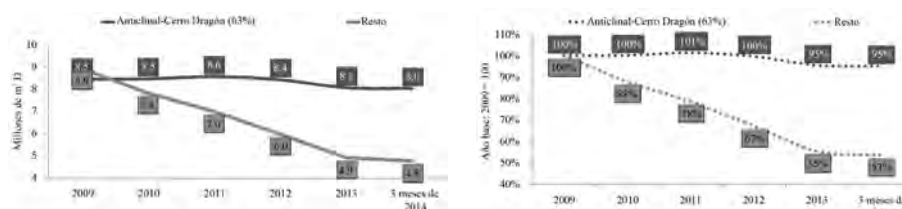
Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfica 1. Producción de gas natural de YPF, por principales áreas de concesión. Argentina. En millones de m³/d y evolución 2009. Año Base: 2009 = 100%



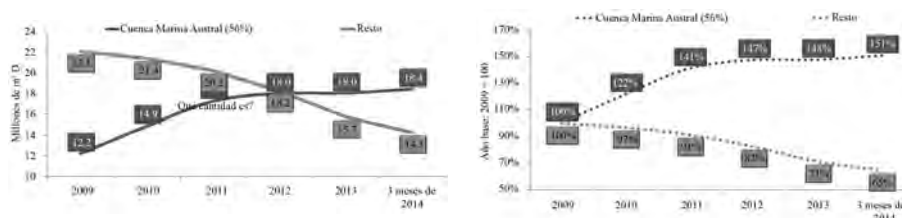
Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfica 2. Producción de gas natural de Pan American Energy, por principales áreas de concesión. Argentina. En millones de m³/d y evolución 2009. Año Base: 2009 = 100%



Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfica 3. Producción de gas natural de Total Austral, por principales áreas de concesión. Argentina. En millones de m³/d y evolución 2009. Año Base: 2009 = 100%

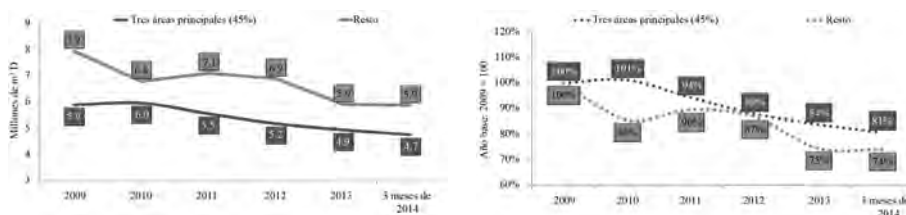


Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

Respecto a Petrobras y Pluspetrol, cuarto y quinto productores de gas, se repite el patrón: para la primera empresa, la caída en sus tres principales áreas fue de 2 millones de m^3/d (-21%) y tuvo una caída en el resto de sus áreas de 1.2 millones de m^3/d (-28%) (gráfica 4); Pluspetrol tuvo un descenso en su área principal de 3 millones de m^3/d y una caída de 1.2 millones de m^3/d en el resto, lo que implica una caída anual acumulativa de -34% para la primera y de -63% para las segundas (gráfica 5).

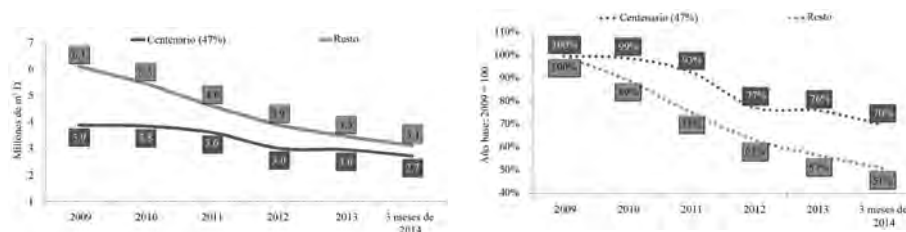
Finalmente, Grupo Apache, el sexto productor del país, al igual que Petobras y Pluspetrol, si bien su producción cayó en todas sus áreas, lo hace en menor medida en su área principal: -0.1 millones de m^3/d

Gráfica 4. Producción de gas natural de Petrobras, por principales áreas de concesión. Argentina.
 En millones de m^3/d y evolución 2009. Año Base: 2009 = 100%



Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

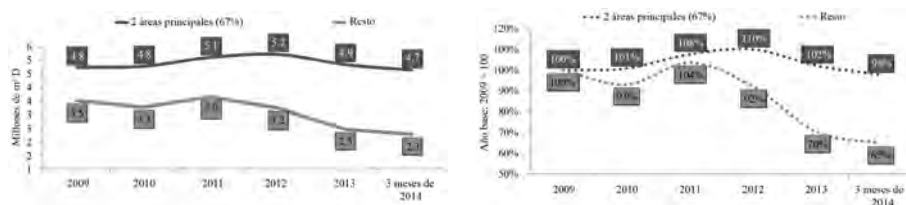
Gráfica 5. Producción de gas natural de Grupo Pluspetrol por principales áreas de concesión. Argentina.
 En millones de m^3/d y evolución 2009. Año Base: 2009 = 100%



Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

contra -1.2 millones de m³/d del resto de sus áreas, lo que implica una caída anual acumulativa de -2% para su principal área y -38% para el resto de sus áreas.

Gráfica 6. Producción de gas natural de Grupo Apache, por principales áreas de concesión. Argentina. En millones de m³/d y evolución 2009. Año Base: 2009 = 100%



Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

A modo de hipótesis de trabajo se afirma que el oligopolio gasífero, a pesar de que siguió sosteniendo una caída ininterrumpida de la producción de gas natural desde 2004, acelerada desde 2008 en adelante, su rentabilidad de corto plazo se sostuvo al concentrar su negocio en las pocas áreas de mayor producción, abandonando o dejando de lado las áreas marginales de menor rendimiento, empujando la situación crítica del suministro interno de gas natural e impulsando ferozmente las importaciones de combustibles para satisfacer la creciente demanda interna, que se incrementó en más del 25% en la última década la de gas (y más del 50% la de energía eléctrica).

Entre los grandes productores del país, el único caso que muestra una reciente tendencia diferente, es YPF. Si bien la caída de la producción de gas natural es sostenida entre 2009 y 2013 para su principal área, en las marginales sólo se da hasta 2012, que empieza a recuperar la producción con posterioridad a la expropiación de la empresa por parte del Estado nacional. Lo mismo sucede en su área principal, Loma La Lata, que el promedio del primer trimestre de 2014 ya presenta una producción diaria superior al promedio de los años 2011 y 2012, deteniendo el descenso y revirtiendo la tendencia evidenciada de varios años atrás (véase gráfica 1). Es decir, el esfuerzo por detener la caída de la producción de gas a fin de recuperar el autoabastecimiento

energético llevó a que la gestión de la nueva YPF, ahora con mayoría estatal, invirtiera fuertemente en las áreas “marginales” para aumentar rápidamente la inyección local de gas natural.

Pero, ¿qué permite entender este primer cambio de tendencia en la inversión y producción de YPF, desde la expropiación por parte del Estado Nacional?

YPF nacional, primeros resultados

El 16 de abril de 2013 se cumplió un año desde que fuera enviado al Congreso el proyecto de ley que, aprobado el 3 de mayo de 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario para Argentina el logro del *“autoabastecimiento de hidrocarburos a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones”*. Asimismo, con la ley resultante se expropió el 51% de las acciones de YPF, que estaban en dominio de Repsol. El proyecto buscó revertir el largo ciclo de dominio neoliberal en la explotación de los hidrocarburos, tomando el Estado un papel central en la organización y planificación de esta industria.

En el entramado institucional que resultó de las leyes y decretos sancionados, la “nueva” YPF, una Sociedad Anónima, pero con mayoría accionaria del Estado argentino, se presenta como un instrumento fundamental para cumplir con el objetivo prioritario de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera.

Sin embargo, en una industria donde se realizan magnas inversiones hundidas y cuyos resultados maduran en el largo plazo, ¿cómo se puede evaluar el comportamiento de YPF bajo dominio estatal al poco tiempo que lleva el cambio de propiedad? Es decir, a tan sólo dos años de la expropiación, ¿es posible percibir un cambio de tendencia en las estrategias de la empresa con mayoría estatal respecto al desempeñado por Repsol-YPF? Y en esta dirección, ¿es factible ponderar algunos resultados preliminares de la YPF con dominio estatal, en línea con el objetivo de recuperar el autoabastecimiento de hidrocarburos?

A modo de balance preliminar, algunos indicadores de la industria se presentan como “fotografías” objetivas para esbozar interpretaciones respecto de los cambios en la orientación estatal de la política petrolera, y especialmente del comportamiento de YPF.

Con base en información de la Secretaría de Energía, en relación con la producción de gas natural, el desempeño de Repsol-YPF tuvo un descenso anual acumulativo de -6% contra una caída de -2% del total en el país, todo para el periodo 2004-2012. Luego de la expropiación, se evidencia que la producción de gas no sólo detuvo su caída, sino empieza a revertir la tendencia: mientras en abril de 2012 produjo 28 millones de m³/d en marzo de 2014 llegó hasta los 35 millones de m³/d.

Con información oficial disponible de la Secretaría de Energía, ésta permite visualizar cuál ha sido el comportamiento de YPF a dos años de la expropiación, que en perspectiva con lo desarrollado por el resto de los grandes jugadores del medio local, vuelve aún más claros los resultados alcanzados de reversión de la tendencia declinante que arrastraba la compañía (y la industria en general) durante los últimos cinco años.

Respecto de la producción de gas natural de YPF, en marzo de 2014 tuvo un incremento de 12% respecto de igual mes del año anterior. Cuando se analiza el acumulado el primer trimestre de 2014, se observa que se mantuvo estable respecto de igual periodo del año anterior. En 2012, YPF había disminuido la producción gasífera en -2,6% en comparación con 2011, sin embargo se observó una reversión de la significativa tendencia declinante de la gestión de Repsol en YPF, que en 2011 había caído -9.6 respecto de 2010. Los otros jugadores del sector cayeron significativamente en 2013 y en el año 2014 (enero-marzo) respecto al mismo periodo del año anterior: Total Austral -1%, Pan American Energy -3%, Petrobras -4%, Apache -8%, Tecpetrol -9% y Grupo Pluspetrol -14 por ciento.

Sin lugar a dudas, el incremento de la producción de YPF está en sintonía con la mayor inversión que la empresa y el Estado nacional vienen realizando en los últimos dos años. Según información propia de la empresa, ésta sostiene que la inversión creció un 94.7% interanual en el primer semestre 2013 respecto a 2012, al trepar de 5544 millones a 10792 millones de pesos. Eso se evidencia en la cantidad de equipos de perforación, que aumentaron de 25 a 63 entre 2011 y 2013, y de equipos de *workover*, que pasaron de 49 a 85 en el mismo lapso. Incluso, el esfuerzo de la inversión de YPF en el mercado local se percibe a partir de la participación que tiene en el número de equipos de perforación y terminación activos en el país: “la empresa utiliza más del 50% de la totalidad de equipos del mercado, y entre 4 y 5 veces más equipos que la compañía con segundo porcentaje de participación” (Prensa Económica. 2014).

En esta dirección, respecto a los pozos perforados, el promedio anual de Repsol fue de 462 entre 2002-2011; según Robasco en el periodo enero-febrero de 2013 se perforaron 98 pozos, que de anualizar esa tendencia quedarían en un total de 588 pozos/año, cifra notoriamente más elevada al promedio histórico de Repsol en Argentina. Incluso, al analizar el periodo más crítico del sector, las cifras son aún más contundentes. Entre los meses de enero-abril del periodo 2009-2012, Repsol explotó un promedio de 127 pozos contra los 254 correspondientes al mismo intervalo del año 2013, lo que muestra que la YPF con dominio estatal rápidamente pudo duplicar la cantidad de pozos perforados.

Sin lugar a dudas, los primeros resultados de la YPF nacional muestran un cambio de tendencia respecto al descenso en la producción de gas y petróleo observado en los últimos años, en cuanto a los montos invertidos en exploración y explotación, que se traducen en un incremento considerable de los equipos contratados y los pozos perforados. Sin lugar a dudas, los esfuerzos que la petrolera está realizando para revertir la degradación de los resultados del sector son sólidos, y rápidamente se perciben los primeros resultados positivos. Sin embargo, toda una serie de dilemas y desafíos se presentan ya no sólo a YPF, sino a todo el sector y al Estado nacional, para volver a ser energéticamente autosuficiente.

Desafíos hacia el autoabastecimiento energético

La recuperación de YPF por parte del Estado Nacional, y del control estratégico de la industria en su conjunto a partir de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, lejos de ser el punto de llegada, es sólo un primer paso en la búsqueda del autoabastecimiento energético, motor central para dinamizar el resto de las actividades productivas del país en búsqueda del desarrollo nacional. En el horizonte de YPF aparecen múltiples desafíos a resolver. A modo de conclusión, se presentan cinco de ellos que tienen una relevancia central en la estructura del sector hidrocarburífero en particular, y del conjunto de la economía en general.

Desafío estructural: YPF versus el resto del sector

A diferencia de otros países petroleros de América Latina, YPF no es ni un monopolio de Estado (como sí lo es PEMEX en México) ni la empresa

dominante en toda la cadena de producción (como PDVSA en Venezuela o Petrobras en Brasil). Al finalizar 2013, la participación de YPF en los distintos segmentos del mercado era la siguiente: un tercio del mercado primario (exploración y explotación) de petróleo y un cuarto en el de gas natural, poco más de la mitad en el sector secundario (transporte, refinación y comercialización final) y una participación marginal en el comercio exterior (cuadro 2).

Cuadro 2. Participación de YPF en los distintos segmentos del mercado de hidrocarburos. Argentina, 2013

Segmento del mercado	YPF	Resto del Mercado	
Mercado Primario	Petróleo	37%	63%
	Gas	25%	75%
Mercado Secundario	Refinamiento	53%	47%
	Ventas combustibles	53%	47%
Comercio Exterior	Exportaciones	16%	84%
	Importaciones	11%	89%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación, ENARGAS y Aduana de la República Argentina.

En este sentido, el desafío estructural para el Estado nacional es cómo *disciplinar* al resto de las empresas, la mayoría multinacionales, en relación con el nuevo marco jurídico. Es decir, cómo lograr que el resto de las empresas articulen su negocio petrolero con la necesidad del país de volver a ser autosuficiente en el mediano plazo (y que este fin ya no se organiza en intereses individuales en el nivel empresa sino que es un bien público que la sociedad se debe para su desarrollo económico).

Desafío de gestión para el desarrollo: innovación versus privilegios

Cuando se dispuso que el logro del autoabastecimiento energético sea un bien público, surge el desafío de cómo gestionar el conjunto de rela-

ciones sociales de esta industria. El modelo energético de gestión privada, profundizado por las reformas neoliberales durante el menemismo, supuso la privatización de YPF (con una pérdida de capacidad del Estado para dirigir el mercado), la completa desregulación de los mecanismos para la fijación de precios y la apertura comercial, habilitando la “libre” importación y exportación. Si bien se logró cierto control de precios internos entre 2003 y 2011, desacoplándolos del ritmo de crecimiento del mercado internacional, y logró capturar una porción de la renta extraordinaria vía retenciones a las exportaciones, el modelo de gestión privado continuó hasta 2012.

De lo que se trata es de revertir un modelo de gestión empresarial que durante décadas fue proclive a generar vínculos privilegiados con el Estado como vector de competitividad central (Serrani, 2012) antes que invertir innovar tecnológicamente para estar en la frontera del desarrollo científico técnico. Es decir, el desafío es revertir dos décadas donde las empresas privadas buscaron para sus negocios condiciones privilegiadas amparadas en los recursos del Estado:

- Desabastecimiento y presionando por incrementar los precios internos o por importar a precios internacionales (precios largamente superiores a los internos).
- Renegociación de contratos y de las condiciones de extracción.
- Rentabilidades que nunca alcanzan y presiones para invertir lo menos posible.
- Mientras tanto, fuga de utilidades *record* a las casas matrices, el caso de Repsol es paradigmático.

Es imposible volver a lograr el autoabastecimiento energético, y apuntalar un auténtico desarrollo nacional, sin este cambio en el patrón de las estrategias de acumulación de las grandes empresas que operan en esta industria. Pero también, sin alcanzar el desarrollo de articulaciones virtuosas entre Estado y capital en pos de favorecer los intereses del país. Las nuevas alianzas que YPF está promoviendo son una oportunidad para no repetir viejos errores del pasado y para que el Estado siga teniendo el control estratégico del sector. En estos nuevos acuerdos, la concepción de la eficiencia se pone en el centro de la escena.

Desafío de la eficiencia: eficiencia microeconómica neoliberal versus eficiencia sobre un bien público

El modelo de gestión privada, producto de las reformas estructurales, generó estrategias empresarias donde la explotación de los recursos debía asegurar la obtención de la máxima rentabilidad en el menor tiempo posible. En este sentido, las empresas fijaban un mínimo de rentabilidad esperado (*cut off*) en sus casas matrices, nunca menor al promedio de las rentabilidades del conjunto de las grandes empresas que operan localmente: por debajo de esa rentabilidad, los proyectos de exploración y explotación se abandonaban. Es decir, que durante dos décadas, sin importar cuál fuera la demanda interna o las necesidades del país, el conjunto de empresas sólo explotó yacimientos que dieran las rentabilidades extraordinarias esperadas por sus casas matrices. Esto llevó a una pérdida de mirada estratégica del sector en el largo plazo y a un desacople del funcionamiento del mercado de hidrocarburos respecto a la demanda interna del resto de la economía.

En este punto, el nuevo entramado jurídico-legal está poniendo en juego esta visión de la eficiencia neoliberal. Así, el desafío es lograr una nueva versión de eficiencia, basada en el abastecimiento energético como bien público y como vector de competitividad para el resto de la economía.

Pero, ¿qué sucede en la nueva YPF con mayoría estatal? Aparecen dos tensiones que necesitan ser resueltas si se quiere acoplar a la empresa con la dirección de la política energética estatal. La primera es una tensión interna, entre el necesario fin comercial de la empresa con el fin público de lograr el abastecimiento. Resolverla requiere de un profundo cambio interno en su cultura empresarial. La segunda es una tensión externa, que se presenta entre la nueva lógica empresarial de YPF (articulado a las políticas oficiales) con la imperante en el resto de las empresas del mercado de hidrocarburos, como se describiera en el desafío anterior.

En definitiva, la concepción de eficiencia neoliberal es un verdadero obstáculo para articular estrategias de desarrollo económico de largo. Su transformación hacia una eficiencia basada en una industria al servicio del bien público nacional es de una importancia trascendental.

Desafío de lo público: intereses nacionales versus asociaciones con el capital trasnacional

La concepción del autoabastecimiento de hidrocarburos como un objetivo prioritario que se reviste de interés público nacional en Argentina vuelve a poner el acento en una redefinición de los fines que tiene una industria extractiva para el desarrollo económico. Sin embargo, propio de la historia económica de América Latina y de la actual división internacional del trabajo, el crecimiento de la producción energética para lograr autoabastecer la demanda interna y ampliar la cobertura de los servicios públicos, se vuelve a encontrar con un recurrente obstáculo: la restricción externa que lleva a asociarse con el capital privado trasnacional, que es quien usualmente dispone del *stock* de capital y la tecnología para alcanzar la frontera de la innovación de esta industria. En este sentido, para que YPF revierta su caída e impulse al resto de las empresas del sector, comenzó una serie de acuerdos con empresas multinacionales para desarrollar las tecnologías de extracción de recursos no convencionales, como son el *shale gas*, el *shale oil*, el *tight gas*, etc. En este sentido, la tensión toma cuerpo entre la persecución de los intereses públicos en la explotación de hidrocarburos y la dependencia del capital y la tecnología de empresas multinacionales (más allá de las incógnitas de los impactos ambientales que genera el desarrollo de las tecnologías no convencionales).⁶

Desafío cultural: Commodities versus recurso estratégico

Finalmente, existe un desafío que engloba al conjunto de problemáticas a resolver para lograr el autoabastecimiento en tanto bien público. Éste es el de revertir la concepción dominante respecto a los hidrocarburos. Las reformas neoliberales trasformaron a los hidrocarburos en *commodities*, es decir, en mercancías exportables para generar divisas sin conexión necesaria con las necesidades económicas y sociales del país. El desafío es volver a considerarlos *recursos estratégicos*, esto es como un insumo fundamental para apalancar los procesos internos de crecimiento sostenido y desarrollo económico.

⁶ Este tema abre otro capítulo de discusión fundamental para entender cabalmente las políticas públicas hidrocarburíferas, que excede este trabajo.

Es perenne lograr que la sociedad acompañe esta lucha simbólica y se apropie de este cambio cultural (que trasciende lo económico). El destino de YPF y de la política energética está atado a este profundo cambio cultural. Y lograrlo implica el compromiso de todos los sectores productores-consumidores de energía; es decir, del conjunto de la sociedad argentina.

Referencias

- Barrera, M. 2012. "Subexploración y sobreexplotación: La lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina". *Apuntes para el cambio*, núm. 2, marzo-abril.
- _____, I. Sabbatella y E. Serrani. 2012. *Historia de una privatización. Cómo y por qué se ha perdido YPF*. Buenos Aires: Capital Intelectual.
- Fanelli, J. L. 2012. *La Argentina y el desarrollo económico en el siglo XXI. ¿Cómo pensarlo? ¿Qué tenemos? ¿Qué necesitamos?* Buenos Aires: Siglo XXI.
- Gadano, N. 2013. "YPF y el petróleo latinoamericano". En *Revista Nueva Sociedad*, núm. 244, marzo-abril.
- Kozulj R. 2002. *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas*. Santiago: CEPAL.
- _____. 2012. "Estrategias para el sector energético y fiscalidad: un desafío crítico". En *Revista Voces en el Fénix*, año II, núm. 13.
- _____ y V. Bravo. 1993. *La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina (Colección de Bibliotecas Universitarias).
- Mansilla, D. y G. Perrone. 2010. "Energía en Argentina. Evolución reciente, actualidad y perspectivas". Documento técnico N° 1 del Centro de Estudios Económicos y Monitoreo de las Políticas Públicas, agosto. Buenos Aires: Fundación Madres de Plaza de Mayo.
- Montamat, D. 2005. *La energía argentina. Otra víctima del desarrollo ausente*. Buenos Aires: Editorial El Ateneo.
- Prensa Económica. 2014. "YPF invirtió 130% más entre 2011 y 2013". *Prensa Económica*, año 11, núm. 2, julio-agosto.
- Recalde, M. 2012. "Los recursos energéticos en Argentina: Análisis de la renta". *Revista Problemas del Desarrollo*, 170 (43), julio-septiembre.

- Sabbatella, I. 2012. La política petrolera de la posconvertibilidad: de la herencia neoliberal a la expropiación de YPF. *Argumentos. Revista de crítica social*, 14, octubre.
- _____ y E. Serrani. 2011. “A 20 años de la privatización de YPF. Balance y perspectivas”. *Voces en el Fénix*, año II, núm. 10.
- Serrani, E. 2012. *Estado, empresarios y acumulación de privilegio. Análisis de la industria petrolera argentina (1988-2008)*. Tesis para optar por el título de doctor en Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires. Mimeo.
- _____. 2013. “América Latina y su política petrolera frente a las últimas tendencias internacionales. Perspectivas regionales a partir del análisis de Brasil y Argentina”. *Foro Internacional*, vol. LIII (1).
- _____ y A. Castellani. 2010. “La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina”. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999. *Revista H-Industri@*, año 4, núm. 2, primer semestre.